



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

TEMA:

“DISEÑO DE UN PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE UN POZO PCN-SW001- POZO EXTENDED REACH WELLS (ERW) EN EL CAMPO PUCUNA-ORELLANA”.

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

LAÍNEZ ALEJANDRO ROBERTO AGUSTÍN

TUTOR:

ING. PORTILLA LAZO CARLOS ALBERTO, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2025

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

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

TEMA:

DISEÑO DE UN PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE
UN POZO PCN-SW001- POZO EXTENDED REACH WELLS (ERW)
EN EL CAMPO PUCUNA-ORELLANA.

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

LAÍNEZ ALEJANDRO ROBERTO AGUSTÍN

TUTOR:

ING. PORTILLA LAZO CARLOS ALBERTO, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2025

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Marllelis Gutiérrez H, PhD.
DIRECTORA DE CARRERA



Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.
DOCENTE TUTOR



Ing. Xavier Vargas, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.
DOCENTE UIC



Ing. David Vega González
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Esta tesis la dedico a mi querido padre y apreciada madre por brindarme su apoyo incondicional durante mi formación académica y por no dejarme rendir ante las complicaciones, buscando siempre la forma de salir adelante.

Dedico este trabajo también a mis distinguidos maestros de escuela, colegio y universidad, por compartirme sus sapiencias y anécdotas, además de transmitirme valores y consejos que me permitirán mejorar en cada ámbito y circunstancias de la vida.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “DISEÑO DE UN PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACION DE UN POZO PCN-SW001- POZO EXTENDED REACH WELLS (ERW) EN EL CAMPO PUCUNA-ORELLANA” elaborado por el estudiante **LAÍNEZ ALEJANDRO ROBERTO AGUSTÍN**, egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio **COMPILATIO**, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 7% de la valoración permitida.

 CERTIFICADO DE ANÁLISIS
magister

TESIS COMPILATIO LAÍNEZ ROBERTO

7%
Textos sospechosos

4% Similitudes
0% similitudes entre comillas
< 1% entre las fuentes mencionadas

1% Idiomas no reconocidos

1% Textos potencialmente generados por la IA

Nombre del documento: TESIS COMPILATIO LAÍNEZ ROBERTO.docx	Depositante: CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO	Número de palabras: 7498
ID del documento: 6db856330859d297ccc53459c07fb044e0d6867b	Fecha de depósito: 24/11/2024	Número de caracteres: 47.978
Tamaño del documento original: 237,37 kB	Tipo de carga: interface	
Autores: []	fecha de fin de análisis: 24/11/2024	

FIRMA DEL TUTOR



Ing. Carlos Portilla Lazo

C.I.: 0913412367

VALIDACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA

CERTIFICO

Que, he revisado el trabajo de Integración Curricular de título: **“DISEÑO DE UN PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE UN POZO PCN-SW001-POZO EXTENDED REACH WELLS (ERW) EN EL CAMPO PUCUNA-ORELLANA”**, elaborado por el estudiante de la Carrera de Petróleos de la Universidad Estatal Península de Santa Elena: **LAÍNEZ ALEJANDRO ROBERTO AGUSTÍN** previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos.

Que, he realizado las observaciones pertinentes en los ámbitos de la gramática, ortografía y puntuación del documento, mismas que han sido acogidas proactivamente por las mencionadas señoritas, corroborando así, que han sido introducidos los ajustes correspondientes en el trabajo en mención.

Por lo expuesto, autorizo al peticionario, hacer uso de este certificado como a bien convenga.

Atentamente,



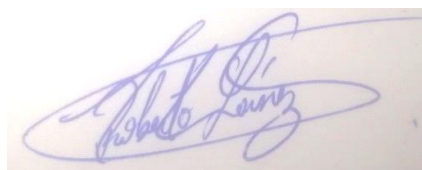
Lic. Alexi Javier Herrera Reyes
Magíster en Diseño y Evaluación de Modelos Educativos
CC. 0924489255
Registro SENESCYT: 1050-14-86052904
Teléfono: 0962989420

La Libertad, a los 15 días del mes de noviembre de 2024.

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Laínez Alejandro Roberto Agustín, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “Diseño de un programa de fluidos de perforación de un pozo PCN-SW001- Extended Reach Wells (ERW) en el campo Pucuna-Orellana” no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría. Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Roberto Laínez', enclosed within a blue oval scribble.

Roberto Agustín Laínez Alejandro
Autor de Tesis
C.I. 0927086751

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Portilla Lazo Carlos, Mg.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “**DISEÑO DE UN PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE UN POZO PCN-SW001- POZO EXTENDED REACH WELLS (ERW) EN EL CAMPO PUCUNA-ORELLANA**” previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos, elaborado por el **Sr. Roberto Agustín Láinez Alejandro**, egresado de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR



Ing. Carlos Portilla Lazo, Mg

TUTOR

AGRADECIMIENTO

Con mucha gratitud me debo a la universidad estatal península de santa elena (UPSE), por brindarme la oportunidad de empezar mis estudios profesionales, a los docentes de la facultad de ciencias de la ingeniería, en especial a los de la carrera de ingeniera en petróleos por compartir sus conocimientos con paciencia y sabiduría a lo largo de este sendero de sapiencia

Agradezco a mi distinguido tutor Ing. Carlos Portilla, por darme la pauta y las herramientas tanto teórica como prácticas para continuar con mi trabajo de titulación y al Ing. Carlos Malavé por estar atento y corregirme en el transcurso de este proceso.

ÍNDICE

	Pág.
DEDICATORIA	iii
VALIDACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR	vii
AGRADECIMIENTO	viii
1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	2
1.2. JUSTIFICACIÓN	2
1.3. ANTEDECENTES	3
1.4. HIPÓTESIS	4
1.5. OBJETIVOS	4
1.5.1. Objetivo General	4
1.5.2. Objetivos Específicos.	4
1.6. ALCANCE	4
1.7. VARIABLES	5
1.7.1. Variables Dependientes	5
1.7.2. Variables Independientes	5
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	6
2.1. CAMPO PUCUNA (GENERALIDADES)	6
2.1.1. Antecedentes.	6
2.1.2. Ubicación.	7
2.1.3. Geología del campo Pucuna	7
2.1.3.2. Estratigrafía local del campo Pucuna	8
2.2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN	9
2.2.1. Definición de fluido	10
2.2.2. Propiedades físicas de los fluidos de perforación	11
2.3. PROPIEDADES QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	13

2.3.1.	Alcalinidad.....	13
2.3.2.	Dureza.....	13
2.3.3.	Cloruros.....	13
2.3.4.	MBT (Methylene Blue Test).....	14
2.4.	FLUIDO PERFORACIÓN “NATFLEX”.....	14
2.5.	ADITIVOS ECOLÓGICOS	15
2.5.1.	Rheomax.	15
2.5.2.	Almidón de yuca.....	15
2.5.3.	Bioasfalto.	16
2.5.4.	Lubridrill.....	16
2.6.	POZOS HORIZONTALES DE ALCANCE EXTENDIDO O “EXTENDED REACH WELLS” (ERW).....	16
2.6.1.	Definición de pozo horizontal.....	17
2.6.2.	Perforación de alcance extendido en los pozos horizontales de alto ángulo... ..	18
2.6.3.	Pozos horizontales de radio largo.....	18
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....		27
3.1.	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	27
3.1.1.	Tipo de investigación	27
3.1.2.	Recopilación de información.....	27
3.2.	DISEÑO DEL PROGRAMA DE FLUIDOS	28
3.3.	DISEÑO DEL PLAN OPERACIONAL DE UN POZO	30
3.3.1.	Requisitos ambientales y reglamentarios.....	30
3.3.2.	Consideraciones relativas a la futura perforación respecto de la preparación de la AFE.....	31
3.3.3.	Revisión de pozos próximos existentes en el área.	32
3.3.4.	Especificaciones del Rig.....	33
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....		35
4.1.	ESTABLECER EL DISEÑO DEL PROGRAMA DE FLUIDOS POR SECCIONES.....	35
4.1.1.	Descripción del sistema de fluidos intervalo 26”.	35
4.1.2.	Descripción del sistema de fluidos intervalo 16”.	36

4.1.3.	Descripción del sistema de fluidos intervalo 12 1/4”.....	39
4.1.4.	Descripción del sistema de fluidos intervalo 8 3/8”.....	41
4.2.	DETECTAR LOS PROBLEMAS POTENCIALES EN CADA SECCIÓN DEL POZO	43
4.2.1.	Sección 26”.....	43
4.2.2.	Sección 16”.....	43
4.2.3.	Sección 12 1/4”.....	44
4.2.4.	Sección 8 3/8”.....	45
4.3.	CURVA DE DENSIDADES DEL POZO	46
4.4.	DISEÑAR EL PLAN DIRECCIONAL DEL POZO	49
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMEDACIONES		52
5.1.	CONCLUSIONES	52
5.2.	RECOMEDACIONES	53
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		55
ANEXOS		59

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura. - 1. Diseño del plan operacional de un pozo - (Herrera Herbert, 2020)	309
Figura. - 2. Requisitos ambientales y reglamentarios - (Herrera Herbert, 2020).....	31
Figura. - 3. Consideraciones relativas a futuras perforaciones	32
Figura. - 4. Diseño del pozo y sus consideraciones - (Herrera Herbert, 2020)	33
Figura. - 5. Especificaciones del Rig	34
Figura. - 6. Rango de propiedades del fluido, intervalo 26"	35
Figura. - 7. Volúmenes estimados, intervalo 26"	36
Figura. - 8. Concentración de productos, intervalo 26"	36
Figura. - 9. Uso estimado de productos, intervalo 26"	36
Figura. - 10. Rango de propiedades del fluido, rango 500 ft - 6100 ft	38
Figura. - 11. Propiedades del fluido de perforación, sistema polímeros	38
Figura. - 12. Volúmenes estimados, intervalo 16"	38
Figura. - 13. Concentración de productos, intervalo 16"	39
Figura. - 14. Uso estimado de productos, intervalo 16"	39
Figura. - 15. Rango de propiedades del fluido	40
Figura. - 16. Volúmenes estimados, intervalo 12 1/4"	40
Figura. - 17. Concentración de productos, intervalo 12 1/4"	41
Figura. - 18. Uso estimado de productos, intervalo 12 1/4"	41
Figura. - 19. Rango de propiedades del fluido	42
Figura. - 20. Volúmenes estimados, intervalo 8 3/8"	42
Figura. - 21. Concentración estimada de productos, intervalo 8 3/8"	42
Figura. - 22. Uso estimado de productos, intervalo 8 3/8"	43
Figura. - 23. Curva de densidades del pozo.....	48
Figura. - 24. Plan direccional del pozo.....	51
Figura. - 25. Selección de los tamaños del pozo	60
Figura. - 26. Perfil del pozo	66

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Datos de ubicación del campo Pucuna.....	7
Tabla 2. Descripción de las areniscas Hollín superior	8
Tabla 3. Descripción de las areniscas Hollín superior 2	8
Tabla 4. Descripción de productos.....	63
Tabla 5. Riesgos potenciales	64
Tabla 6. Generalidades del fluido	65

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA
CARRERA DE PETRÓLEOS

**“DISEÑO DE UN PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACION DE UN
POZO PCN-SW001- POZO EXTENDED REACH WELLS (ERW) EN EL
CAMPO PUCUNA-ORELLANA”.**

Autor: Laínez Alejandro Roberto Agustín

Tutor: Portilla Lazo Carlos

RESUMEN

El siguiente trabajo tiene como objetivo diseñar un programa de fluidos de perforación de un pozo pcn-sw001- Extended Reach Wells (ERW) mediante un sistema de fluidos en el campo Pucuna-Orellana. En la sección 26” Repasar cada parada perforada. Perforar con sistema Nativo Disperso desde +/- 45’ hasta +/- 300 ft. A los +/- 300’ convertir dicho sistema a Nitrato de Calcio hasta +/- 500’. Al perforar arcilla reactiva, se adicionará Nitrato de Calcio para mantener la arcilla inhibida. Una vez alcanzados los 500 pies bombear 80 bbl de píldora viscosa y circular hasta zarandas limpias. Previo a sacar tubería para bajar Casing de 20” como conductor dejar en el fondo 200 bbl de píldora viscosa con 10 lpb de CaCO₃ + 6 lpb de Asfalto. Sección 8 3/8” se recomienda mantener la densidad del fluido de acuerdo a la curva programada utilizando el ECS y realizar el puenteo continuo con Carbonato de Calcio de acuerdo a la granulometría dada y llegar al punto de casing con 9,5 lb/gal. Y se subirá hasta 9,7 lb/gal previo al viaje de calibración. En caso de ser necesario incrementar la reología con la adición de Goma Xántica(S-Gum) incrementando su concentración 0,25 lb/bbl. Los valores reológicos de YP se mantendrán entre 27 y 35 lb/100 ft²

PALABRAS CLAVE: programa de fluidos, pozos de alcance extendido

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA
CARRERA DE PETRÓLEOS

**“DESIGN OF A DRILLING FLUIDS PROGRAM FOR A WELL PCN-SW001 -
EXTENDED REACH WELLS (ERW) IN THE PUCUNA-ORELLANA FIELD”**

Author: Láinez Alejandro Roberto Agustín

Tutor: Portilla Lazo Carlos

ABSTRACT

This work aims to design a drilling fluid program for a well pcn-sw001- Extended Reach Wells (ERW) using a fluid system in the Pucuna-Orellana field. In section 26” Review each drilled stop. Drill with Native Dispersed system from +/- 45' to +/- 300 ft. At +/- 300' convert the system to Calcium Nitrate up to +/- 500'. When drilling reactive clay, Calcium Nitrate will be added to keep the clay inhibited. Once 500 feet are reached, pump 80 bbl of viscous pill and circulate to clean screens. Before removing pipe to lower 20” Casing as a conductor, leave 200 bbl of viscous pill at the bottom with 10 lpb of CaCO₃ + 6 lpb of Asphalt. Section 8 3/8” it is recommended to maintain the density of the fluid according to the programmed curve using the ECS and perform continuous bridging with Calcium Carbonate according to the given granulometry and reach the casing point with 9.5 lb/gal . And it will go up to 9.7 lb/gal prior to the calibration trip. If necessary, increase the rheology with the addition of Xanthan Gum (S-Gum), increasing its concentration by 0.25 lb/bbl. YP rheological values will remain between 27 and 35 lb/100 ft²

KEYWORDS: fluids program, extended reach well

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

El presente estudio se realiza debido a la necesidad que se tiene al momento de realizar el diseño de un programa de fluidos de perforación, partiendo desde los problemas operacionales o los tiempos no productivos que se presentan. Al instante de ejecutar la perforación los problemas presentes pueden ser: gravas, taponamiento de la línea de flujo, embolamiento de la broca, empaquetamiento de la tubería, etc.

Concisamente, esta tesis realizará una descripción detallada de un programa de lodos de perforación en el campo Pucuna, con la información y antecedentes que se han obtenido del pozo mencionado del campo. Con dicha descripción se busca eliminar o minimizar alguno o varios contratiempos dentro de la perforación y así poder optimizar futuras actividades de perforación para estos pozos.

1.2. JUSTIFICACIÓN

Con el propósito de lograr los objetivos presentados con los datos conseguidos y sacar provecho de los recursos, a través de la recopilación de información acerca de los lodos de perforación utilizados en la perforación de pozos en el campo Pucuna.

En esta tesis de naturaleza bibliográfica y analítica, se realizará una indagación sobre los fluidos de perforación de la Cuenca Oriente ecuatoriana, ubicada en la provincia de Orellana.

Debido a esto se considera necesario estar al tanto de los elementos básicos y teóricos sobre aquellas operaciones de perforación para así asimilar los conocimientos previos y poder estar aptos para la intervención e interpretación en próximos proyectos.

1.3. ANTEDECENTES

Andrea R, Bolivar G, Henry I, Renato J. concluyeron en su trabajo de investigación: Los pozos perforados más cercanos al área de estudio pueden brindar información sobre fluidos de perforación, estudio geomecánico, registros, una bitácora de las operaciones donde se deben identificar los problemas de la perforación. De acuerdo con los parámetros de aplicación de pozos de referencia, las bases de diseño de la empresa de fluidos, el análisis de los problemas del proceso de perforación y acumulación de experiencias, se formula el fluido de perforación del pozo, este es un mecanismo que sigue la curva de aprendizaje y garantiza que las lecciones aprendidas pasen de pozo en pozo, en ocasiones este proceso es insuficiente y no se llega a la solución de problemas rápidamente ya que los resultados están listos después de terminar la perforación. Para mejorar este proceso, se incluyen pruebas de laboratorio de interacción roca-fluido para evaluar diferentes composiciones y seleccionar la mejor para su uso en la perforación en campo, acortando significativamente la curva de aprendizaje y con ello garantizando la mejora continua del proceso de perforación.

Héctor Castellano en el 2022 afirmó en su libro: El objetivo principal desarrollar un fluido de perforación experimental de tipo Natflex basado en estándares API, que contenga aditivos que son amigables con el medio ambiente como: Rheomax, almidón de yuca, Bioasfalto y Lubridrill; estos son de gran utilidad en el proceso de perforación de la sección de 12,25 pulgadas, permitiendo de esta forma obtener las mismas propiedades que tienen los aditivos químicos comúnmente utilizados en secciones intermedias. Los métodos utilizados para realizar este estudio ingeniería experimental consistió en la realización de pruebas de laboratorio físicas y químicas a los fluidos formulados. Primero, prepara cuatro muestras de lodo de acuerdo a los requerimientos de la normativa API. En base a los resultados de laboratorio el fluido base número 3 fue seleccionado considerando las propiedades referenciales de un programa de lodos propuestos para el tramo correspondiente (Castellano, 2022).

Alejandra del Pilar en el 2017, efectuó ensayos de desarrollo de fluidos de perforación para disminuir el daño de la formación Caballos en el campo petrolero y se llevó a cabo un proceso de investigación basado en pruebas de laboratorio para hallar la formulación conveniente que cumplirá con las exigencia en cuanto a las necesidades de la compañía,

así como para valorar los cambios en la permeabilidad efectiva del petróleo después de la circulación del fluido de perforación a través del núcleo de la formación de interés.

1.4. HIPÓTESIS

Este procedimiento describe el programa de servicio de fluidos de perforación para dicho pozo, así mismo las cuestiones en las diferentes fases de perforación, como zonas de pérdida, formaciones petroleras intermedias o acuíferos, sujetas a la coordinación y aprobación de mejores prácticas operativas evaluadas a nivel de empresa.

1.5. OBJETIVOS

1.5.1. Objetivo General

Diseñar un programa de fluidos de perforación de un pozo PCN-SW001- pozo Extended Reach Wells (ERW) mediante un sistema de fluidos en el campo Pucuna-orellana.

1.5.2. Objetivos Específicos.

- Establecer el diseño del programa de fluidos por secciones.
- Detectar los problemas potenciales en cada sección del pozo.
- Diseñar el plan operacional del pozo.
- Realizar la curva de densidades del pozo.

1.6. ALCANCE

Como alcance de este proyecto se pretende establecer el diseño de un programa de fluidos de perforación para un pozo pcnsw-001 en el campo pucuna, con la finalidad de conseguir resultados superiores al instante de ejecutar los procesos operacionales dentro del campo, obteniendo así una mayor eficacia en la perforación y beneficios en la parte económica.

1.7. VARIABLES

1.7.1. Variables Dependientes.

- Lodo de perforación.
- Geles.
- Volúmenes estimados.
- Concentraciones de productos.

1.7.2. Variables Independientes.

- Programa de fluidos de perforación.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1.CAMPO PUCUNA (GENERALIDADES)

2.1.1. Antecedentes.

(EP Petroecuador, 2024) señalo que se iniciaría una campaña de perforación en el campo Pucuna (bloque 44) perteneciente al activo palo azul, con el propósito de lograr un estimado de 450 Millones de barriles en un periodo de 9 años, la gravedad API del fluido es de 30. Dos de estos pozos se ubicarían en pucuna sur oeste y dos dentro de pucuna cuyos objetivos son el napo T, y los crudos secundarios Basal Tena y Napo U. Estos estudios comprenden la interpretación sísmica, la cual concluyo que existe un levantamiento de una estructura al sur oeste del campo pucuna; en la actualidad el activo palo azul tiene una producción de 8550BPPD, con 57 pozos productores y 5 reinyectores.

El hallazgo de descubrir el campo Pucuna se le otorga a la empresa norteamericana “Texaco” a inicios de la década de los setentas (1970) , dicha compañía fue la primera en perforar el primer pozo nombrado “pucuna 01” con un escaso nivel de producción de tan solo 740 BBPD en la arenisca Hollín y 230 BBPD en “T”, mismos valores que no se consideraron rentables para su producción, en los siguientes años la compañía CEPE, comenzó una campaña de exploración sísmica de este campo, ejecutando operaciones de perforación en el pozo pucuna 02, como consecuencia de este procedimiento se consiguió la producción de 2553 BPPD de 26°API en la arena Hollín y 1583 BPPD de 34°API en la arena “T”, estos valores si se consideran rentables dentro de la industria de hidrocarbúferos (Agila & Espinosa, 2012).

2.1.2. Ubicación.

El campo Pucuna forma parte del activo Palo azul descubierto en 1999 junto con el campo pata del bloque 18 descubierto en el año 2000 (Basilio y Suárez, 2024). Pucuna se encuentra dentro de la provincia de Francisco de Orellana, en el centro oeste de la cuenca oriente, limita al este con el campo Sacha, al suroeste con los campos Paraíso, Biguno, Huachito y a norte con el campo Palo Azul.

Tabla 1. Datos de ubicación del campo Pucuna

	76°	58'	00"	Oeste
LONGITUD	77°	04'	00"	Oeste
	00°	13'	00"	Sur
LATITUD	00°	18'	00"	Sur

2.1.3. Geología del campo Pucuna

El campo Pucuna se halla en la cuenca oriente, el marco estructural de este campo pertenece al dominio central o corredor Sacha-Shushufindi. En esta zona se encuentran los campos petrolíferos más importantes. Presentan un anticlinal asimétrico por fallas donde el eje mayor se orienta en dirección NE-SO. Posee una topografía irregular y plana, con suelos arcillosos y negros considerados parte de material pétreo, acotado en la parte este y oeste por fallas inversas que son de bajo desplazamiento que pueden haber sido o no barreras al flujo de fluidos. Los horizontales productores del campo son las arenas: Basal Tena, U, T y Hollín.

2.1.3.1. Descripción de las areniscas Hollín superior (Campo Pucuna).

La producción del campo Pucuna se conforma por 4 reservorios; su principal formación llamada Hollín y las secundarias se trata de las areniscas “U” y “T” que se

divide en las areniscas Napo y Basal Tena. En la siguiente tabla se presentan las propiedades físicas y químicas del reservorio principal y sus arenas productoras:

Tabla 2. Descripción de las areniscas Hollín superior

Arena	Espesor Ho (pies, ft)	Porosidad (Ø)	Saturación agua (Sw)	Saturación petróleo (So)	Permeabilidad (mD)	Área (acre)	Presión inicial (psi)	Presión actual (psi)
Basal Tena	6.15	20.1	25.8	74.2	433	1.527	3600	300-600
U superior	4.86	15.7	28.1	71.9	425	1.062	4000	2270
U inferior	12.7	18.5	26.7	73.3	129	1.897	4000	600-800
T superior	17.57	14.5	23.9	76.1	131	2.898	4150	890
T inferior	7.21	17.8	20.0	80.0	242	1.602	4150	1333
Hollín	23.83	15.0	24.0	76.0	347	1.919	4240	4000

Tabla 3. Descripción de las areniscas Hollín superior 2

Arena	Punto de burbuja (psi)	Factor volumétrico (BY/BN)	Relación Gas-Líquido (scf/stb)	salinidad (cp)	viscosidad (cp)	API (°)
Basal Tena	-	1.042	72.07	21000	-	29.9
U superior	1000	1.229	65.00	27500	1.079	30.5
U inferior	1000	1.229	402.00	28500	1.079	31.2
T superior	1400	1.318	30.09	17300	0.614	31.5
T inferior	1400	1.318	754.00	17300	0.614	30.7
Hollín	300	1.078	512.00	18000	1.079	30.0

2.1.3.2. Estratigrafía local del campo Pucuna

La estratigrafía del campo Pucuna comprende las siguientes formaciones, empezando con la formación Tiyuyacu el cual se conforma de arcillolitas seguido de una sucesión de limolitas y lentes de areniscas en dirección al techo. Además de presentar dos cuerpos de conglomerados, donde el basal son chertz y el superior de tipo cuarzoso

La formación Tena litológicamente presenta areniscas cuarzosas con intercalaciones de limolita y arcillolita. Seguido por la formación Napo la cual comprende sus principales reservorios tanto la arenisca U que es la principal y la arenisca T la cual

es secundaria, las cuales comprenden presencia background gas e hidrocarburos con manchamiento, fluorescencia y corte en areniscas fueron detectadas. Litológicamente presentar lutitas e intercalaciones de areniscas y calizas.

Las areniscas “U” comprenden areniscas con intercalaciones de caliza y lutita; de acuerdo a las características del reservorio el campo Pucuna lo ha subdividido en: Arenisca U superior la cual presenta niveles de areniscas con lutita y caliza. Y la arenisca U inferior conformada por areniscas con manifestaciones de hidrocarburos e intercalaciones de lutita

Las areniscas “T” se las considera un objetivo secundario, en su litología muestra areniscas intercaladas de lutitas y calizas con inclusiones de glauconita ha sido subdividida en: T superior la cual desde el tope y la parte media presentan areniscas, calizas hacia la base del intervalo muestra areniscas y lutita. Y la arenisca T inferior la cual litológicamente comprende areniscas con intercalaciones de lutita

La formación napo basal se conforma de lutita y niveles muy finos de caliza. Y por último la formación Hollín que se encuentra subdividida en Hollín principal “THUS” conformado por areniscas cuarzosa con finas intercalaciones de lutita y Hollín inferior “TmHS” la cual litológicamente comprende arenisca cuarzosa con delgadas intercalaciones de lutita. (Peña, 2018)

2.2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

2.2.1. Importancia de los lodos de perforación

El lodo de perforación es el componente mas importante que existe durante este proceso, el lodo de perforación se trata de un fluido preparado con aditivos químicos, circulando en circuito dentro del agujero por e interior de la tubería, impulsado por bombas y finalmente, devuelto a la superficie por l espacio anular.

2.2.1.1. Tipos de lodos de perforación

2.2.2. Definición de fluido de perforación (lodos de perforación).

Un fluido se define como aquella sustancia que tiende a deformarse fácilmente de manera continua, cuando se expone a una tensión de cortadura, incluso si esta es minúscula. La fuerza cortante se refiere a la unidad tangencial de una fuerza aplicada sobre un área. La tensión de cortadura media se obtiene relacionando esta fuerza cortante por el área de la superficie sobre la cual actúa. Este concepto es primordial para entender el proceder de los fluidos en diversas aplicaciones, desde la ingeniería hasta la física, ya que describe cómo los fluidos responden a las fuerzas externas y cómo fluyen bajo diferentes condiciones.

La formulación del lodo de perforación se basa principalmente en la utilización de productos como el carbonato de calcio tipo A 100, celulosa Poli-aniónica polimérica y goma Xántica. Según (Castellano, 2022) , un lodo de perforación se lo define como una sustancia o una mixtura de diferentes elementos con rasgos físicos y químicos convenientes para actividades operativas en la perforación de un pozo petrolero. Dicho fluido puede estar compuesto de aire, agua y aceite o a su vez puede ser una mezcla de ambos con un porcentaje de residuos sólidos. Además, este fluido de perforación no debe ser perjudicial para la salud, ni corrosivo y mucho menos debe ser inflamable; a su vez debe tener la capacidad de tolerar altísimas temperaturas e impedir la formación de bacterias que puedan dañar la calidad de los hidrocarburos que se vayan a extraer.

Como una de las funciones más significativas que efectúan los fluidos de perforación detallamos a continuación: 1) Ajustar gradualmente de forma provechosa la presión del yacimiento; 2) interceptar los residuos del pozo impidiendo que estos induzcan daños en la sarta de perforación, 3) cubren las formaciones permeables, 4) regularizan la temperatura de formación y lubrican la barrena, además de transferir la energía hidráulica hacia los dispositivos del fondo de pozo y a la barrena, y su principal propósito se trata en darle estabilidad, duración y control a la sarta de perforación.

Según (Molina Gutierrez & Morales Godinez, 2019), nos indica en su artículo fundamentado en los parámetros petrofísicos, se establece que un fluido de perforación

se puede tratar de un procedimiento sistemático circulatorio hidráulico, aceitoso o neumático formado por materiales y aditivos químicos que conforman las propiedades fisicoquímicas que se necesitan para taladrar un pozo de acuerdo a las peculiaridades de la formación litológica a ejecutar, asegurando que se cumplan los requisitos operativos y se minimicen los riesgos asociados a la actividad.

Un requerimiento importante durante la perforación es una idónea selección del lodo de perforación, ya que este fluido se encarga de solucionar diversos inconvenientes que podrían surgir, tanto salvaguardando la barrena de fisuras a causa de residuos al momento de la perforación, minimizando el daño de la formación, favoreciendo la presión de la misma, también se ha señalado a lo largo de la historia que un buen lodo de perforación puede contribuir a los valores de producción. (Regalado y Noriega, 2009).

2.2.3. Propiedades físicas de los fluidos de perforación.

- a) **Definición de la densidad.** Teóricamente se describe como una relación entre la masa y el volumen de un cuerpo o sustancia, se expresa matemáticamente con el carácter griego ρ el cual se pronuncia como “rho”. En el SI (sistema internacional de medidas) se representa como la correlación entre kilogramos y metros cúbicos $\left(\frac{kg}{m^3}\right)$, y en el sistema de medida ingles se formula como la división entre libras sobre pies cúbicos $\left(\frac{lb}{ft^3}\right)$. En la producción de los hidrocarburos la densidad ejerce un papel fundamental dado que lo hallamos en todas las áreas del proceso industrial, áreas como la de exploración, perforación, producción, refinación y petroquímica.
- b) **Reología.** Se define como la rama de la física que se orienta en el análisis de la deformación de los fluidos y la fluidez de los materiales. Asimismo, estudia el comportamiento de ciertos fluidos como respuesta al ser sometido a una tensión mecánica. (Regalado y Noriega, 2009).
- c) **Viscosidad de embudo.** Se trata de una medida cualitativa de la espesura de un fluido, a la cual se llega a través de un control del tiempo en el que fluye una

muestra de algún fluido a lo extenso de un embudo, es decir, se encomienda de comparar la viscosidad de los fluidos. La herramienta clásica para determinar este factor es el embudo de Marsh, para el procedimiento de medición es necesario esparcir el fluido a lo largo del tamiz, taponar un extremo del tubo con un dedo, cronometrar y liberar el taponamiento, luego pasar el fluido a un recipiente de medición y por último computar el tiempo logrado en segundos.

- d) Viscosidad plástica.* De acuerdo con la concentración, volumen y forma se intervienen a partir de equipos mecánicos de control de sólidos siendo indispensable para optimizar el procedimiento reológico del fluido y sobre todo para conseguir altas tasas de penetración. El carácter griego θ "Theta" simboliza la viscosidad y se calcula en revoluciones sobre minuto $\left(\frac{Rev}{min}\right)$.
- e) Viscosidad aparente (AV).* Se la describe como la viscosidad de un fluido medida a un nivel de temperatura determinado y además a una velocidad de corte fija. La cual obtenemos realizando una relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de deformación del fluido, esta característica se va a alterar dependiendo de la variación de velocidad de la materia.
- f) Punto cedente (yield point).* Se la define como la resistencia inicial al flujo causada por fuerzas electromagnéticas entre las partículas dispersas de la fase líquida YP una medida de estas fuerzas en circunstancias de flujo que depende de las particularidades superficiales de los sólidos contenidos en la suspensión.
- g) Tixotropía y fuerza de gel.* La tixotropía es la propiedad encargada de modificar la viscosidad al existir algún movimiento de torción, giro, agitación lo que en la física conocemos como cizallamiento.
- h) Filtrado API.* Se trata de una medida estandarizada para el comportamiento de filtración de un fluido de perforación base agua o aceite. El procedimiento para determinar esta medida se lleva a cabo en un laboratorio, presurizando una muestra del fluido de perforación de una cámara, se procede a medir el volumen

de filtrado que pasa un filtro en un lapso de tiempo establecido, y por último se examina la calidad y el espesor de la torta de filtración depositada en el papel de filtro.

- i) **Potencial de hidrógeno PH.** Para establecer este valor operamos un equipo llamado PH-metro el cual permite computarizar el PH de las soluciones acuosas tanteando el electro potencial que se forma entre el electrodo de vidrio y el electrodo de referencia.
- j) **Contenido de arena.** Es una guía de la cantidad de arena que contiene el lodo, la arena es plenamente abrasiva lo que produce daños significativos en las camisas de las combas de lodo.

2.3. PROPIEDADES QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

2.3.1. Alcalinidad.

Se trata de la cualidad de una sustancia para neutralizar ácidos, en otras palabras, se define como la resistencia a los ácidos. Por ejemplo, en el agua se refiere a la aptitud de contrarrestar ácidos a un pH establecido. Esta propiedad también es importante para calcular la corrosividad.

2.3.2. Dureza.

Es una propiedad mecánica de medición de la resistencia de un material a ser rayado o penetrado por otro material. Para esta estimación se puede calcular la profundidad de penetración de un objeto o el tamaño de la impresión que deja.

2.3.3. Cloruros.

A los cloruros se los definen como las sales minerales empleadas como aditivos para intervenir y alterar varias propiedades del fluido de perforación, dichas propiedades pueden ser la presión osmótica y la viscosidad del lodo, varias de las sales manipuladas comúnmente son el cloruro de potasio cuya propiedad química nos permite inhibir el abultamiento de las arcillas, control de la presión osmótica e impide la afluencia de solidos además de ayudar con el control de arenas. La otra sal utilizada es el cloruro de calcio la cual frecuentemente se utiliza para la creación de fluidos de perforación y reacondicionamiento.

2.3.4. MBT (Methylene Blue Test).

El MBT o prueba azul metileno es una prueba para estimar la concentración total de solidos como las arcillas que contiene el lodo de perforación. Para ejecutar este experimento, se vierte el colorante azul de metileno en la muestra y se establece la cantidad de colorante absorbido por la indicada muestra. Los resultados se informan como MBT o lbm/bbl, bentonita equivalente. El azul metileno es un pigmento con carga catiónica en la molécula que se utiliza como reactivo para valorar la cabida de intercambio catiónico (CEC) de sólidos en un lodo de perforación.

2.4. FLUIDO PERFORACIÓN “NATFLEX”.

El fluido o lodo tipo “Natflex” se describe como un fluido de perforación ecológico y amigable con el medio ambiente, mismo que tiene como finalidad cubrir las funciones de un lodo de perforación y rendir de forma óptima, durante la perforación. Dicho fluido posee aditivos naturales que deben restar los problemas de estabilidad del hoyo y tiempos no productivos. Se representa los aditivos ecológicos a utilizar (Castellano, 2022).

2.4.1. Aditivos ecológicos.

Para la formulación de los lodos de perforación se utilizan materiales o aditivos que son parte integral de los fluidos de perforación cumpliendo con densificar, viscosificar, controlar el filtrado o pérdida de agua, controlar la reología, el Ph, controlar la pérdida de circulación, lubricar, modificar tensión interfacial, remover sólidos, estabilizar lutitas, evitar corrosión, remover sólidos, controlar la formación de bacterias y hongos, precipitar contaminantes, algunos de los aditivos mas conocidos son:

2.4.1.1. Rheomax.

El Rheomax se trata de un sistema coloidal afianzado a Ph alcalino, con el propósito de conservar uniformidad química en su contenido. Es la consecuencia de varias pruebas de laboratorio de aplicación en la perforación minera; que en calidad de aditivo de fluido minero mejora la lubricidad, estabilidad de pared de pozo y maximiza la tasa de penetración.

Este producto posee partículas coloidales de óxido de sílice estabilizado y dispersado en medio acuoso alcalino, por lo que su uso actúa positivamente en la lubricidad del lodo, favorece a la reología del sistema y reemplaza el uso de un porcentaje de goma Xantham y controladores de filtrado, entre los que podemos sugerir al almidón, celulosas poli-aniónica. Rheomax es compatible con las exigencias del ambiente, su composición mineral se vincula con la composición de suelos agrícolas (Arias et al., 2020).

2.4.1.2. Almidón de yuca.

Es un polvo fino que se extrae del rayado de yuca. Con propósitos industriales este producto es manipulado como aditivo de fluidos de perforación. Estructuralmente su composición química se trata de un polisacárido compuesto por amilosa y amilopectina, los cuales son biodegradables y sirven como alimento bacteriano y nos da como resultado la biorremediación de las fisuras en la barrena. Según (Gonzales, et al) en su estudio donde utilizó 3 tipos diferentes de almidones para obtener información con el objetivo de

determinar factores en comparación al almidón de maíz. En este estudio se analizaron sus propiedades físicas (Vp, Yp, geles, filtrado y espesor de revoque).

La amilopectina, es un polímero que al ser expuesto a agua y excelsas temperaturas experimentan un fenómeno que ocasiona que se empiece a producir un gel que acrecienta la viscosidad del sistema almidón-agua, este gel también es lo bastante fuerte como para sellar micro fisuras de la sarta de perforación (González et al., 2012).

2.4.1.3. Bioasfalto.

El Bioasfalto se compone de resinas y aceites de considerado peso molecular de origen natural que favorecen la adherencia y sello en las secciones de lutitas y zona de aceptable permeabilidad. Tiende a desarrollar sinergia con los demás añadidos del fluido de perforación (con aceite de palma producen Bioasfalto) su principio biológico hace posible su cómoda desintegración una vez que ha sido culminada la perforación, es alimento para bacterias biorremediadores de fisuras por la perforación.

2.4.1.4. Lubridrill.

Este producto es un aditivo de origen vegetal constituido por ácidos insaturados tipo oleína, estearina, las cuales contribuyen un índice de yodo del orden de los 60. Se conforma de un sistema antifreezing que avala su dispersión en el sistema base agua y a la vez transfiere lubricidad al fluido de perforación con solo 1% del producto mencionado se logra la disminución de un alto torque y arrastre presentes en las actividades de perforación (Livescu & Craig, 2017).

2.5. POZOS HORIZONTALES DE ALCANCE EXTENDIDO O “EXTENDED REACH WELLS” (ERW)

2.5.1. Perforación direccional.

Se trata de un proceso para dirigir la trayectoria de un pozo hacia un objetivo establecido, dicho proceso se trata de desviar manteniendo el control de la trayectoria, rigiéndose a

limites de incremento o cambio de pozos a partir de la vertical, o de ambos a la vez. La perforación de este tipo de pozos se ejecuta dependiendo de los intereses, varias de estas operaciones a realizar pueden ser: salida a un agujero nuevo, locaciones inaccesibles, pozos de alivio, pozos direccionales de una plataforma, pozos horizontales y pozos multilaterales. La detección de varios problemas en la perforación se puede detectar a través del análisis de torque y arrastre, es necesario analizar diferentes condiciones de perforación para estimar cálculos de fuerza mecánica mientras se ejecuta la perforación para determinar pérdidas por fricción causadas en el torque y la fuerza para levantar y bajar la sarta de perforación.

El análisis de torque y arrastre nos permite establecer el tamaño del equipo de perforación que se va a utilizar, mejorar la trayectoria direccional, diseño de sarta, diseño de tuberías y diseño de barrenas utilizadas durante la perforación. Llevando a cabo mediciones del calculo realizado en superficie se realiza la estimación rápida de tendencias tomando en cuenta cambios en la profundidad y la trayectoria. Varios de los problemas que se pueden detectar pueden ser: Acumulación de cortes que comprometan la estabilidad del agujero, presencia de tortuosidad en el hoyo o inconvenientes con el equipo de perforación (Terán, 2019)

2.5.2. Pozo horizontal.

Técnicamente se refiere a un agujero perforado sobre una superficie terrestre que tiene una sección con un arco circular que intercepta el plano del yacimiento con un ángulo de desviación de 90° en relación al eje vertical. En esta práctica, la teoría no es tan confiable, ya que pocas veces un pozo horizontal alcanza precisamente los 90° , por lo que nombrarlo como pozo horizontal se vuelve aplicable a perfiles de pozos que tengan ángulos de desvío iguales o mayores a 70° (Colorado, 2018).

Un pozo horizontal cumple la función de aumentar la productividad de varias formaciones aumentando el radio de drenaje y con esto se puede incrementar la producción al igual que prevenir problemas de confinación de agua o gas. Un pozo horizontal instalado correctamente en la zona establecida con buena producción aparte de ser más caro, genera menos caída de presión debido a que está expuesto a múltiples

formaciones. Las principales ventajas son: menor confinación de agua y gas, menor velocidad del fluido, menor caída de presión. Y las desventajas que presenta esta tecnología son: costos mas elevados en comparación al pozo vertical, el cual oscila entre 1.5 a 2.5 veces mas alto, las barreras de permeabilidad vertical (kv) limitan la eficiencia de barrido vertical, opciones de recompletación son limitadas, en los casos en que se desee controlar los problemas ocasionados por altos cortes de agua y/o relaciones gas/petróleo, requieren de fluidos especiales y libres de sólidos para evitar daños en la formación.

2.5.3. Perforación de alcance extendido en los pozos horizontales de alto ángulo.

Actualmente, en la industria de petróleo se han desarrollado innovadoras tecnologías en el campo de la perforación de pozos de alto ángulo que cada vez son más extensos a través de recorridos más complicados. Hoy en día, las distancias de estos pozos de alcance extendido se llegan a medir desde kilómetros hasta millas, además de que múltiples depósitos aislados se relacionan a un solo pozo. Un pozo de alcance extendido (ERW) se considera así por una correlación entre el desplazamiento horizontal y la profundidad vertical verdadera (HD/TVD) de 2.0 o mayor. La mencionada relación denota una alta complicación del pozo, pues mientras mayor sea la relación entre ambas, existirá una mayor dificultad en el pozo. (Garrido, 2024)

2.5.4. Pozos horizontales de radio largo.

El método de radio largo nos brinda usos limitados para su desarrollo. Mas allá de que han sido creados varios pozos de radio largo con la intención de indagar y establecer la extensión del yacimiento. Esta técnica se la aprovecha con mayor frecuencia cuando se pretende alcanzar formaciones que se encuentran costa afuera, locaciones abruptas o yacimientos ubicados bajo áreas específicas, siendo este método más manejable que los otros métodos.

En este procedimiento el punto de desvió (KOP) se halla cerca de la superficie para proporcionar que el objetivo sea perforado a la profundidad correcta y como la

longitud de la sección de construcción es mayor, se aumenta la extensión en las formaciones halladas, por lo que se necesita de diversos tamaños de agujero. Los pozos horizontales de radio largo tendrán una inclinación de $(2^\circ \text{ a } 6^\circ) / 100'$ y la trascendencia del radio de pozo será de 1000ft a 3000ft y asumirá un alcance horizontal en la formación de 2000ft a 6000ft hasta llegar al objetivo planteado (Wen-Jun & De-Li, 2022).

Ventajas de ERD:

1. Sección lateral larga
2. Altos puntos de partida desde la superficie
3. Mayor efectividad en la perforación rotatoria
4. Puede perforarse con motor de fondo

Desventajas:

1. Altos costos para desarrollar la operación
2. Mayor necesidad de casing

2.6 DISEÑO DE UN PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN: UNA GUÍA COMPLETA

El diseño de un programa de fluidos de perforación es un proceso crítico en la industria petrolera, ya que influye directamente en la eficiencia, seguridad y éxito de las operaciones. Un programa bien diseñado garantiza la limpieza del pozo, la estabilidad de las paredes, la optimización de la velocidad de penetración y la protección de los equipos.

¿Qué es un programa de fluidos de perforación?

Es un documento detallado que especifica las propiedades y los tipos de fluidos que se utilizarán en cada etapa de la perforación de un pozo. Este programa se basa en un análisis exhaustivo de las condiciones geológicas del yacimiento, los objetivos de perforación y las limitaciones operativas.

Componentes clave de un programa de fluidos:

- **Objetivos:** Definir claramente los objetivos del programa, como minimizar el daño a la formación, controlar las presiones, optimizar la velocidad de penetración y garantizar la seguridad.
- **Propiedades del fluido:** Especificar las propiedades reológicas, densidades, filtrados, sólidos y aditivos necesarios para cada etapa de la perforación.
- **Tipos de fluidos:** Seleccionar los tipos de fluidos base agua, base aceite o sintéticos adecuados para las condiciones del pozo.
- **Control de sólidos:** Establecer procedimientos para controlar la concentración de sólidos en el fluido, evitando problemas de arrastre y pérdida de circulación.
- **Tratamiento del fluido:** Definir los tratamientos químicos necesarios para mantener las propiedades del fluido dentro de los rangos especificados.
- **Monitoreo y control:** Establecer un plan de monitoreo y control de las propiedades del fluido durante la perforación, incluyendo la toma de muestras y análisis de laboratorio.
- **Emergencias y contingencias:** Desarrollar procedimientos para manejar emergencias como pérdidas de circulación, reventones y contaminación del fluido.

Factores a considerar en el diseño:

- **Geología:** Tipo de formación, presiones de poro y fractura, presencia de gas, etc.
- **Objetivos de perforación:** Profundidad final, tipo de reservorio, etc.
- **Equipos de perforación:** Capacidad de bombeo, tamaño de los tanques, etc.
- **Restricciones ambientales:** Regulaciones locales y requisitos de protección ambiental.
- **Costos:** Selección de los aditivos y tratamientos químicos más económicos sin comprometer la calidad.

Proceso de diseño:

1. **Recopilación de datos:** Se recopilan todos los datos relevantes sobre el pozo, incluyendo registros geológicos, pruebas de formación y datos de pozos vecinos.
2. **Análisis de datos:** Se analizan los datos para identificar las condiciones esperadas durante la perforación y las posibles complicaciones.
3. **Selección de fluidos base:** Se selecciona el tipo de fluido base más adecuado en función de las condiciones del pozo.
4. **Diseño de la formulación:** Se diseñan las formulaciones de los fluidos, incluyendo la selección de aditivos y la determinación de las concentraciones óptimas.
5. **Pruebas de laboratorio:** Se realizan pruebas de laboratorio para verificar que las formulaciones cumplen con los requisitos especificados.
6. **Implementación:** Se implementa el programa de fluidos en el campo y se monitorea su desempeño.

Herramientas y software:

Existen diversas herramientas y software especializados para el diseño y optimización de programas de fluidos de perforación, como simuladores de fluidos y bases de datos de aditivos.

En resumen, el diseño de un programa de fluidos de perforación es un proceso complejo que requiere de conocimientos especializados y experiencia en la industria. Un programa bien diseñado puede contribuir significativamente al éxito de las operaciones de perforación y reducir los costos asociados. (CHONILLO., 2020)

Funciones principales:

- **Transporte de recortes:** Los fluidos llevan los recortes de roca desde el fondo del pozo hasta la superficie.
- **Control de presiones:** Ayudan a prevenir reventones y pérdidas de circulación al equilibrar las presiones del pozo.
- **Enfriamiento y lubricación:** Disminuyen la fricción y el desgaste de la sarta de perforación.

- **Suspensión de sólidos:** Mantienen los sólidos en suspensión para evitar la sedimentación.
- **Formación de un filtro:** Crean una barrera entre la formación y el fluido, evitando la pérdida de fluido y la invasión de la formación.

Componentes básicos:

- **Fase líquida:** Generalmente agua, petróleo o una mezcla de ambos.
- **Sólidos:** Bentonita, barita, carbonato de calcio, entre otros.
- **Aditivos:** Modificadores de viscosidad, inhibidores, espumantes, etc.

Tipos de fluidos de perforación:

- **Base agua:** Los más comunes, utilizan agua como fase líquida.
- **Base aceite:** Emplean petróleo como fase líquida, son más densos y estables a altas temperaturas.
- **Sintéticos:** Combinan características de los fluidos base agua y base aceite.

Selección del fluido:

La elección del fluido de perforación depende de diversos factores, como:

- **Geología de la formación:** Tipo de roca, presiones, temperatura.
- **Objetivos de perforación:** Profundidad, tipo de reservorio.
- **Problemas esperados:** Pérdidas de circulación, inestabilidad de las paredes del pozo.
- **Restricciones ambientales:** Regulaciones locales.

Diseño de un programa de fluidos:

Un programa de fluidos de perforación es un documento detallado que especifica las propiedades y los tipos de fluidos que se utilizarán en cada etapa de la perforación. Su diseño involucra:

- **Recopilación de datos:** Información geológica, datos de pozos vecinos.

- **Análisis de datos:** Identificación de las condiciones esperadas.
- **Selección del fluido base:** Agua, aceite o sintético.
- **Diseño de la formulación:** Selección de aditivos y concentraciones.
- **Pruebas de laboratorio:** Verificación de las propiedades del fluido.
- **Implementación:** Uso del fluido en el pozo.

Importancia del control de calidad:

El control de calidad de los fluidos de perforación es crucial para garantizar el éxito de la operación. Se realizan análisis de laboratorio frecuentes para monitorear las propiedades del fluido y realizar ajustes si es necesario.

Desafíos y tendencias:

- **Minimización del daño a la formación:** Se buscan fluidos que causen menos daño a las rocas productoras.
- **Reducción del impacto ambiental:** Desarrollo de fluidos más ecológicos.
- **Optimización de costos:** Búsqueda de soluciones más económicas sin sacrificar la seguridad.
- **Digitalización:** Uso de software y sensores para mejorar el monitoreo y control de los fluidos.

En resumen, los fluidos de perforación son una parte integral de las operaciones de perforación de pozos. Su diseño y control son fundamentales para garantizar la eficiencia, seguridad y rentabilidad de los proyectos. (Orun, 2023)

Factores a Considerar en la Selección

Al seleccionar un fluido de perforación, se deben considerar los siguientes factores:

- **Características de la formación:**
 - **Tipo de roca:** La permeabilidad y la porosidad de la roca influyen en la selección del fluido.

- **Presencia de gas o petróleo:** Estos fluidos pueden alterar las propiedades del lodo.
- **Profundidad:** A mayor profundidad, se requieren fluidos con mayor densidad para controlar las presiones.
- **Condiciones de operación:**
 - **Temperatura:** Las altas temperaturas pueden afectar la viscosidad y la estabilidad del fluido.
 - **Presión:** La presión de formación determina la densidad requerida del lodo.
 - **Velocidad de perforación:** La velocidad de perforación influye en la capacidad del lodo para remover los cortes.
- **Objetivos del proyecto:**
 - **Tipo de pozo:** Pozos de petróleo, gas, agua, geotérmicos, etc.
 - **Condiciones ambientales:** La protección del medio ambiente es un factor cada vez más importante.
 - **Costo:** El costo del fluido y de los aditivos es un factor económico para considerar.

2.7 SELECCIÓN DEL FLUIDO: UN PROCESO ITERATIVO

La selección del fluido de perforación es un proceso iterativo que involucra la evaluación de las condiciones del pozo, la preparación de diferentes formulaciones de lodo en el laboratorio y la selección de la formulación que mejor se adapte a las condiciones reales. (Rodríguez, 2024)

Costos de los Fluidos de Perforación: Un Análisis Detallado

Los costos de los fluidos de perforación son un componente significativo en el presupuesto total de un proyecto de perforación. Estos costos pueden variar considerablemente dependiendo de diversos factores, como:

- **Tipo de fluido:** Los fluidos a base de agua son generalmente más económicos que los basados en aceite, pero la elección del tipo de fluido dependerá de las condiciones específicas del pozo.
- **Aditivos:** Los aditivos utilizados para modificar las propiedades del fluido pueden aumentar considerablemente el costo. Por ejemplo, los biocidas, los agentes de control de pérdidas y los espesantes pueden ser costosos.
- **Volumen de fluido utilizado:** El volumen de fluido necesario para una perforación dependerá de la profundidad del pozo y de las pérdidas de circulación.
- **Ubicación geográfica:** Los costos de los materiales y los servicios pueden variar significativamente según la región.
- **Condiciones de la formación:** Formaciones geológicas complicadas o agresivas pueden requerir fluidos más especializados y costosos.

Factores que Influyen en los Costos

Además de los tipos de fluido y aditivos, otros factores que influyen en los costos totales incluyen:

- **Preparación del fluido:** El equipo y la mano de obra necesarios para preparar y mantener el fluido pueden representar una parte significativa de los costos.
- **Tratamiento del fluido:** Los tratamientos químicos y físicos requeridos para mantener las propiedades del fluido pueden ser costosos.
- **Disposición del fluido:** La disposición adecuada del fluido usado al final de la perforación puede generar costos adicionales.

Estructura de Costos Típicos

Un desglose típico de los costos de los fluidos de perforación incluye:

- **Costo de los materiales:** Incluye el costo de los componentes básicos del fluido (agua, productos químicos) y de los aditivos.
- **Costo de la mano de obra:** Incluye el costo de los operadores que preparan y mantienen el fluido.

- **Costo de equipos y servicios:** Incluye el costo de alquiler de equipos y la contratación de servicios especializados.

Cómo Reducir los Costos de los Fluidos de Perforación

Existen varias estrategias para reducir los costos de los fluidos de perforación, sin comprometer la seguridad o la eficiencia de la operación:

- **Optimización de las formulaciones:** Seleccionar la formulación más adecuada para las condiciones del pozo puede reducir el consumo de aditivos.
- **Control de pérdidas de circulación:** Reducir las pérdidas de fluido hacia la formación puede disminuir significativamente los costos.
- **Reciclaje de fluidos:** Reciclar y reutilizar el fluido cuando sea posible puede reducir la necesidad de preparar nuevos lotes.
- **Monitoreo y control:** Un monitoreo constante de las propiedades del fluido puede ayudar a identificar problemas a tiempo y evitar costos innecesarios.

Es importante destacar que la reducción de costos no debe comprometer la seguridad de la operación. Un fluido de perforación inadecuado puede provocar problemas como pérdidas de circulación, colapsos de pozo o contaminación ambiental.

(Quiminet, 2024)

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1. Tipo de investigación

El presente trabajo desarrollará una investigación de tipo bibliográfica y analítica describiendo un programa de fluidos de perforación de un pozo en el campo Pucuna, ubicado en el cantón Sacha, provincia de Orellana

El desarrollo del proyecto se llevará a cabo en los pozos en el Campo Pucuna de la Cuenca Oriente con la información obtenida mediante los reportes diarios de perforación de los respectivos pozos. Es decir que los datos técnicos e informativos que serán manejados de manera confidencial lo cual son establecidos por la propia empresa.

La investigación bibliográfica es una técnica de indagación que consiste en buscar, recopilar, organizar, valorar, criticar e interpretar datos bibliográficos sobre un tema específico (Parrales, 2023). Y la investigación analítica es un tipo de investigación que se basa en el análisis de datos y la información para determinar conexiones causales entre variables. Para realizarla, se requiere de habilidades de pensamiento crítico y una evaluación cuidadosa de los hechos (Lopera et al., 2010).

3.1.2. Recopilación de información.

- a) **Población y muestra.** La población que se ha tomado en cuenta es el Campo Pucuna. Por otro lado, como muestra tenemos un pozo dentro del campo (PCNSW-001).
- b) **Técnicas de recolección de datos.** Procesamiento de la información, recopilación bibliográfica, análisis de variables.

3.2. DISEÑO DEL PROGRAMA DE FLUIDOS

El lodo de perforación, es un mecanismo importante en las operaciones de perforación. Realizando diversas funciones, por ejemplo, enfriar y lubricar la broca, estabilizar el pozo, trasladar los recortes a la superficie y evitar daños a la formación. Sin embargo, desarrollar un programa de fluidos de perforación que cumpla las funciones del pozo y minimice el riesgo no es una tarea fácil. Esto requiere consideraciones de varios factores, como la geometría del pozo, las características de la formación, los desafíos de perforación, las regulaciones ambientales y las limitaciones económicas. En este capítulo, se estudiará como desarrollar mejor un programa de fluidos de perforación para cumplir con los objetivos del pozo y minimizar el riesgo siguiendo estos seis pasos (Uptated, 2024):

- 1) ***Definir los objetivos del pozo.*** Lo primero que hay que hacer es establecer qué queremos lograr con el pozo, es decir, cuáles son las metas y necesidades específicas para poder perforar. Hay varios factores importantes a considerar cuando se planea perforar un pozo, como la profundidad a la que se quiere llegar, dónde estará ubicado, la dirección en la que se perforará, cuánto se espera producir, cuidar el medio ambiente y la seguridad, y también el dinero y el tiempo que se necesitará. Los objetivos de pozo son importantes para elegir y evaluar las características del líquido que se usa para excavar, como la densidad, la viscosidad, la filtrabilidad, la composición química y si se mezcla bien con otros productos.
- 2) ***Evaluar las características de la formación.*** En el siguiente paso, debemos analizar cómo es la formación que vamos a perforar. Hay que fijarse en varios factores como el tipo de roca, qué tan fuerte es y qué sustancias posee en su interior. La formación puede tener porosidad, es decir, espacios vacíos donde pueden almacenarse hidrocarburos o circular los diferentes fluidos como el agua y el mismo petróleo. También debe ser permeable ya que este factor nos indica la complejidad que tendrá el flujo del agua a lo largo de la formación. Otros factores importantes son la presión, la temperatura, la salinidad, la dureza y la reactividad de la formación. El procedimiento de cómo preparamos el terreno para perforar un pozo afectan la forma en que fluye el líquido de perforación, y pueden causar

problemas como fugas, problemas con el pozo, tuberías bloqueadas, daños al terreno y corroído del equipo.

- 3) **Identifique los desafíos de perforación.** El tercer paso es examinar los inconvenientes que pueden surgir en la perforación, como problemas técnicos u operativos. Algunas de las tareas importantes durante la perforación de pozos son: dirigir correctamente la broca, limpiar el pozo, girar y empujar la broca, regular la presión del agua, revisar el desgaste de la broca, ensanchar el pozo y controlar la perforación. Los problemas que pueden surgir al perforar un pozo de petróleo van a influir en cómo se diseñan y se mejoran los fluidos que se utilizan en el proceso. También van a afectar la elección y el uso de productos que se añaden a los fluidos, como elementos para hacerlos más densos, mejorar su fluidez, limpiadores, controladores de pérdidas y sustancias que evitan que se formen depósitos.
- 4) **Elija el tipo de fluido de perforación.** El cuarto paso es decidir qué tipo de lodo se usará para hacer la perforación, es decir, cuál será el líquido principal y qué ingredientes llevará. Existen tres tipos principales de líquidos de perforación los cuales son base agua, base aceite o mixto.
- 5) **Evalúe el rendimiento del fluido de perforación.** El quinto paso es evaluar el desempeño del fluido de perforación, es decir, la capacidad del fluido de perforación para lograr los objetivos de perforación y superar los problemas de perforación. Esto incluye pruebas y monitoreo de laboratorio y de campo de las propiedades y parámetros del fluido de perforación, como la densidad, la viscosidad, la reología, la filtración, la composición química y compatibilidad. Las evaluaciones también incluyen el análisis de los datos e informes de fluidos de perforación, como los registros de lodo, pruebas de lodo e informes de lodo para identificar y resolver cualquier problema o anomalía del fluido de perforación.
- 6) **Optimice el programa de fluidos de perforación.** El último paso es mejorar la solución de fluido de perforación, ajustándolo y haciéndolo más eficiente para obtener mejores resultados. Esto significa ajustar las características del líquido

usado para perforar un pozo, como su densidad, consistencia, capacidad de filtración, ingredientes químicos y capacidad de mezclarse con el suelo, según la información que se va obteniendo de la perforación y de las condiciones del terreno. Optimizar significa seguir las mejores prácticas para asegurar que las operaciones con fluidos de perforación sean de buena calidad y eficientes. Esto incluye planificar, ingeniar y eliminar el lodo de manera adecuada.

3.3. DISEÑO DEL PLAN OPERACIONAL DE UN POZO



Figura. - 1. Diseño del plan operacional de un pozo - (Herrera Herbert, 2020)

3.3.1. Requisitos ambientales y reglamentarios.

Como los principales requisitos ambientales y reglamentarios en el diseño del plan operacional tenemos a continuación (Herrera Herbert, 2020):

- Términos y condiciones de arrendamiento aplicables a la concesión.
- Estudios de campo para determinar ubicaciones de perforación.
- Permisos, licencias y autorizaciones (permisos de descarga de la plataforma, permisos de perforación, etc.) y aprobaciones.
- Requisitos del programa de capacitación del personal subterráneo.
- Información sobre los peligros de los gases superficiales, la sensibilidad ambiental, riesgos climáticos y más.
- Condiciones impuestas por la industria y las autoridades de gestión de minerales.
- Contratos de recuperación, restauración y/o abandono ambiental.
- Regulaciones nacionales, estatales o municipales que se aplican al área propuesta.
- Contrato para la adquisición y entrega de derechos de agua.

- Acuerdo de renovación del sitio.

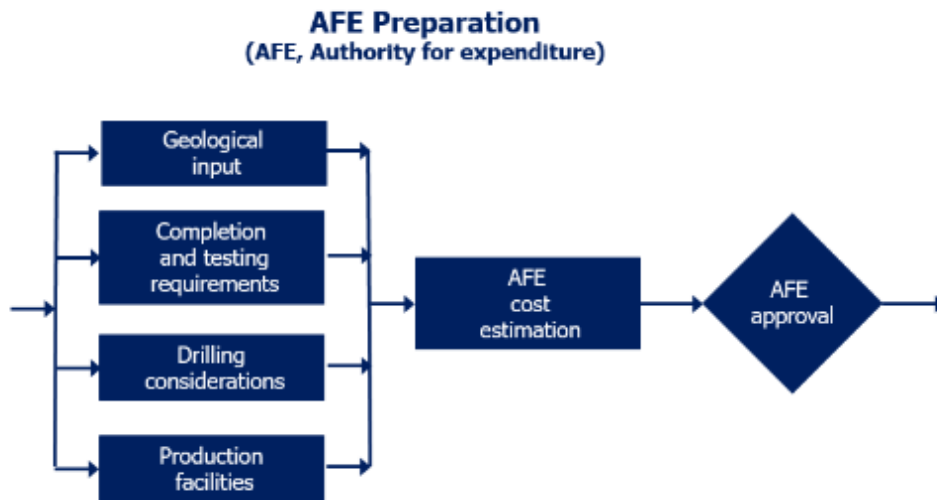


Figura. - 2. Requisitos ambientales y reglamentarios - (Herrera Herbert, 2020)

3.3.2. Consideraciones relativas a la futura perforación respecto de la preparación de la AFE.

- Revisar las consideraciones de ubicación.
- Escenario de presión de formación esperado.
- Revisión de posibles problemas de perforación.
- Revisar las consideraciones de planificación direccional.
- Seleccione el tamaño del gabinete y la profundidad de configuración.
- Identificar posibles planes de lodo.
- Preparar diseños preliminares de revestimiento y cementación.
- Identificar posibles alternativas.
- Requisitos para bocas de pozo.
- Revisar los requisitos de cementación.
- Predecir el tiempo para la perforación, el desempeño del pozo y el rendimiento.

Organizing and Data Gathering

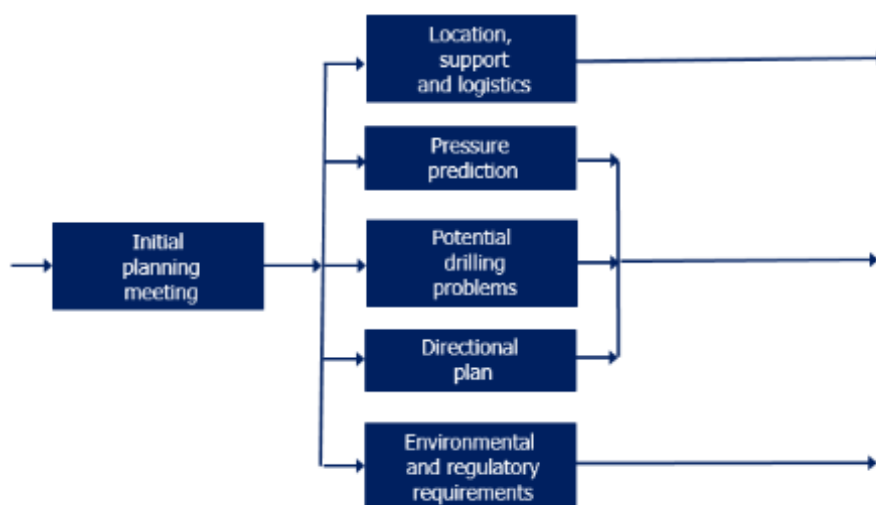


Figura. - 3. Consideraciones relativas a futuras perforaciones

3.3.3. Revisión de pozos próximos existentes en el área.

Entre los principales parámetros en la revisión de los pozos próximos existentes en el área tenemos los siguientes (Herrera Herbert, 2020):

- Cuadro de progreso de perforación
- Informes diarios de perforación:
 - Datos de tubing, extracción de lodos, hidráulica, de perforación y cementación, terminaciones, BHA, estudios direccionales.
 - Registro y revisión diaria de lodos.
 - Planificación de lodos, problemas de pozos, contaminantes, control de sólidos, problemas de procesamiento, costos de lodos.
- Registro de bits.
- Registros de pozos.
- Observaciones eléctricas.
- Regulaciones públicas:
 - Regulaciones Federales.
 - Órdenes nacionales/ Reglamento de campo.
 - Regulaciones de gobierno extranjero

- Conexiones personales y organizaciones (operadores y contratistas de perforación en áreas cercanas, etc.).
- Contabilidad logística (Transporte, puntos de entrega).
- Datos meteorológicos y climatología.

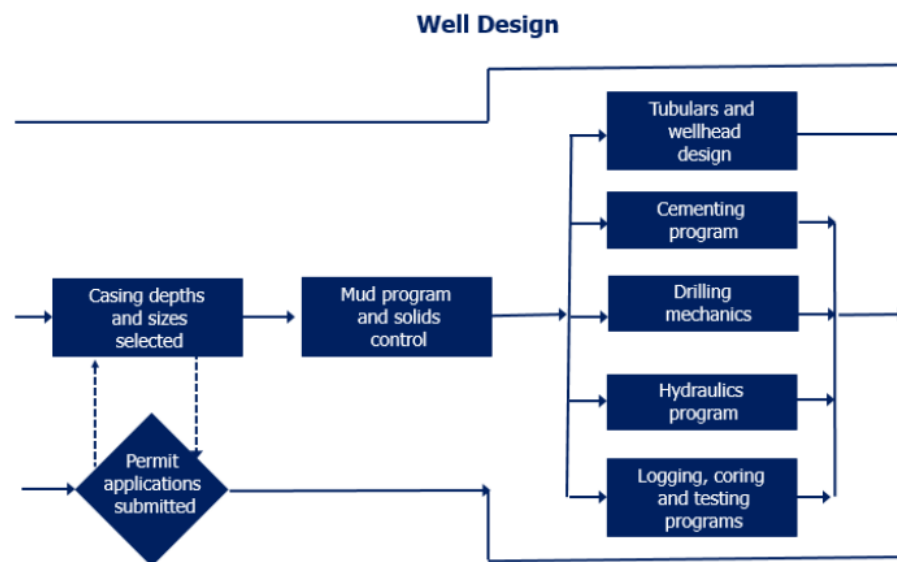


Figura. - 4. Diseño del pozo y sus consideraciones - (Herrera Herbert, 2020)

3.3.4. Especificaciones del Rig.

- Lista de plataforma.
- Capacidad para la manejar tubería de revestimiento y sargas de perforación.
- Capacidad de soporte de carga de la subestructura, altura de la base.
- Capacidad de elevación y frenado
- Rendimiento de la bomba de lodo.
- Portabilidad de la plataforma
- Efecto del componente de la plataforma: real vs nominal
- Accesorios para taladro

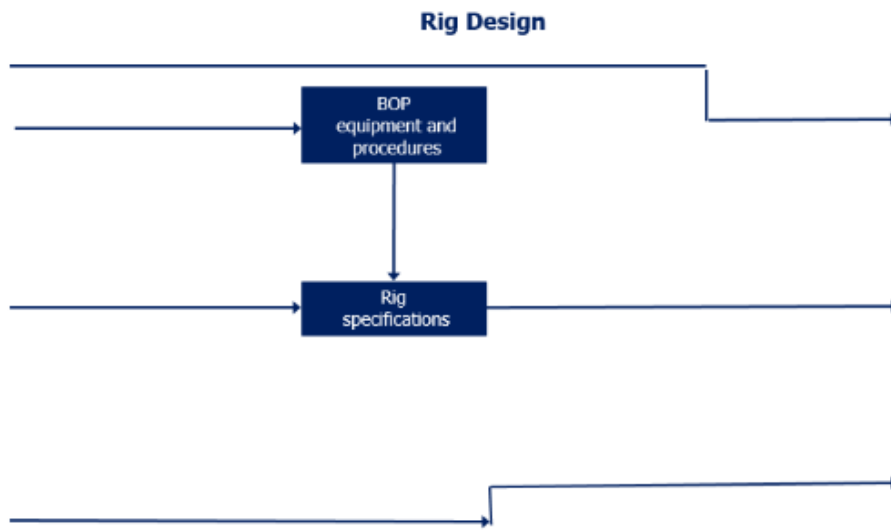


Figura. - 5. Especificaciones del Rig

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. ESTABLECER EL DISEÑO DEL PROGRAMA DE FLUIDOS POR SECCIONES

4.1.1. Descripción del sistema de fluidos intervalo 26”.

Para el intervalo de 26 pulg. que va desde 0’ a 500’ para perforar la formación del (Indiferenciado / Chalcana), se utilizará el sistema disperso S-NATIVO DISPERSO. Desde +/- 43 ft hasta los 300 ft y desde los 300 ft hasta los 500 ft el sistema S-NITRATO DE CALCIO.

RANGO DE PROPIEDADES DEL FLUIDO		
PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACION SECCION 26”		
<i>Propiedad</i>	PROGRAMADO	
	<i>Min</i>	<i>Max</i>
<i>Density ppg.</i>	8,4	9,2
<i>Funnel Visc.</i>	28	39
<i>Plastic Viscosity cP</i>	1	12
<i>YP lbf/100_ft2</i>	1	15
<i>API mL/30 min.</i>	NC	NC
<i>Sand %</i>	0,1	0,5
<i>LGS (% Vol) de Perforacion</i>	0,0	10,0
<i>MBT ppb eq.</i>	NC	NC
<i>pH</i>	7	10
<i>Ca ++ ppm</i> <i>(+/- 42’ hasta +/- 300’)</i> <i>S-NATIVO DISPERSO</i>	40	280
<i>Ca ++ ppm</i> <i>(+/- 300 hasta +/- 500’)</i> <i>S-NITRATO DE CALCIO</i>	800	1000

Figura. - 6. Rango de propiedades del fluido, intervalo 26”

VOLÚMENES ESTIMADOS

INTERVALO DE 26"		
<i>Diámetro del Hueco</i>	<i>pulg</i>	26"
<i>Intervalo</i>	<i>pies</i>	0' 500'
<i>Sistema de Fluidos:</i>		S – NATIVO DISPERSO/ S-ION CALCIO
<i>Volumen de Superficie:</i>	<i>bbl</i>	500
<i>Vol Hueco 26"</i>	<i>bbl</i>	328
<i>Vol Wash Out</i>	<i>bbl</i>	33
<i>Dilución:</i>	<i>bbl</i>	100
<i>Volumen Total;</i>	<i>bbl</i>	961

Figura. - 7. Volúmenes estimados, intervalo 26"

CONCENTRACIONES DE PRODUCTOS

INTERVALO DE 26"			
<i>Material</i>	<i>lb/unidad</i>	<i>Mínimo lb/bbl</i>	<i>Máximo lb/bbl</i>
<i>Carbonato de Calcio</i>	110	1	15
<i>Bentonita</i>	100	3	25
<i>S- Gum</i>	55	0,2	1,0
<i>Super Sweep</i>	15	0,05	0,1
<i>S-Seal</i>	40	1	10
<i>S-Stop</i>	25	1	10
<i>Wallnut</i>	50	1	10
CONTINGENCIA			
<i>Nitrato de Calcio</i>	55	Lo necesario	Lo necesario
<i>Asfalto</i>	55	Píldora	Píldora
<i>Carbonato de Calcio 100</i>	110	Lo necesario	Lo necesario
<i>S-Gum</i>	55	Lo necesario	Lo necesario

Figura. - 8. Concentración de productos, intervalo 26"

USO ESTIMADO DE PRODUCTOS

INTERVALO DE 26"			
<i>PRODUCTO</i>	<i>lb/sx</i>	<i>CANTIDAD Sx/Tmb/can</i>	<i>FUNCION</i>
<i>Carbonato de Calcio</i>	110	40	DENSIFICANTE – PUENTEANTE
<i>Bentonita</i>	100	70	VISCOSIFICANTE
<i>S-Gum</i>	55	40	VISCOSIFICANTE
<i>Nitrato de Calcio</i>	55	50	INHIBIDOR
<i>S-Seal</i>	40	15	LCM
<i>Asfalto</i>	55	15	SHALE STABILIZER
<i>Super Sweep</i>	15	1	LIMPIADOR DE ACCION MECANICA
<i>S-Stop</i>	25	11	LCM
<i>Walnut</i>	50	10	LCM

Figura. - 9. Uso estimado de productos, intervalo 26"

4.1.2. Descripción del sistema de fluidos intervalo 16".

Para el intervalo desde 500' a 7290' de la formación (Indiferenciado/Chalcana), se utilizará el sistema **S-ION CALCIO** hasta +/- 6100 ft y sistema POLIMÉRICO hasta el punto de casing. El sistema S-IÓN CALCIO, es un fluido disperso inhibitorio diseñado para perforar las zonas del Indiferenciado y Chalcana, inhibiendo las arcillas altamente reactivas, minimizando problemas de floculación al atravesar trazas de anhidrita a la vez nos minimiza problemas de embolamiento de la broca por ser un sistema disperso con propiedades reológicas bajas. La limpieza se optimiza con el bombeo de píldoras viscosas.

RANGO DE PROPIEDADES DEL FLUIDO 500 ft – 6100 ft

PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACION SISTEMA NITRATO DE CALCIO		
Propiedad	PROGRAMADO	
	Min	Max
Density ppg.	8,4	10,0
Funnel Visc.	28	39
Plastic Viscosity cP	1	14
YP lbf/100_ft2	1	18
API mL/30 min.	NC	NC
Sand %	0,1	0,5
<u>LGS</u> (% Vol)	0,0	10,0
MBT ppb eq.	NC	NC
pH	7	10.2
Ca ++ ppm (+/- 500' Hasta +/- 6000') S-NITRATO DE CALCIO	1200	2000

Figura. - 10. Rango de propiedades del fluido, rango 500 ft - 6100 ft

Figura. - 11. Propiedades del fluido de perforación, sistema polímeros

VOLUMENES ESTIMADOS		
<i>Diámetro del Hueco</i>	<i>pulg</i>	16"
<i>Intervalo</i>	<i>pies</i>	500' 7290'
<i>Sistema de Fluidos:</i>		S – ION CALCIO
<i>Volumen de Superficie:</i>	<i>bbl</i>	600
<i>Volumen de Csg 20" x 19,124"</i>	<i>bbl</i>	178
<i>Vol Hueco 16"</i>	<i>bbl</i>	1689
<i>Vol Wash Out</i>	<i>bbl</i>	169
<i>Dilución:</i>	<i>bbl</i>	241
<i>Volumen Reutilizado</i>	<i>bbl</i>	-678
<i>Volumen Total;</i>	<i>bbl</i>	2199

**S – POLIMERICO (ORTEGUAZA) 6100 ft – 7625 ft-
RANGO DE PROPIEDADES DEL FLUIDO**

PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACION SISTEMA POLIMERO		
	PROGRAMADO	
Propiedad	<i>Min</i>	<i>Max</i>
Density ppg.	10,0	10,2 - 10,4
Funnel Visc.	30	50
Plastic Viscosity cP	2	20
YP lbf/100_ft2	6	26
API mL/30 min.	10	20
Sand %	0,1	1,0
LGS(% Vol)	0,0	12
MBT ppb eq.	15	35-40
pH	7	10,4
Ca ++ ppm (+/- 6000 Hasta +/- 7482') POLIMERICO	80	400

Figura. - 12. Volúmenes estimados, intervalo 16'

CONCENTRACION DE PRODUCTOS			
<i>Material</i>	<i>lb/unidad</i>	<i>Mínimo lb/bbl</i>	<i>Máximo lb/bbl</i>
<i>Carbonato de Calcio</i>	110	1	20
<i>Barita</i>	100	1	60
<i>Nitrato de Calcio</i>	55	5	15
<i>S- Gum</i>	55	0.2	1,5
<i>Defoam X</i>	44	0	0.2
<i>Desco CF</i>	25	0.25	0,5
<i>Super Sweep</i>	15	0.025	0,05
<i>Pak L</i>	55	0,2	0,8
<i>Pak H</i>	55	0,2	0,8
CONTINGENCIA			
<i>Asfalto Sulfonato</i>	55	píldora	píldora
<i>Antiespumante</i>	42	Lo necesario	Lo necesario

Figura. - 13. Concentración de productos, intervalo 16"

USO ESTIMADO DE PRODUCTOS			
INTERVALO DE 16"			
<i>PRODUCTO</i>	<i>lb/sx</i>	<i>CANTIDAD Sx/Tmb/can</i>	<i>FUNCION</i>
<i>Carbonato de Calcio</i>	110	400	<i>DENSIFICANTE – PUENTEANTE</i>
<i>Barita</i>	100	1400	<i>DENSIFICANTE</i>
<i>Nitrato de Calcio</i>	55	700	<i>INHIBIDOR DE ARCILLA</i>
<i>S-Gum</i>	55	70	<i>VISCOSIFICANTE</i>
<i>Defoam X</i>	44	15	<i>ANTIESPUMANTE</i>
<i>Desco CF</i>	25	20	<i>DISPERSANTE</i>
<i>Walnut</i>	40	30	<i>LCM</i>
<i>Asfalto Sulfonato</i>	55	90	<i>ESTABILIZADOR DE LUTITAS</i>

Figura. - 14. Uso estimado de productos, intervalo 16"

4.1.3. Descripción del sistema de fluidos intervalo 12 ¼".

Preparar con anticipación 1500 bbl de lodo base S-CLAY CONTROL por lotes, adicionando al agua fresca: 0,5 lb/bbl de viscosificante (S-Gum), controlador de filtrado (Pak L/H) 1,0 lpb y *densificar con Barita y Carbonato de Calcio hasta 9,5 lpg*. En la preparación del fluido, la concentración del inhibidor de arcillas S-CLAY será adicionada lo mínimo (0,25%v/v) y se ajustará la concentración hasta 0,75 % en caso de ser necesario.

RANGO DE PROPIEDADES DEL FLUIDO

INTERVALO DE 12-1/4"				
Propiedad	FORMACION	Min	Max	Run Csg-Liner
Density ppg.		9.6	10,0	10,2
Funnel Visc.		32	40	45
Plastic Viscosity cP	TIYUYAU	4	16	
	CONGLOMERADOS	8	16	
	TENA	10	16	18
YP lbf/100_ft2	TIYUYAU	8	16	
	CONGLOMERADOS	8	16	
	TENA	16	20	22
API mL/30 min.	TIYUYACU		15	
	CONGLOMERADOS	12	14	
	TENA	8	10	
Sand %		0,1	0,5	0,5
LGS (% Vol)		3	8	10
MBT ppb eq.		5	25	30
pH		8	10	10
Ca ++ ppm		40	360	360

Figura. - 15. Rango de propiedades del fluido

VOLÚMENES ESTIMADOS

INTERVALO DE 12-1/4"		
Diámetro del Hueco	pulg	12-1/4"
Intervalo	pies	7290' 11200'
OD Casing:	pulg	9-5/8
Sistema de Fluidos:		S – CLAY CONTROL
Volumen de Superficie:	bbl	500
Volumen de Csg 13-3/8"	bbl	1092
Vol Hueco 12-1/4"	bbl	570
Vol Wash Out	bbl	57
Dilución:	bbl	125
Volumen Total;	bbl	2344

Figura. - 16. Volúmenes estimados, intervalo 12 1/4"

CONCENTRACIONES DE PRODUCTOS

INTERVALO DE 12-1/4"			
Producto	lb/unidad	Mínimolb/bbl	Máximolb/bbl
Barita	100	10	110
Carbonato de Calcio	110	5	20
S-Tab	388	0,25 % v/v	0.5 % v/v
S-Gum	55	0,3	2
S-Clay	353	0,25 % v/v	0.75 % v/v
Pak L	55	0,3	1
Pak H	55	0,2	0,7
PHPA	5 gal /42 lbs	0,05 % v/v	0,2 % v/v
Asfalto Sulfonado	55	1	2
Defoam X	42	0,05	0.2
S-Lube	55 gal	1 % v/v	5 % v/v
CONTINGENCIA			
S-Cide	42 lb/unidad	Lo necesario	Lo Necesario

Figura. - 17. Concentración de productos, intervalo 12 1/4"

USO ESTIMADO DE PRODUCTOS

INTERVALO DE 12-1/4"			
PRODUCTO	lb/sx	CANTIDAD Sx/Tmb/can	FUNCION
Barita	110	3000	DENSIFICANTE
Carbonato de Calcio	100/325	767	PUENTEANTE – SELLANTE
S-Tab	388	12	INHIBIDOR – GLYCOL – LUBRICANTE
S-Gum	55	160	VISCOSIFICANTE
S-Cide	42	21	BACTERICIDA
S-Clay	353	14	INHIBIDOR – AMINA

Figura. - 18. Uso estimado de productos, intervalo 12 1/4"

4.1.4. Descripción del sistema de fluidos intervalo 8 3/8".

S – DRILL-IN, Sistema Diseñado en función de las necesidades del reservorio con alta capacidad sellante, filtrados bajos y con material soluble en tratamientos posteriores para minimizar el riesgo de daño de formación.

RANGO DE PROPIEDADES DEL FLUIDO

INTERVALO DE 8-3/8"					
Propiedad	Min	Max	Propiedad	Min	Max
Density ppg.	9,5	9,5– 9,7	Sand %	0.0	0,5
Funnel Visc. seg/qt.	40	70	LGS(% Vol)	0.0	5.0
Plastic Viscosity cP	15	30	MBT ppb eq.	0	5
YP lbf/100_ft2	20	35	pH	8,5	10,5
API mL/30 min.	< 5,0	5,0	Ca ++ ppm	0	360

Figura. - 19. Rango de propiedades del fluido

VOLÚMENES ESTIMADOS

INTERVALO DE 8-3/8"		
Diámetro del Hueco	pulg	8-3/8"
Intervalo	pies	11200' 12987'
OD Casing:	pulg	9-5/8"
Sistema de Fluidos:		S – DRILL IN
Volumen de Superficie:	bbl	400
Volumen de Csg 9-5/8" x 8,681	bbl	820
Vol Hueco 8-3/8"	bbl	122
Wash Out		12
Dilución:	bbl	100
Volumen Total;	bbl	1454

Figura. - 20. Volúmenes estimados, intervalo 8 3/8"

CONCENTRACION ESTIMADA DE PRODUCTOS

INTERVALO DE 8-3/8"			
Material	lb/unidad	Mínimo lb/bbl	Máximo lb/bbl
Carbonato de Calcio	110	30	84
S-Tab	388	1	2.25
S-Gum	55	0,5	2,5
BIO-LOSE/T-LOSE	55	4	10
Alcatrol	55	0,1	0,8
S-Cide	44	0,2	0,8
Pak L	55	0,5	6,0
Pak H	55	0,2	1,5

Figura. - 21. Concentración estimada de productos, intervalo 8 3/8"

USO ESTIMADO DE PRODUCTOS

INTERVALO DE 8-3/8"			
PRODUCTO	lb/sx	CANTIDAD Sx/Tmb/can	FUNCION
CaCO3- M100	110	190	PUENTEANTE - SELLANTE
CaCO3-M200	110	290	PUENTEANTE - SELLANTE
CaCO3-M325	110	850	PUENTEANTE - SELLANTE
S-Tab	388	9	INHIBIDOR- GLYCOL -LUBRICANTE
S-Gum	55	70	VISCOSIFICANTE
BIO-LOSE	55	260	CONTROLADOR DE FILTRADO
Alcatrol/Hina X	55	70	CONTROL DE PH
S-Cide	44	25	BACTERICIDA
Pak-L	55	126	CONTROLADOR DE FILTRADO
Pak H	55	44	CONTROLADOR DE FILTRADO
MATERIAL DE CONTINGENCIA			
S-Lube	55 gal	20	LUBRICANTE

Figura. - 22. Uso estimado de productos, intervalo 8 3/8"

4.2. DETECTAR LOS PROBLEMAS POTENCIALES EN CADA SECCIÓN DEL POZO

4.2.1. Sección 26".

- a) **Gravas.** - Es posible que se presenten en la parte superficial, por lo que se requiere incrementar la reología para obtener una buena limpieza del hueco. Usar Bentonita Pre hidratada con este propósito. En el caso de encontrar gravas se puede presentar perdida de circulación; para pérdidas por debajo de 25 bbl/hr se lo puede combatir mezclando píldoras viscosas con algunos productos para pérdida de circulación (LCM) tales como S-Stop y Carbonato de Calcio grueso. En caso de ser mayor, con una concentración total de 50 lpb, ubicando la píldora en la zona de perdida. Para el bombeo de esta píldora se debe hacer con BHA convencional.

4.2.2. Sección 16".

- a) ***Taponamiento de la Línea de Flujo.*** - Durante los primeros 1000 ft existe mayor riesgo de taponamiento de Flow Line, mantener el lodo disperso (YP<10) con la adición de Nitrato de Calcio y el uso del ECS. Mantener continuamente el uso de jets para limpiar Nipple Campana, Línea de Flujo y bolsillo. Luego de los 1000 ft realizar el jeteo máximo cada stad perforada debido a la gran extensión que tiene Flow Line.
- b) ***Embolamiento de broca.*** - Para prevenir el embolamiento de la broca el fluido se mantendrá disperso (YP<15) durante la perforación del intervalo, con la adición de Nitrato de Calcio y el uso del ECS. Como practica adicional se sugiere un HSI mínimo de 3. En caso de tener embolamiento de broca, bombear píldoras dispersas con Walnut/ S-Seal (Mínimo 10 lb/bbl).
- c) ***Empaquetamiento de tubería.*** Monitorear continuamente los parámetros de presión, arrastre excesivo (durante los repasos), torque, etc. Incrementar el número de repasos o realizar estaciones de circulación adicionales en caso de tener indicios de acumulación excesiva de recortes.
- d) ***Influjos.*** Monitorear continuamente volumen de tanques, peso del fluido y retornos. Los parámetros de presión, torque, etc.

4.2.3. Sección 12 ¼”.

- a) ***Inestabilidad de Agujero.*** - Monitorear continuamente la inestabilidad del agujero especialmente en los masivos de lutita y paquetes de carbón. Mantener las concentraciones de estabilizadores y densidad de fluido de acuerdo a lo establecido en el programa. Manejar una comunicación constante con la cabina de Mud logging y Geomecánica.
- b) ***Empaquetamiento de tubería.*** Monitorear continuamente los parámetros de presión, arrastre excesivo (durante los repasos), torque, etc. Incrementar el número de repasos o realizar estaciones de circulación adicionales en caso de tener indicios de acumulación excesiva de recortes.

- c) **Bombear píldoras dispersas con Walnut** (en caso de arrastre excesivo de tubería durante viajes).
- d) **Embolamiento de broca.** - Se puede presentar con una alta tasa de penetración y arcillas reactivas. Mantener el punto cedente inferior a 20 lb/100 ft² mientras se perfora formaciones arcillosas. Como practica adicional se sugiere un HSI mínimo de 3. En caso de tener embolamiento de broca, bombear píldoras dispersas con Wallnut/S-Seal
- e) **Restricciones en los viajes.** En caso de tener restricciones en los viajes realizar estaciones de circulación con el bombeo de tándem de píldoras. Bombear píldoras dispersas y asegurarse que el hoyo se encuentra limpio previo a la realización de viajes de tubería.

4.2.4. Sección 8 3/8”.

- a) **Pega Diferencial.** - Mantener un puenteo constante de acuerdo a los tamaños y cantidades especificados. Mantener los valores de pérdida de filtrado de acuerdo al programa. Maximizar los esfuerzos en el diseño de BHA para reducir el área de contacto con las paredes del pozo. Adicionalmente reducir en lo posible los tiempos de tubería estática, especialmente cuando el BHA se encuentra frente a formaciones arenosas.
- b) **Inestabilidad de Agujero.** - Mantener las concentraciones de estabilizadores y densidad de fluido de acuerdo a lo establecido en el programa para evitar inestabilidad de las lutitas de la formación Napo. Mantener comunicación constante con la cabina de Mud logging y Geomecánica y monitorear los retornos en zarandas para asegurarse que no se tiene caída de lutita.

c) *Lavado excesivo de hoyo.* - Añadir Goma Xántica en los valores recomendados para mantener las propiedades reológicas adecuadas (YP: 25 – 35 lbf/100 ft²) para evitar un lavado excesivo del hoyo y formación de washouts, lo que puede causar posteriores problemas en los trabajos de cementación y producción. Trabajar con un caudal máx de 380 GPM.

4.3. CURVA DE DENSIDADES DEL POZO

La curva de densidad de un pozo es un registro que se realiza durante la perforación o evaluación del pozo para determinar las propiedades de la formación geológica. Esta curva muestra las variaciones en la densidad de los materiales presentes en la formación, lo cual puede ser útil para identificar diferentes tipos de rocas, calcular la porosidad, determinar la presencia de fluidos, y evaluar la calidad y capacidad productiva del yacimiento.

Al graficar los datos obtenidos de la herramienta de densidad en una curva, se puede visualizar la variación de densidad a lo largo de la profundidad del pozo. Las zonas de

baja densidad suelen indicar la presencia de formaciones porosas, como arenas o carbonatos, mientras que las zonas de alta densidad pueden indicar la presencia de lutitas u otros materiales más compactos

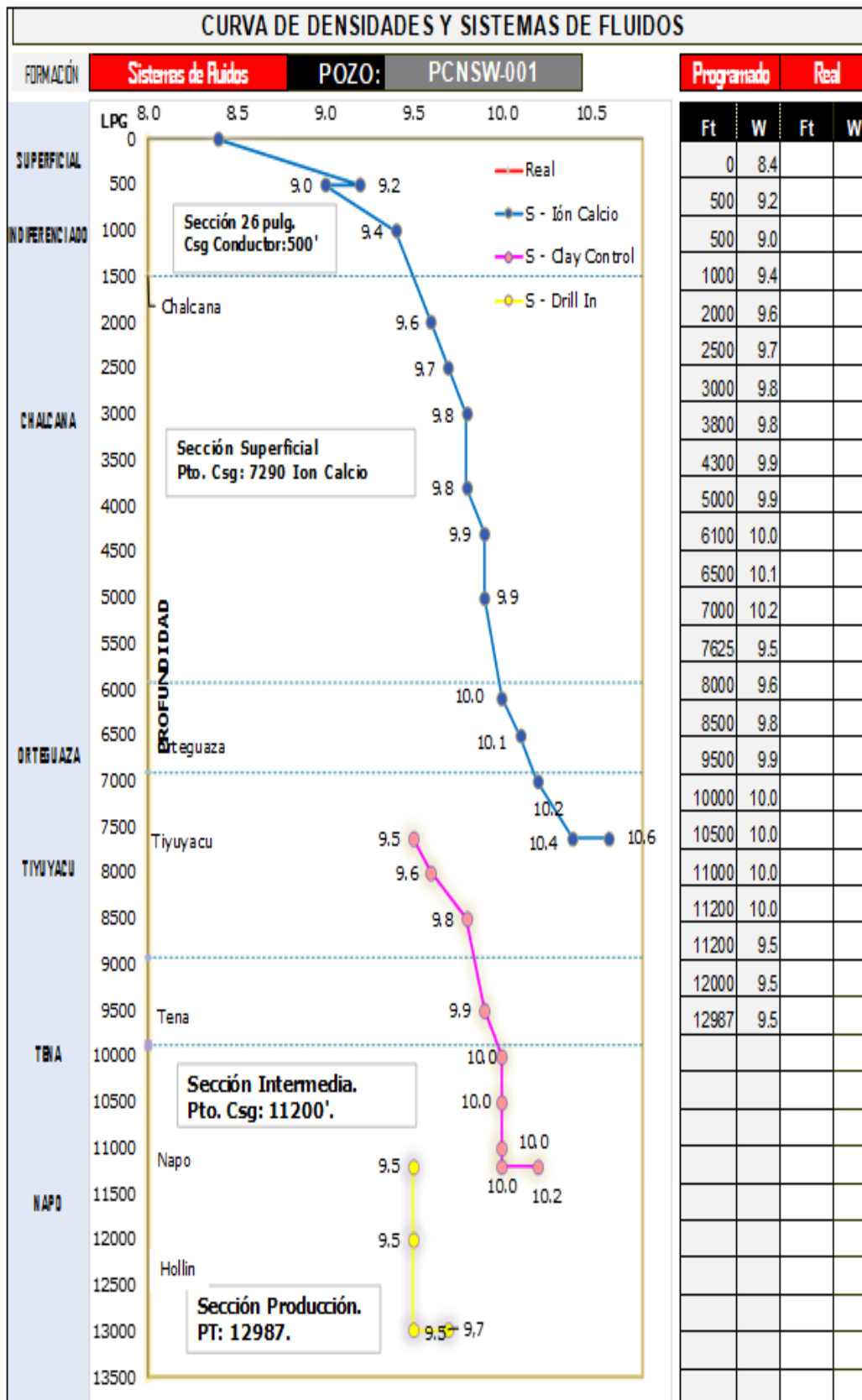


Figura. - 23. Curva de densidades del pozo

4.4. DISEÑAR EL PLAN DIRECCIONAL DEL POZO

El plan direccional de un pozo se refiere a la estrategia y el diseño detallado para dirigir la trayectoria del pozo de manera específica y controlada. Este tipo de planificación es necesaria cuando se requiere perforar un pozo en una ubicación particular, como por ejemplo alcanzar un objetivo específico en una formación geológica subsuperficial o evitar obstáculos en el subsuelo.

Algunos de los elementos clave que se deben considerar al diseñar un plan direccional incluyen:

1. **Objetivos del pozo:** Determinar el propósito y los objetivos del pozo, como la localización de un yacimiento, la obtención de muestras de formación, la inyección de fluidos, entre otros.
2. **Trayectoria deseada:** Definir la trayectoria ideal del pozo, que puede ser recta, curva o lateral, dependiendo de los objetivos y las condiciones del subsuelo.
3. **Coordenadas y geometría:** Establecer las coordenadas geográficas y los ángulos necesarios para dirigir el pozo hacia su objetivo.
4. **Herramientas y tecnologías:** Seleccionar las herramientas y equipos de perforación adecuados, como sistemas de control de fondo de pozo, motores de fondo, estabilizadores direccionales, etc.
5. **Seguridad y riesgos:** Evaluar los posibles riesgos y obstáculos en la trayectoria del pozo, y planificar medidas de mitigación y prevención.

6. Monitoreo y ajustes: Implementar un sistema de monitoreo continuo para seguir la trayectoria del pozo en tiempo real y realizar ajustes según sea necesario para cumplir con el plan establecido.

El plan direccional ayuda a optimizar la perforación del pozo, maximizar la productividad, minimizar costos y riesgos, y garantizar el éxito de la operación. Es fundamental trabajar en colaboración con ingenieros de perforación direccional y especialistas en geología para desarrollar un plan detallado y preciso que cumpla con los requerimientos del proyecto.

Report Date: April 23, 2024 - 10:27 AM
Client: Sinopec/EP Petroecuador
Field: Pucuna
Structure / Slot: Pucuna 008 / Cellar 05
Well: PCNSW-001
Borehole: PCNSW-001
UWI / API#: Unknown / Unknown
Survey Name: PCNSW-001_PlanRev C1 23Abr2024
Survey Date: April 23, 2024
Tort / AHD / DDI / ERD Ratio: 67.710 ° / 7715.023 ft / 5.838 / 0.783
Coordinate Reference System: PSAD56 * DMA-Ecu / UTM zone 18S
Location Lat / Long: S 0° 16' 54.45053", W 77° 0' 6.24010"
Location Grid N/E Y/X: N 9968834.050 m, E 277205.472 m
CRS Grid Convergence Angle: 0.0098 °
Grid Scale Factor: 1.00021448
Version / Patch: 2.10.836.0

Survey / DLS
Vertical
Vertical
TVD Reference
TVD Reference
Seabed /
Magnetic
Total Gravity
Gravity Model:
Total Magnetic
Magnetic Dip
Declination
Magnetic
North
Grid
Total Corr Mag
North->Grid
Local Coord

Comments	MD (ft)	Incl (°)	Azim Grid (°)	TVD (ft)	TVDSS (ft)	VSEC (ft)	DLS (°/100ft)
Tie-In	0.00	0.00	0.00	0.00	-959.91	0.00	N/A
Marker MudLine	36.52	0.00	270.00	36.52	-923.39	0.00	0.00
Casing 26"	500.00	0.00	270.00	500.00	-459.91	0.00	0.00
Survey Station	800.00	0.00	270.00	800.00	-159.91	0.00	0.00
Survey Station	1200.00	6.00	270.00	1199.27	239.36	19.82	1.50
EOC	4075.88	48.77	250.89	3696.05	2736.14	1304.97	1.50
Orteguaza	6297.11	48.77	250.89	5159.91	4200.00	2975.55	0.00
Tiyuyacu	7277.33	48.77	250.89	5805.91	4846.00	3712.77	0.00
Casing 13.375"	7290.00	48.77	250.89	5814.26	4854.35	3722.30	0.00
Conglomerado Superior	7897.94	48.77	250.89	6214.91	5255.00	4179.53	0.00
Base Conglomerado Superior	8169.55	48.77	250.89	6393.91	5434.00	4383.80	0.00
Conglomerado Inferior	9198.34	48.77	250.89	7071.91	6112.00	5157.54	0.00
Tena	9498.78	48.77	250.89	7269.91	6310.00	5383.50	0.00
KOP							
Casing 9.625"	11200.00	43.67	250.89	8446.54	7486.63	6611.39	0.30
Basal Tena	11292.93	43.39	250.89	8513.91	7554.00	6675.40	0.30
Napo	11305.31	43.35	250.89	8522.91	7563.00	6683.90	0.30
EOC							
Caliza M1	11567.26	41.72	250.89	8715.91	7756.00	6860.98	0.62
Zona Caliza M2	11761.06	40.52	250.89	8861.91	7902.00	6988.43	0.62
Inicio Tangente BES	11800.00	40.27	250.89	8891.57	7931.66	7013.66	0.62
Caliza M2	11859.27	39.90	250.89	8936.91	7977.00	7051.83	0.62
Zona Arenisca M2	11913.88	39.56	250.89	8978.91	8019.00	7086.74	0.62
Caliza A							
EOC	12060.79	38.65	250.89	9092.91	8133.00	7179.40	0.62
Fin Tangente BES	12100.00	38.41	250.89	9123.58	8163.67	7203.82	0.62
Arenisca U	12208.39	37.74	250.89	9208.91	8249.00	7270.65	0.62
Napo Medio	12310.39	37.11	250.89	9289.91	8330.00	7332.63	0.62
Caliza B	12417.76	36.45	250.89	9375.91	8416.00	7396.92	0.62
PCNSW-001_Arenisca T (OP)041624	12518.05	35.83	250.89	9456.91	8497.00	7456.06	0.62
Napo Basal	12651.17	34.23	250.89	9565.91	8606.00	7532.47	1.20
Caliza C	12752.06	33.02	250.89	9649.91	8690.00	7588.33	1.20
Hollín	12781.81	32.66	250.89	9674.91	8715.00	7604.47	1.20
CAP	12870.38	31.60	250.89	9749.91	8790.00	7651.58	1.20
Liner 7"	12986.93	30.20	250.89	9849.91	8890.00	7711.43	1.20

Figura. - 24. Plan direccional del pozo

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMEDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- En la sección 26” Repasar cada parada perforada. Perforar con sistema Nativo Disperso desde +/- 45’ hasta +/- 300 ft. A los +/- 300’ convertir el sistema a Nitrato de Calcio hasta +/- 500’. Al perforar arcilla reactiva, se adicionará Nitrato de Calcio para mantener la arcilla inhibida. Una vez alcanzados los 500 pies bombear 80 bbl de píldora viscosa y circular hasta zarandas limpias. Previo a sacar tubería para bajar Casing de 20” como conductor dejar en el fondo 200 bbl de píldora viscosa con 10 lpb de CaCO₃ + 6 lpb de Asfalto.
- Acondicionar el fluido de la sección de 26” S- ION CALCIO a 9,0 lpg con una concentración inicial de 1000 ppm (aprox), para inhibir la arcilla altamente reactiva y plásticas de Chalcana. Evaluar continuamente las condiciones de la arcilla y mantener una adecuada limpieza del agujero, limitando el ROP en caso de ser necesario, debido al caudal restringido en la zona superficial. Es de suma importancia la limpieza (jeteo continuo) del niple campana, Flow Liney bolsillo para evitar taponamientos de líneas.
- En la sección 12 ¼” se preparó A +/- 4092 ft, se recomienda realizar viaje de calibración hasta el zapato. Perforar hasta +/- 6100 ft con Nitrato de Calcio a esa profundidad Realizar estación de circulación. Convertir el sistema nitrato de calcio a Sistema Polimérico, bombear 800 bbl de lodo nuevo a 10,0 lpg (densificado con Carbonato de calcio y Barita) con 3 lpb de asfalto, 0,5 lpb de S-Tab (Inhibidor y estabilizador de arcillas), y controlador de filtrado.

- Sección 8 3/8” se preparó 1200 bbl de lodo DRILL-IN por lotes, añadiendo 1,5 lb/bbl de Goma Xántica (S-Gum) y 6-10 lb/bbl de controlador de filtrado en base almidón (T-LOSE BIO-LOSE) y Pak L y H. Densificar hasta 9,5 lb/gal utilizando la siguiente proporción de tamaños de Carbonato de Calcio. A su vez se alineo el sistema de tanques en circuito corto y realizar el drill out con el sistema S-CLAY CONTROL. Controlar una posible contaminación por cemento con la adición de Ácido Cítrico y dilución controlada.

5.2. RECOMENDACIONES

- En la sección 26” perforar los primeros 500 ft se recomienda llevar buenas prácticas de Perforación especialmente en este tramo ya que se estará atravesando zonas de Boulders y areniscas intercaladas no consolidadas las cuales son muy sensibles y débiles, es importante llevar un estricto control de los parámetros de perforación para prevenir perdidas superficiales prematuras. Bombear 60 bbl de píldora viscosa con LCM cada parada según descripción: 10 lpb de CaCO₃-100, 10 lpb de S-Seal, 0,02 lpb de Super Sweep y 25 lpb de Bentonita. El objetivo ir sellando la zona de Boulders y arenisca no consolidada.
- Durante el inicio de la perforación de la sección 16”, se recomienda incrementar paulatinamente la concentración del ión Calcio desde 1500, 2000, 2500 hasta +/- 2800 ppm de calcio debido al gran porcentaje de arcilla altamente reactiva encontrado hasta la profundidad de +/- 1500 ft y evitar la formación de gumbos y/o sobre inhibición y conforme se profundiza la perforación, disminuye la concentración de calcio hasta +/- 1300 – 1700 ppm dependiendo del grado de reactividad de las arcillas. La concentración exacta que se requiere se va determinando en la forma y estado de los cortes que salen por zarandas. A +/- 4092 ft, se recomienda realizar viaje de calibración hasta el zapato. Perforar hasta +/- 6100 ft con Nitrato de Calcio a esa profundidad Realizar estación de circulación. Convertir el sistema nitrato de calcio a Sistema Polimérico, bombear 800 bbl de lodo nuevo a 10,0 lpg (densificado con Carbonato de calcio y Barita) con 3 lpb de asfalto, 0,5 lpb de S-Tab (Inhibidor y estabilizador de arcillas), y controlador de filtrado.

- En la sección 12 ¼” se recomienda bombear dos tandems de píldoras: 100 bbl de píldora dispersa seguido de 120 bbl de píldora VISCOSA-PESADA de 12,4 lb/gal x 120 seg/qt, circular hasta retornos limpios con máximos parámetros de galonaje y RPM. Bombear el segundo tandem de 100 bbl de píldora dispersa seguido de 120 bbl de píldora VISCOSA de 10,6 lb/gal x 120 seg/qt, y realizar viaje de calibración hasta el zapato. Después de realizar el viaje de calibración y con tubería en fondo se bombeará 2 tandem de píldoras similares a las bombeadas anteriormente.
- Sección 8 3/8” se recomienda mantener la densidad del fluido de acuerdo a la curva programada utilizando el ECS y realizar el puenteo continuo con Carbonato de Calcio de acuerdo a la granulometría dada y llegar al punto de casing con 9,5 lb/gal. Y se subirá hasta 9,7 lb/gal previo al viaje de calibración. En caso de ser necesario incrementar la reología con la adición de Goma Xántica (S-Gum) incrementando su concentración 0,25 lb/bbl. Los valores reológicos de YP se mantendrán entre 27 y 35 lb/100 ft².

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bibliografía

EP Petroecuador. (18 de Marzo de 2024). *eppetroecuador.ec*. Obtenido de eppetroecuador.ec: <https://www.eppetroecuador.ec/?p=21588>

Molina Gutierrez , J. C., & Morales Godinez, P. P. (2019). *Parametros petrofísicos y ecuaciones para determinar densidades equivalentes de circulación empleada en la elaboración de fluidos de perforación* . Mexico: Instituto Politécnico Nacional

Peña, K. D. (2018). desarrollo del filosicato caolinita en la formación Hollín- campo Pucuna del activo Palo Azul . Guayaquil , Guayas , Ecuador : Escuela superior politecnica del litoral .

Terán, F. D. (Mayo de 2019). Alternativas tecnológicas para la perforación de pozos de largo alcance a través de un análisis de riesgos y criticidad en el yacimiento Seboruco. . Matanzas, Cuba : Universidad de Matanzas (Departamento de química).

Agila, C., & Espinosa, C. (2012). *Estudio técnico - económico para incrementar la producción de petróleo en el campo Pucuna operado por Ep Petroecuador*.

Arias, W., Aguilar, M., Ramírez, M., & Quintana, D. (2020). *El papel de la reología en la caracterización de fluidos: Análisis reológico de dispersiones de almidón de distintas fuentes*.

Basilio, E., & Suárez, F. (2024). *GENERACIÓN DE MODELO MATEMÁTICO PARA EL AJUSTE DE PERMEABILIDADES RELATIVAS, CASO ARENA HOLLÍN* Use the "Insert Citation" button to add citations to this document.

SUPERIOR, CAMPO PUCUNA DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR.

Castellano, H. (2022). *Diseño y evaluación de un fluido de perforación ecológico Natflex*.

Colorado, V. (2018). *GEOPOSICIONAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES DE ALCANCE EXTENDIDO APLICANDO GEONAVEGACIÓN AZIMUTAL PARA MEJORAR LA RECUPERACIÓN DE CRUDOS PESADOS EN EL CAMPO ITT. UPSE.*

Garrido, L. (2024). *Evaluación de interacción roca-fluido en un proceso de recuperación mejorada por inyección de formulación química*.

González, J., Martínez, Á., Vega, R., & Otahola, J. (2012). *ALMIDÓN DE YUCA (Manihot esculenta) COMO ADITIVO CONTROLADOR DE FILTRADO PARA FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA. LACCEI.*

Herrera Herbert, J. (2020). *Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas*.
(2.a ed., Vol. 2).
https://oa.upm.es/62718/1/INGENIERIA_POZOS_PETROLEO_Y_GAS_Vol-2_LM1B5T2R0-20200323.pdf

- Livescu, S., & Craig, S. (2017). Una revisión crítica de las tecnologías de reducción de fricción de tubería flexible en Pozos de largo alcance. Parte 1: Lubricantes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*.
- Lopera, J., Ramírez, C., Zuluaga, M., & Ortíz, J. (2010). *El Método Analítico*. reseña. <https://pepsic.bvsalud.org/pdf/rpsua/v2n2/v2n2a8.pdf>
- Parrales, H. (2023). *Investigación Bibliográfica*. Aprobados. <https://aprobados.net/investigacion-bibliografica/>
- Regalado, A., & Noriega, O. (2009). *Comportamiento reológico de un fluido*.
- Uptated, L. (2024). *¿Cuál es la mejor manera de diseñar un programa de fluidos de perforación que cumpla con los objetivos del pozo y minimice el riesgo?* LinkedIn. <https://es.linkedin.com/advice/0/what-best-way-design-drilling-fluid-program-aumc?lang=es>
- Wen-Jun, H., & De-Li, G. (2022). Analysis of drilling difficulty of extended-reach wells based on drilling limit theory. *Petroleum Science*.
- Fluidos de Perforación*. (s/f). Scribd. Recuperado el 16 de diciembre de 2024, de <https://es.scribd.com/presentation/468207804/3-Fluidos-de-Perforacion>
- Orun, C. B., Akpabio, J. U., & Agwu, O. E. (2023). Drilling fluid design for depleted zone drilling: An integrated review of laboratory, field, modelling and cost studies. *Geoenergy Science and Engineering*, 226(211706), 211706. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211706>
- (S/f-a). Edu.ec. Recuperado el 16 de diciembre de 2024, de <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/6507/1/UPSE-TIP-2021-0026.pdf>
- (S/f-b). Quiminet.com. Recuperado el 16 de diciembre de 2024, de <https://www.quiminet.com/productos/fluidos-y-lodos-de-perforacion-para-pozos-petroleros-32122584287/precios.htm>

ANEXOS

ANEXOS

BridgePRO – Bridging Agent Size Selection

Date	31/03/2024	Formation	U
Operator	PETROECUADOR	Country	Ecuador
Well name	GCLH-010	Job number	N/A
Location	GACELA	Contractor	PETROECUADOR
Type of job	PRODUCCION	Prepared by	LABO
Fluid type	DRILL IN		
Comments	ANALISIS DE CARBONATOS		

Mud properties	
Initial fluid density (ppg)	9.3
Bridging agent conc. (lb/bbl)	67.0
Final fluid density (ppg)	9.4

Blend		
Product	Vol. (%)	Conc. (lb/bbl)
Carbonato 100	5.00	3.4
Carbonato 200	9.50	6.4
Carbonato 325	85.50	57.3

Target vs. blend			
Average permeability (mD)			84.8
	Target (µm)	Blend (µm)	Deviation (µm)
D10	3,336	2,510	-0,826
D25	20,852	7,181	-13,671
D50	83,410	30,829	-52,581
D75	187,672	64,391	-123,281
D90	270,248	144,607	-125,641

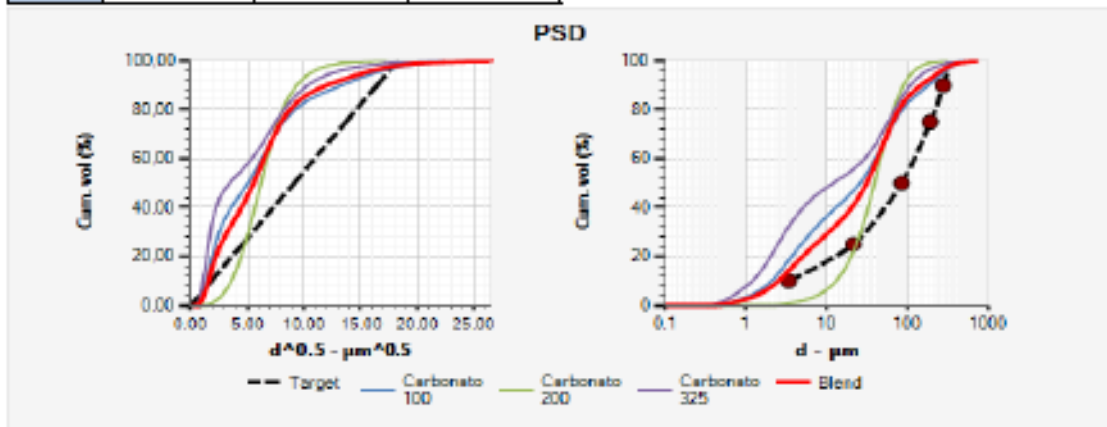
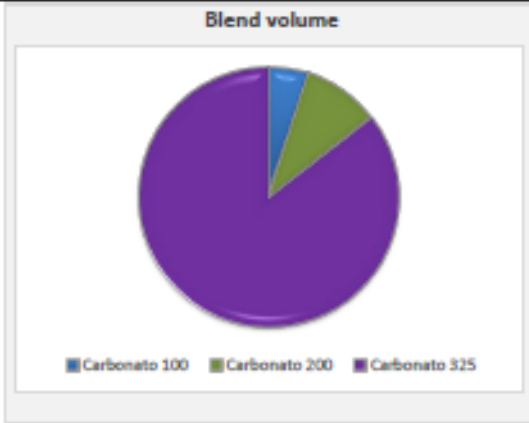


Figura. - 25. Selección de los tamaños del pozo

BridgePRO – Bridging Agent Size Selection

Date	31/03/2024	Formation	HOLLIN
Operator	PETROEQUADOR	Country	Ecuador
Well name	GCLH-010	Job number	N/A
Location	GACELA	Contractor	PETROEQUADOR
Type of job	PRODUCCION	Prepared by	LABO
Fluid type	DRILL IN		
Comments	ANALISIS DE CARBONATOS		

Mud properties			
Initial fluid density (ppg)		9.3	
Bridging agent conc. (lb/bbl)		67.0	
Final fluid density (ppg)		9.4	
Blend			
Product	Vol. (%)	Conc. (lb/bbl)	
Carbonato 100	7.80	5.2	
Carbonato 200	16.50	11.1	
Carbonato 325	75.70	50.7	
Target vs. blend			
Average permeability (mD)		117.6	
	Target (µm)	Blend (µm)	Deviation (µm)
D10	1,568	2,729	1,161
D25	9,799	8,609	-1,190
D50	39,198	32,108	-7,090
D75	88,194	63,533	-24,661
D90	127	134,327	7,327

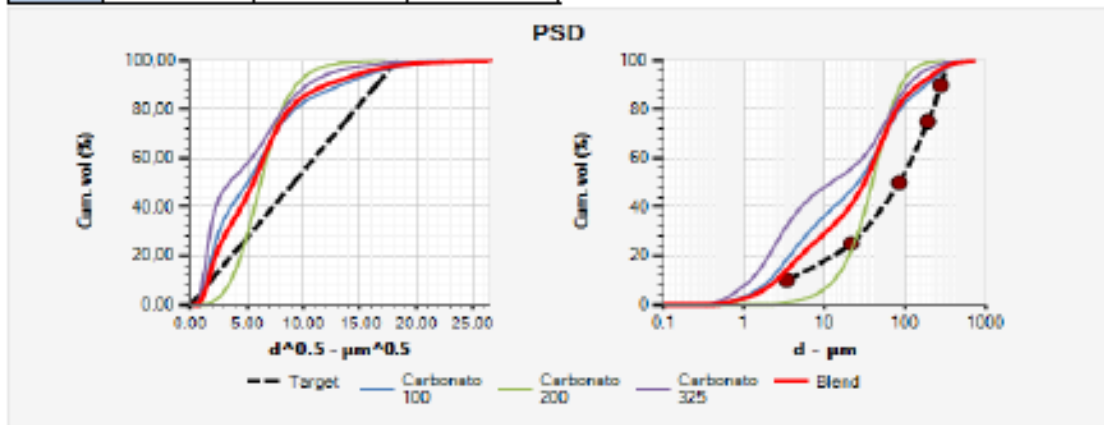
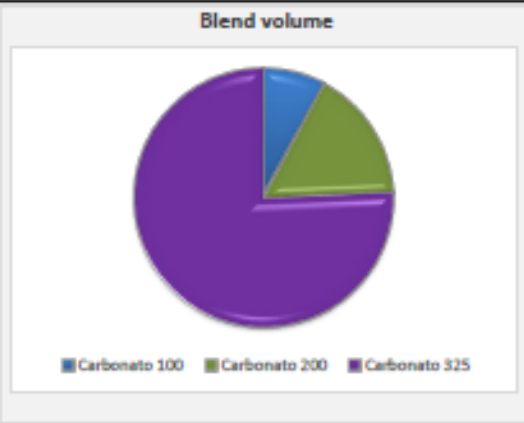


Figura. - 26. Petro Ecuador (2024)

BridgePRO – Bridging Agent Size Selection

Date	31/03/2024	Formation	T
Operator	PETROECUADOR	Country	Ecuador
Well name	GCLH-010	Job number	N/A
Location	GACELA	Contractor	PETROECUADOR
Type of job	PRODUCCION	Prepared by	LABO
Fluid type	DRILL IN		
Comments	ANALISIS DE CARBONATOS		

Mud properties	
Initial fluid density (ppg)	9.3
Bridging agent conc. (lb/bbl)	67.0
Final fluid density (ppg)	9.4

Blend		
Product	Vol. (%)	Conc. (lb/bbl)
Carbonato 100	14.80	9.9
Carbonato 200	33.90	22.7
Carbonato 325	51.30	34.4

Target vs. blend			
Average permeability (mD)			
			159.5
	Target (µm)	Blend (µm)	Deviation (µm)
D10	1,568	2,729	1,161
D25	9,799	8,609	-1,190
D50	39,198	32,108	-7,090
D75	88,194	63,533	-24,661
D90	127	134,327	7,327

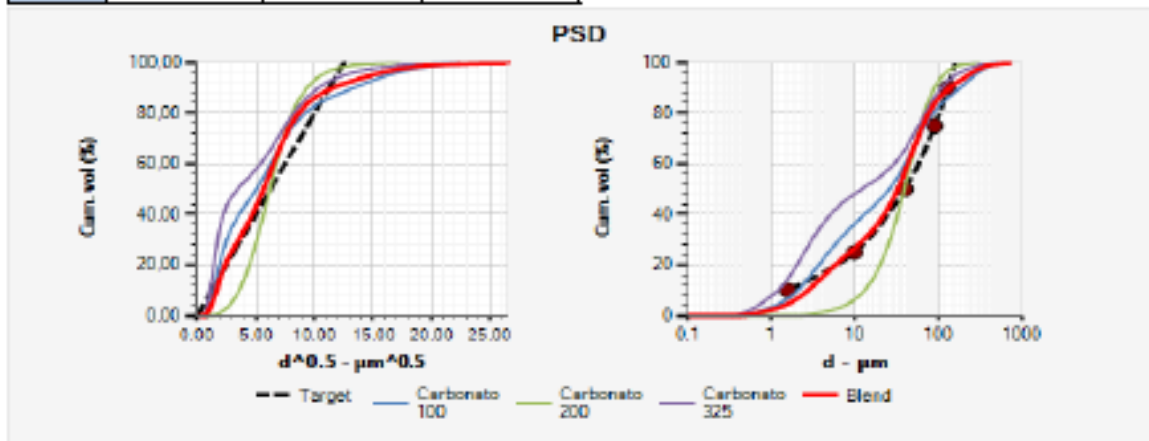
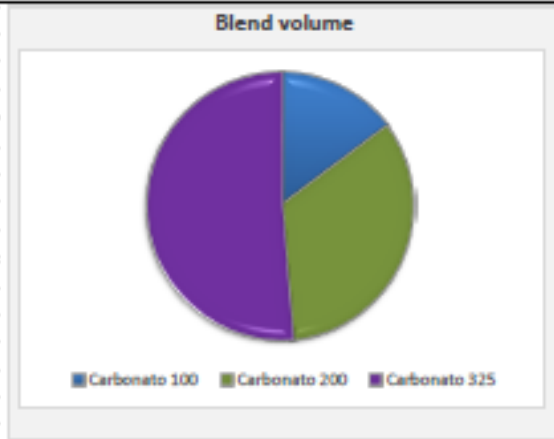


Figura. - 27. Petro Ecuador (2024)

DESCRIPCION DE PRODUCTOS

Tabla 4. Descripción de productos

Producto Sinopec	Unidad	Aplicación
Barita	bag / 100 lb	Material densificante
Cal hidratada	bag / 55 lb	Control de Ph
Carbonato de Calcio.	bag / 110 lb	Material densificante y de puenteo
Defoam X	can / 5 gal	Control de tensión superficial
Desco CF	bag / 40 lb	Control de viscosidad
Drilling Detergent	drm / 55 gal	Surfactante – Mejorador ROP –
S-Tab	drm / 55 gal	Estabilizador de lutitas y arcillas, lubricante.
S-Gum	bag / 55 lb	Viscosificante
S Seal	bag / 40 lb	Controlador de perdida de circulación
S-Cide	can / 5 gal	Preventor de ataque bacteriano
S-Clay	drm / 55 gal	Inhibidor de arcillas
Bentonita	bag / 100 lb	Viscosificante
Nitrato de calcio	bag / 55 lb	Inhibidor de arcillas
Pipe Lax	drm / 55 gal	Liberador de Tubería
S-Lube	drm / 55 gal	Disminuir torque y arrastre
PAK- L	bag / 55 lb	Reductor de filtrado
PAK -H	bag / 55 lb	Reductor de filtrado
S-stop	bag / 25 lb	Controlador de perdida de circulación
SAPP	bag / 55 lb	Dispersante
Asfalto Sulfonado	bag / 55 lb	Estabilizador de lutitas
S-starch	bag / 55 lb	Reductor de filtrado- almidón
All sweep	bag / 15 lb	Limpiador de acción mecánica
Walnut	bag / 50 lb	Controlador de perdida de circulación
Ácido Cítrico	bag / 55 lb	Control de contaminación por cemento
Alcatrol	bag / 5 gal	Control de pH
PHPA	bag / 55 lb	Encapsulador de arcillas

RIESGOS POTENCIALES

Tabla 5. Riesgos potenciales

SECCION 16"				
Item	Descripción Riesgo	Formación	Acciones de prevención	Acciones de mitigación
1	Pérdida de circulación	Superficial	Bajo caudal. ROP controlada.	Uso de material de pérdida
2	Taponamiento de Flow Line	Indiferenciado Chalcana	Lodo inhibitorio. Limpieza continua de FL y nipple campana.	Incremento concentración de lón calcio
3	Embolamiento de broca	Indiferenciado Chalcana	Lodo disperso Inhibitorio. Uso de Surfactantes. Bombeo de material de acreción.	Bombeo de píldoras dispersas con walnut
5	Empaquetamiento de tubería.	Indiferenciado Chalcana	Bombeo de píldoras de limpieza. Efectuar 2 - 3 repasos de acuerdo a ROP. Control continuo de limpieza de agujero mediante retorno en zarandas y simulación Hidráulica.	Bombeo de píldoras dispersas. Estaciones de circulación. Incrementar número de repasos.
6	Contaminación por anhídrita	Indiferenciado Chalcana	Uso de lón calcio como inhibidor.	Uso de dispersante y dilución con Agua. Incremento concentración de calcio.
	Canalización del cemento.	Indiferenciado	Reología adecuada del fluido Respecto al cemento.	Envío de cemento a tina de cortes.
7	Inestabilidad de agujero	Orteguaza	Mantener densidad de fluido de acuerdo a curva de densidad Uso de controladores de filtrado. Adición de estabilizadores mecánicos y químicos. Análisis continuo de cavings.	Incremento de densidad de fluido y concentración de estabilizadores.
SECCION 12-1/4"				
Item	Descripción Riesgo	Formación	Acciones de prevención	Acciones de mitigación
1	Embolamiento de broca	Tiyuyacu, Tena	Uso de surfactantes. Bombeo de píldoras dispersas con material de acreción. Hidráulica adecuada de Broca.	Bombeo de píldoras dispersas con walnut. Procedimiento para desembolar broca.
2	Empaquetamiento de tubería.	Tiyuyacu, Tena	Limpieza y caudal adecuado. Bombeo de píldoras de limpieza.	Bombeo de píldoras dispersas. Estaciones de circulación. Incrementar número de repasos.
3	Taponamiento de Flow Line	Tiyuyacu, Tena	Lodo inhibitorio. Limpieza continua de FL y nipple campana. Adecuada Limpieza.	Incremento concentración de lón calcio
4	Arrastre excesivo en viajes	Tiyuyacu, Tena	Bombeo de asfalto y uso de lubricante. Limpieza y caudal adecuado. Bombeo de píldoras de limpieza. Píldoras dispersas previo a la realización de viajes de Tubería.	Bombeo de píldoras dispersas. Estaciones de circulación. Incrementar número de repasos.
SECCION 8-1/2"				
Item	Descripción Riesgo	Formación	Acciones de prevención	Acciones de mitigación
1	Pega diferencial	NAPO	Uso de controladores de filtrado. Adición de materiales de sello y puenteo. Control de densidad de acuerdo a curva de pesos.	Martilleo en dirección contraria a movimiento de tubería. Bombeo de píldora liberadora.
2	Inestabilidad de agujero	NAPO	Mantener densidad de fluido de acuerdo a curva de densidad Uso de controladores de filtrado. Adición de estabilizadores mecánicos y químicos. Análisis continuo de cavings.	Incremento de densidad de fluido y concentración de estabilizadores.
3	Formación de washouts.	NAPO	Lodo polimérico no disperso. Caudal adecuado.	Cementación remedial.
4	Influjo gas/crudo	NAPO	Mantener densidad de fluido adecuada. Llenado correcto de pozo. Evitar suabeo y surgencia.	Métodos de control de pozo.

GENERALIDADES DEL FLUIDO

Tabla 6. Generalidades del fluido

FORMACIÓN HOLLÍN		
BLEND		
Producto	Volumen (%)	Conc. (lb/bbl)
M100	7.8	5.2
M200	16.50	11.1
M325	75.70	50.7

FORMACIÓN T		
BLEND		
Producto	Volumen (%)	Conc. (lb/bbl)
M100	14.8	9.9
M200	33.90	22.7
M325	51.30	34.4

FORMACIÓN U		
BLEND		
Producto	Volumen (%)	Conc. (lb/bbl)
M100	5.00	34.4
M200	9.50	6.4
M325	85.50	57.3

PERFIL DEL POZO

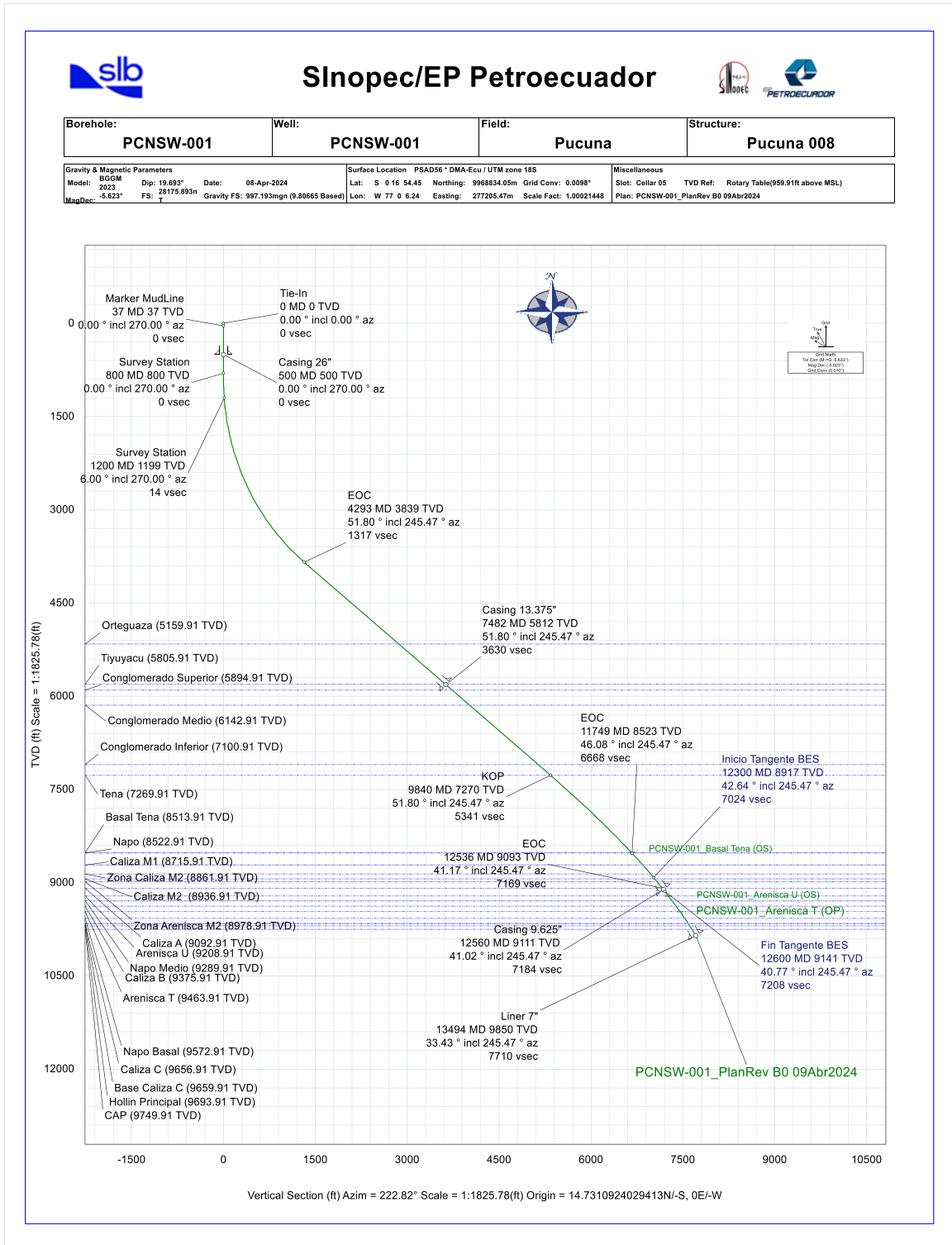


Figura. - 26. Perfil del pozo