



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

TEMA:

**“ESTUDIO TÉCNICO PARA LA REINYECCIÓN DE CORTES DE
PERFORACIÓN EN EL BLOQUE 56 EN ECUADOR”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

RAMÍREZ MOREIRA DIANA ISABEL

HOLGUÍN NEIRA JUAN CARLOS

TUTOR:

ING. FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR, MSC.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2023

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

TEMA:

**ESTUDIO TÉCNICO PARA LA REINYECCIÓN DE CORTES DE
PERFORACIÓN EN EL BLOQUE 56 EN ECUADOR**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

RAMÍREZ MOREIRA DIANA ISABEL

HOLGUIN NEIRA JUAN CARLOS

TUTOR:

ING. FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR, MSC.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2023

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

ING. MARLLÉLIS GUTIÉRREZ,
HINOSTROSA Ph.D.
DIRECTORA DE CARRERA



FIDEL VLADIMIR
CHUCHUCA AGUILAR

ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR, MSC.
DOCENTE TUTOR

ING. CARLOS A. PORTILLA L., MSC
DOCENTE ESPECIALISTA

ING. CARLOS MALAVÉ
CARRERA, MSc.
DOCENTE GUÍA DE LA UIC

ING. DAVID VEGA G
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “**ESTUDIO TÉCNICO PARA LA REINYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN EN EL BLOQUE 56 EN ECUADOR**” elaborado por los estudiantes **RAMÍREZ MOREIRA DIANA ISABEL** y **HOLGUÍN NEIRA JUAN CARLOS**, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, previo a la obtención del título de Ingeniera de Petróleos, me permito declarar que una vez analizado en el sistema anti plagio COMPILATION, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con **8 %** de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

 CERTIFICADO DE ANÁLISIS magister		
ESTUDIO TÉCNICO PARA LA REINYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN EN EL BLOQUE 56 EN ECUADOR - TESIS Juan Holguín y Diana Ramírez		8% Similitudes < 1% Texto entre comillas 0% similitudes entre comillas < 1% Idioma no reconocido
Nombre del documento: ESTUDIO TÉCNICO PARA LA REINYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN EN EL BLOQUE 56 EN ECUADOR - TESIS Juan Holguín y Diana Ramírez.docx ID del documento: e958d4787fe5bd81d332be15de0d15c708fd489b Tamaño del documento original: 74,18 kB	Depositante: FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR Fecha de depósito: 3/8/2023 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 3/8/2023	Número de palabras: 8166 Número de caracteres: 51.469



FIDEL VLADIMIR
CHUCHUCA AGUILAR

Ing. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar, MSc

C.I.: 0704789502

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, **RAMÍREZ MOREIRA DIANA ISABEL** y **HOLGUÍN NEIRA JUAN CARLOS**, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“ESTUDIO TÉCNICO PARA LA REINYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN EN EL BLOQUE 56 EN ECUADOR”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente a nuestra autoría.

Por medio de la presente declaración cedemos 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.

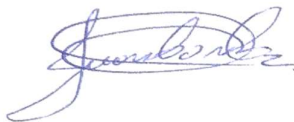
Atentamente,



RAMÍREZ MOREIRA DIANA ISABEL

Autora de Tesis

C.I. 2450539438



HOLGUÍN NEIRA JUAN CARLOS

Autor de Tesis

C.I. 2400305484

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar, MSc

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “**ESTUDIO TÉCNICO PARA LA REINYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN EN EL BLOQUE 56 EN ECUADOR**” previo a la obtención del Título de Ingeniera en Petróleos elaborado por la Srta. **RAMÍREZ MOREIRA DIANA ISABEL** y el Sr. **HOLGUÍN NEIRA JUAN CARLOS**, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



FIDEL VLADIMIR
CHUCHUCA AGUILAR

Ing. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar, MSc

TUTOR

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Lcda. Gina PARRALES Loor, Mgtr.

N° de Registro Lic. Ciencias de la Educación: 1030-02-11779

N° de Registro Psicopedagogo: 1030-02-11841

Contacto: 0981579451

Correo Electrónico: ginaparralesloor@gmail.com

CERTIFICACIÓN REVISIÓN ORTOGRÁFICA

Licenciada GINA BRENDA PARRALES LOOR, Magíster, con experiencia docente en los niveles de Educación Básica, Bachillerato y Educación Superior, tengo a bien **CERTIFICAR**; la revisión de la redacción, estilo y ortografía del Trabajo de Integración Curricular elaborado por los estudiantes; **RAMÍREZ MOREIRA DIANA ISABEL y HOLGUÍN NEIRA JUAN CARLOS**, previo a la obtención del título de INGENIERO EN PETRÓLEOS.

TEMA: "ESTUDIO TÉCNICO PARA LA REINYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN EN EL BLOQUE 56 EN ECUADOR"

Trabajo de investigación que ha sido escrito de acuerdo con las normas ortográficas y de sintaxis vigentes.

La Libertad, 29 de julio de 2023

**GINA BRENDA
PARRALES
LOOR**

Firmado digitalmente porGINA BRENDA
PARRALES LOOR
DN: cn=GINA BRENDA PARRALES
LOOR, o=CC IQUITO, ou=BANCO
CENTRAL DEL ECUADOR, ou=ENTIDAD
DE CERTIFICACION DE
INFORMACION-ECIBICE
Motivo: Soy el autor de este documento
Ubicación:
Fecha:2023-08-06 15:48:05:00

Lcda. Gina PARRALES Loor, Mg.
C.I. 0909135352

CONTENIDO

<i>TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN</i>	<i>iii</i>
<i>CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO</i>	<i>iv</i>
<i>DECLARACIÓN DE AUTORÍA</i>	<i>v</i>
<i>CERTIFICACIÓN DEL TUTOR</i>	<i>vi</i>
<i>CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA</i>	<i>vii</i>
<i>CONTENIDO</i>	<i>viii</i>
<i>LISTA DE FIGURAS</i>	<i>xiv</i>
<i>LISTA DE TABLAS</i>	<i>xv</i>
<i>RESUMEN</i>	<i>xvi</i>
<i>ABSTRACT</i>	<i>xvii</i>
<i>CAPÍTULO I</i>	<i>1</i>
<i>INTRODUCCIÓN</i>	<i>1</i>
1.1 Problema de investigación	1
1.2 Justificación	1
1.3 Antecedentes	2
1.4 Hipótesis	3
1.5 Objetivos	3
1.5.1 Objetivo general.....	3
1.5.2 Objetivos específicos.....	3
1.6 Alcance	3
1.7 Variables	4
1.7.1 Variables independientes.....	4

1.7.2	Variables dependientes	4
CAPÍTULO II.....		5
MARCO TEÓRICO.....		5
2.1	Geología regional (Cuenca Oriente)	5
2.1.1	Marco estructural.....	5
○	Dominio occidental o sistema sub-andino	5
○	Levantamiento Napo.....	6
○	Depresión Pastaza.....	6
○	Cordillera de Cutucú.....	6
○	Dominio central corredor Sacha - Shushufindi.....	6
○	Dominio Oriental o Sistema Capirón - Tiputini.	6
2.1.2	Ciclos tectono – segmentarios pre - aptense	7
○	Ciclo Pumbuiza (Silúrico – devónico).....	7
○	Ciclo Macuma (Carbonífero - Pérmico)	7
○	Ciclo Santiago/Sacha (Triásico Superior – Jurásico Inferior).....	7
2.2	Parámetros petrofísicos.....	8
2.2.1	Volumen de arcilla	8
2.2.2	Porosidad.....	9
2.2.3	Permeabilidad.....	11
○	Permeabilidad absoluta.....	13
○	Permeabilidad efectiva	13

2.2.4	Saturación	13
2.2.5	Mojabilidad.....	14
2.3	Mapas de isopropiedades	15
2.4	Cortes de perforación.....	16
2.5	Control de sólidos	16
2.5.1	Zaranda vibratoria.....	16
2.5.2	Hidrociclón.....	17
2.5.3	Centrífuga de decantación.....	18
2.5.4	Prueba de contenido de arena	19
2.5.5	Prueba de la retorta	19
2.5.6	Filtrado.....	19
2.5.7	MBT test de azul metileno.....	20
2.6	Técnica de manejo y reinyección de cortes de perforación	20
2.7	Propiedades del fluido inyectado	20
2.7.1	Densidad.....	21
2.7.2	Reología	21
o	Esfuerzo de corte	21
o	Viscosidad	22
o	Punto cedente.....	23
o	Potencial de hidrógeno	23
o	Esfuerzo de gel	24

o Velocidad de corte	25
2.8 Tratamiento de fluido a reinyectar	25
2.9 Proceso de reinyección	25
2.10 Fracturamiento hidráulico	26
2.10.1 Incremento de la productividad.....	26
2.10.2 Incremento de la inyektividad	27
2.10.3 Geo – mecánica del pozo.....	27
2.10.4 Daño de formación	27
2.11 Normativa legal ambiental.....	28
2.11.1 Constitución Política del Ecuador	28
2.11.2 Código Orgánico del Ambiente.....	29
2.11.3 Reglamento ambiental para las operaciones hidrocarburíferas en el Ecuador.....	29
o Artículo 28, literal d.....	29
o Artículo 29 Literal b. Disposición:	30
o Artículo 31: Manejo y tratamiento de desechos sólidos	30
o Artículo 52: Normas Operativas Numeral d.2:	30
2.12 Tratamiento de lodos de perforación	31
2.12.1 Biorremediación de lodos de perforación	32
<i>CAPÍTULO III</i>	33
<i>METODOLOGÍA</i>	33
3.1 Análisis del pozo candidato a reinyección.....	33

3.2 Reservorios óptimos para reinyección	34
3.3 Selección de reservorio óptimo.....	35
3.4 Fluido de reinyección	35
3.5 Reinyección	36
3.6 Fracturamiento hidráulico.....	37
3.6.1 Cálculo de presión de superficie	37
• Cálculo para presión de fractura	38
• Cálculo para presión hidrostática.....	38
• Cálculo para pérdida de presión por fricción.....	38
• Cálculo pérdida de presión por tortuosidad	39
• Cálculo Presión de fractura en superficie final.....	39
3.7 Almacenamiento de la formación	39
3.7.1 Cálculo de volumen de almacenamiento del reservorio	40
• Cálculo de área	40
• Cálculo de volumen.....	40
• Cálculo de volumen considerando las propiedades petrofísicas	40
3.8 Análisis económico.....	41
<i>CAPÍTULO IV</i>.....	44
<i>RESULTADOS</i>.....	44
4.1 Sistema estratigráfico.....	44

4.1.1	Arenisca U	44
4.1.2	Arenisca M	45
4.1.3	Arenisca T	45
4.2	Análisis de fluido a reinyectar	46
4.3	Análisis de costo beneficio	46
<i>CAPÍTULO V</i>		48
<i>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</i>		48
5.1	Conclusiones	48
5.2	Recomendaciones	49
<i>BIBLIOGRAFÍA</i>		50

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1: Explicación de la explicación de la ley de Darcy que define el movimiento de fluido a través del medio poroso, Fuente (Halliburton).....	12
Figura 2: Espesor de reservorio; Fuente (Ronny Andrade, 2017)	15
Figura 3: Zaranda Vibratoria; Fuente (FELCO EUROPA S/L ; 2020).....	17
Figura 4: Hidrociclones; Fuente (Iagua;2020)	18
Figura 5: Centrífuga decantadora; Fuente (GnSólidos; 2021)	18
Figura 6: Reograma mostrando el comportamiento de Fluidos Newtonianos; Fuente (Amoco Drilling Fluids Manual)	22
Figura 7: Experimento hipotético basado en las afirmaciones de Newton; Fuente (García J., 2008)	22
Figura 8: Tratamiento de lodos bentoníticos en la construcción de la estación del AVE en Girona - Cataluña (España); Fuentes (Sereco; 2020)	31
Figura 9: Especificaciones Técnicas para la preparación de lodos de reinyección: Fuente (Halliburton; 2017).....	36

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1: Expresiones para el cálculo de porosidad conforme a la interconexión del espacio poroso, (Adaptado de Unam, s.f.).....	9
Tabla 2 : Expresiones para el cálculo de la porosidad conforme a las característica geológicas del yacimiento, (Adaptado de Unam, s.f.).....	10
Tabla 3: Variación de pH del agua con respecto a la Temperatura.; Fuente (Cole; 1983)	24

“ESTUDIO TÉCNICO PARA LA REINYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN EN EL BLOQUE 56 EN ECUADOR”

RESUMEN

El presente trabajo de titulación muestra un estudio de una tecnología alternativa de tratamiento de ripios, para que estos sean aprovechados en algunas aplicaciones (bajo condiciones seguras de salud y ambiente); permitiendo reducir la construcción de piscinas de disposición en los sitios predestinados para ello, optimizando el espacio y reduciendo la huella ambiental en el bloque 56. Mediante el análisis de la estratigrafía, se seleccionó la arenisca T como la óptima para el proceso de reinyección de ripios; además se tiene que es la que menor producción de petróleo presenta. Se realizó el análisis de las características del fluido mediante las especificaciones técnicas para la preparación de lodos de reinyección; así como el análisis económico tomando en cuenta las prácticas en otros campos. En este trabajo se determinó que el costo de operación de reinyección por cada pozo en promedio, es menor en comparación con estudios de reinyección realizados en el campo Apaika –Nenke.

PALABRAS CLAVES: REINYECCIÓN, RIPIOS DE PERFORACIÓN, TECNOLOGÍA

“TECHNICAL STUDY FOR THE REINJECTION OF DRILLING CUTS IN BLOCK 56 IN ECUADOR”

ABSTRACT

The present titling work shows a study of an alternative technology for the treatment of gravel, so that these can be used in some applications (under safe health and environmental conditions); managing to reduce the construction of disposal pools in the sites predestined for it, optimizing the space and reducing the environmental footprint in block 56. Through the analysis of the stratigraphy, the T sandstone was selected as the optimal one for the gravel reinjection process ; In addition, it has to be the one with the lowest oil production. The analysis of the characteristics of the fluid was carried out through the technical specifications for the preparation of reinjection sludge; as well as economic analysis taking into account practices in other fields. In this work it will be reduced that the reinjection operation cost for each well on average is lower compared to reinjection studies carried out in the Apaika-Nenke field.

KEYWORDS: REINJECTION, DRILLING WASTE, TECHNOLOGY

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Problema de investigación

La necesidad de realizar este estudio estuvo fundamentada en la problemática de la disposición final de ripios de perforación, teniendo en cuenta que en la actualidad existen pocos proyectos del aprovechamiento de cortes. Cabe recalcar que la disposición final de cortes de perforación en el entorno natural demanda de mayores extensiones de terreno a medida que se van perforando nuevos pozos.

La implementación de tecnologías alternativas de tratamiento de ripios para que estos sean aprovechados en algunas aplicaciones (bajo condiciones seguras de salud y ambiente) permitiría reducir la construcción de piscinas de disposición en los sitios predestinados para ello, optimizando el espacio y reduciendo el impacto ambiental.

1.2 Justificación

Al pasar el tiempo los índices de perforaciones en el Ecuador se incrementan a un ritmo acelerado lo que genera millones de barriles de ripios y lodos, al manejar esos residuos se generan problemas ambientales y económicos dentro de la industria petrolera, para el manejo de estos fluidos se ha empleado varios métodos como el tratamiento y disposición de desechos, con un alto costo de ejecución. Para resolver esta problemática se ha buscado alternativas eficientes, con valores bajos de utilización y mínimos impactos ambientales, donde la reinyección de cortes de perforación es una solución viable.

La aplicación de reinyección de cortes de perforación, se define como la inyección de una lechada con presiones superiores a la presión de fractura, que en efecto crea una red de

canales en donde se almacenará la lechada, reduciendo el impacto medio ambiental generado por desechos de perforación en superficie, el beneficio de la reinyección es la obtención de cero descargas en áreas sensibles donde se desarrollan las actividades hidrocarburíferas (Murillo, 2015).

1.3 Antecedentes

En Bucaramanga en el año 2011, Julián Alberto Lizarazo Sarmiento, realizó un estudio para la implementación de reinyección de cortes donde se han utilizado varios métodos para manejar estos desechos: reducción de la fuente, reciclaje o recuperación, reúso, tratamiento y disposición. También se pueden reciclar y volver a usar los fluidos de perforación o de completamiento, además se utilizan los cortes para la construcción de carreteras, si esta es una opción factible y ambientalmente viable. Para resolver esta situación, se ha tomado la decisión de buscar alternativas ambientalmente más eficientes en el manejo de los desechos de perforación, donde la re-inyección cortes es una solución que cumple con las regulaciones ambientales.

En Quito en el año 2017, Ocaña Robalino Johana, realizó una disposición final de los rípios de perforación del campo Auca, donde se explica que la perforación de pozos de petróleo se inició en el siglo XIX, el tratamiento y disposición de los cortes de perforación se ha vuelto un desafío complejo en el aspecto técnico, económico y ambiental. A pesar de que se ha venido innovando en la tecnología de remediación de suelos contaminados con hidrocarburos, metales pesados y otras sustancias, el problema de una inadecuada gestión ambiental de rípios de perforación no puede ser resuelto si no se implementan estrictas políticas de manejo de suelos por parte de las empresas estatales y privadas.

En Quito en el año 2021, Víctor Manuel Chipantaxi Ibañas, realizó un estudio de factibilidad técnica para la reinyección de cortes de perforación en el Bloque 43 ITT, campo Tambococha, donde el estudio de factibilidad técnica para la reinyección de cortes de perforación en el área Tambococha, se enfocó en la selección de zonas adecuadas para el manejo de desechos de perforación buscando garantizar el almacenamiento, la

contención e inyectividad de los desechos producidos por campañas de perforación, sin afectar al medio ambiente, mantos superficiales de agua dulce y reservorios de interés petrolífero.

1.4 Hipótesis

La aplicación de la reinyección de cortes de perforación en el Bloque 56 es factible de manera técnica y económica.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo general

- Evaluar la factibilidad técnica de reinyección de cortes perforación, en el Bloque 56.

1.5.2 Objetivos específicos

- Establecer los parámetros operacionales óptimos para la inyección de lechada.
- Seleccionar los intervalos de arenisca que garanticen la capacidad de almacenamiento e inyectividad
- Identificar la normativa ambiental aplicable al proceso de reinyección de cortes de perforación.
- Evaluar económicamente el proceso de reinyección de cortes propuesto.

1.6 Alcance

El estudio abarca el análisis de la reinyección de cortes de perforación generados en el Bloque 56; así, como la evaluación económica de la reinyección.

1.7 Variables

1.7.1 Variables independientes

- Trayectoria del pozo.
- Litología del Bloque 56.

1.7.2 Variables dependientes

- Tiempo total de reinyección.
- Costos operacionales del pozo.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Geología regional (Cuenca Oriente)

El dominio occidental o sistema sub-andino se presenta de norte a sur en 3 zonas morfo-estructurales: el -Levantamiento Napo- que corresponde a un inmenso domo alargado en orientación NNE-SSO, limitado al este y al oeste por fallas transpresivas; la depresión Pastaza donde las fallas se vuelven más cabalgantes al contacto zona subandina-cordillera oriental; la cordillera de Cutucú, la cual se caracteriza por un cambio de orientación de las estructuras, de NS a NNO-SSE, y la aparición de formaciones triásicas y jurásicas (Fms. Santiago y Chapiza) y en menor proporción paleozoicas (Fms. Pumbuiza y Macuma). Según Baby et al. (1999) esta cordillera parece corresponder a la continuación suroeste del corredor central Sacha-Shushufindi (Baby *et al.*, 1999).

2.1.1 Marco estructural

Por convenio Petroproducción – IRD se realizaron estudios que ponen en evidencia tres dominios tectónicos en la cuenca Oriente:

- o *Dominio occidental o sistema sub-andino*

Según (Baby *et al.*, 1999) el dominio se presenta de norte a sur con tres zonas morfo – estructurales:

- ***Levantamiento Napo***

Corresponde a un inmenso domo alargado en orientación NNE – SSO, limitado al este y al oeste por fallas transpresivas.

- ***Depresión Pastaza***

Donde las fallas se vuelven más cabalgantes al contacto zona sub-andina – cordillera oriental.

- ***Cordillera de Cutucú***

La cual se caracteriza por un cambio de orientación de las estructuras, de N-S a NNO – SSE, y la aparición de formaciones triásicas y jurásicas (Fms. Santiago y Chapiza) y en menor proporción paleozoicas (Fms. Pumbuiza y Macuma). Esta cordillera parece corresponder a la continuación suroeste del corredor central Sacha – Shushufindi (Baby *et al.*, 1999).

- ***Dominio central corredor Sacha - Shushufindi***

Según (Baby *et al.*, 1999), el dominio abarca los campos petrolíferos más importantes de la cuenca oriente (Sacha, Shushufindi, Libertador). Está deformado por mega – fallas en transpresión, orientadas NNE – SSO, que se verticalizan en profundidad y pueden evolucionar a estructuras en flor hacia la superficie.}

- ***Dominio Oriental o Sistema Capirón - Tiputini.***

Según (Balkwill *et al.*, 1995) el Dominio corresponde a una cuenca extensiva, actualmente invertida, estructurada por fallas lítricas que se conectan sobre un nivel de despegue horizontal.

2.1.2 Ciclos tectono – segmentarios pre - aptense

El pre – Aptense de la cuenca oriente, cuenta con 3 ciclos Tectono – segmentarios, estos descansan sobre un substrato pre-cámbrico, constituido por rocas ígneas (granito) y metamórficas relacionadas con el escudo Guayano – brasileño.

o *Ciclo Pumbuiza (Silúrico – devónico)*

El ciclo está representado por la formación Pumbuiza, compuesta de pizarras grises a negras y areniscas cuarcíticas de ambiente marino de plataforma. Estas rocas han sufrido fuertes plegamientos y fallamientos, y un cierto grado de metamorfismo (Goldschmid, 1941).

o *Ciclo Macuma (Carbonífero - Pérmico)*

Representado por la formación Macuma, descansa en discordancia angular sobre la formación Pumbuiza, comprende potentes estratos de calizas bioclásticas y dolomitas, con intercalaciones de lutitas y areniscas finas a veces glauconíticas. En las secciones sísmicas analizadas, no se observan deformaciones sin-sedimentarias, lo cual indica condiciones tectónicas relativamente estables (Dozy & Baggelaar, 1941).

o *Ciclo Santiago/Sacha (Triásico Superior – Jurásico Inferior)*

La formación Santiago aflora únicamente en la cordillera de Cutucú, está constituida por sedimentos marinos ricos en materia orgánica y volcano – sedimentos hacia la parte superior (Goldschmid, 1941).

En el norte, está presente solamente en el corredor Sacha-Shushufindi donde se la correlaciona con la formación Sacha de ambiente continental (Rivadeneira & Sanchez , 1989).

2.2 Parámetros petrofísicos

El material geológico que forma un yacimiento para la acumulación de hidrocarburos en el subsuelo debe contener una red tridimensional de poros interconectados para almacenar los fluidos y permitir su movimiento dentro del yacimiento (Tiab & Donaldson, 2004).

La petrofísica es el estudio de las propiedades de las rocas y de las propiedades de los fluidos dentro de las rocas. Estas propiedades incluyen: porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, entre otras. Se requiere un conocimiento de estas propiedades para cualquier yacimiento de hidrocarburos para un desarrollo, gestión y predicción eficientes del rendimiento del campo petrolero (Tiab & Donaldson, 2004).

2.2.1 Volumen de arcilla

Petrofísicamente, se llama arcilla a una gran cantidad de materiales sedimentarios de granulometría fina y mineralógicamente poco definidos (García & Valera , 2016).

El volumen de arcilla se define como el porcentaje neto de arcilla presente en una formación. La mayoría de las formaciones presenta un porcentaje de arcilla y sus efectos principales son el disminuir la porosidad y la permeabilidad significativamente, además de alterar la saturación de los fluidos (García & Valera , 2016).

Una arcilla es un sedimento natural de grano extremadamente fino que consta de partículas de menos de 1/256 mm de diámetro. Contiene minerales arcillosos y 22

pequeñas cantidades de cuarzo, carbonato, óxidos de hierro y otras impurezas como la materia orgánica (Serra, 1988).

El volumen de arcilla es uno de los parámetros clave que se utilizan para corregir los cálculos de porosidad y saturación de agua, debido a los efectos que produce la arcilla unida al agua sobre los valores de estas propiedades (Crain, 2004).

2.2.2 Porosidad

La porosidad es una propiedad volumétrica fundamental de la roca: describe el potencial de almacenamiento del volumen de fluidos e influye en la mayoría de las propiedades de la roca (Schon, 2011).

La porosidad, de acuerdo con la interconexión del espacio poroso, se puede clasificar en:

Tabla 1: Expresiones para el cálculo de porosidad conforme a la interconexión del espacio poroso, (Adaptado de Unam, s.f.)

Porosidad	Definición	
Absoluta	ϕ_a : porosidad absoluta, % o fracción, V_{pc} : volumen de poros comunicados V_{pnc} : volumen de poros no comunicados V_r : volumen total de la roca	$\phi_a = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_r}$
Interconectada	ϕ_c : porosidad interconectada, % o fracción, V_{pc} : volumen de poros comunicados V_r : volumen total de la roca	$\phi_c = \frac{V_{pc}}{V_r}$
Potencial	Esta, ϕ_p , es parte de la porosidad interconectada en la cual el diámetro de los canales de conexión entre los poros es lo suficientemente grande para permitir el paso de los fluidos (más de 50 μ para el aceite, y más de 5 μ para el gas)	

Efectiva	Esta, ϕ_e , excluye a los poros no conectados, a las arcillas y su agua ligada, y considera solamente a los fluidos libres. Sin embargo, el espacio efectivo de los poros puede contener fluidos que no son tan libres o movibles; esto significa que no toda la ϕ_e está disponible para la saturación de hidrocarburos, ya que alguna porción de la ϕ_e contiene agua irreductible unida a la superficie de los granos de arena por medio de fuerzas de tensión superficial.
----------	---

Los granos de arena y las partículas de materiales de carbonato que conforman los yacimientos de arenisca y caliza generalmente nunca encajan perfectamente debido al alto grado de irregularidad en la forma. El espacio vacío creado a través de las capas entre los granos, llamado espacio poroso, está ocupado por fluidos (Tiab & Donaldson, 2004).

La clasificación de la porosidad de acuerdo con las características geológicas del yacimiento es la siguiente:

Tabla 2 : Expresiones para el cálculo de la porosidad conforme a las características geológicas del yacimiento, (Adaptado de Unam, s.f.)

Porosidad	Definición	Tipo
Primaria, ϕ_1	Sedimentación	Intercristalina Intergranular o Interpartícula Intragranular o Intrapartícula Planos Interestratificados
Secundaria, ϕ_2	Cementación Solución	Fenestral Vugular Dolomitación
$\phi_s = \phi_f = \phi_2$	Movimiento tectónico, compactación o deshidratación	Fractura
Absoluta o Total	$\phi_a = \phi_T = \phi_1 + \phi_2$	

Según (GeoxNet, 2017), se mide la porosidad de una roca reservorio con las siguientes tecnologías:

- **Perfil eléctrico:** Es una medición en mili voltios, los potenciales altos indican estratos porosos.
- **Perfil radiactivo:** Las mayores emisiones de radiación corresponden a los estratos lutíticos, por tanto de menor porosidad.
- **Microperfiles o perfiles sónicos**
- **Examen microscópico de los recortes de perforación**
- **Perfiles del tiempo de perforación:** El aumento repentino en el avance de la perforación indica a menudo una formación porosa.
- **Perdida de testigo:** La recuperación de un testigo que sale como recortes indica zonas de gran porosidad. Si no se puede extraer testigo el pozo es bueno

2.2.3 Permeabilidad

La permeabilidad de la roca puede considerarse más simplemente como la propiedad de una roca que permite el paso de un fluido a través de los poros interconectados de la roca. El científico francés Henry Darcy realizó un gran trabajo original sobre el flujo de fluidos a través de medios porosos alrededor de 1856. Los trabajadores subsiguientes han cuantificado el paso de fluidos a través de sustancias porosas y formularon una ecuación para el flujo de fluidos que comúnmente se denomina ley de Darcy (Boogs, 2009).

La ecuación de permeabilidad se expresa de la siguiente manera:

$$K = - \frac{q * \mu * L}{A * \Delta P}$$

Donde:

K = Permeabilidad (Darcy)

μ = Viscosidad del fluido (cPs=100 P=100 g/cm*s)

L = Distancia que recorre el fluido

A = Sección Transversal (cm^2)

ΔP = Diferencia de Presión (atm)($P_2 - P_1$)

q = Tasa de producción (cm^3/s)

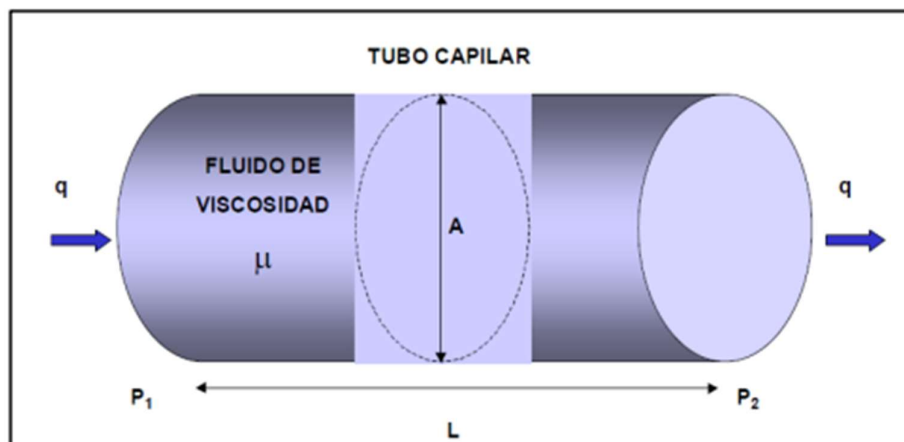


Figura 1: Explicación de la explicación de la ley de Darcy que define el movimiento de fluido a través del medio poroso, Fuente (Halliburton)

La permeabilidad de los sistemas fisurados refleja la historia geológica de las rocas, especialmente las exposiciones a tensiones tectónicas. Los procesos de meteorización y otros procesos geológicos pueden ocasionar cambios durante el pasado geológico. Los sistemas más jóvenes de fisuras de los últimos fenómenos tectónicos son a menudo más permeables que las más antiguas, las cuales pueden estar rellenas por minerales secundarios (Mook, 2003).

o ***Permeabilidad absoluta***

Es una propiedad del medio poroso por lo que es independiente del fluido que se utilice, es decir, será un valor que solo depende del material poroso. La permeabilidad absoluta de un medio poroso a un líquido, se determina basándose en la ecuación de Darcy cuando dicho medio se encuentra saturado al 100% del líquido y que fluye en régimen permanente. Generalmente para medir esta propiedad se considera que el líquido es agua de formación, que es incompresible; que el gasto, la viscosidad y las dimensiones de la roca son constantes (Sánchez, 2010).

o ***Permeabilidad efectiva***

La permeabilidad efectiva de un medio poroso es una medida de la conductancia del medio a un fluido cuando un sistema multifásico de fluidos existe en el medio. El medio puede tener una permeabilidad efectiva distinta para cada fluido. (API, 1956).

La permeabilidad efectiva es una función de la cantidad o porcentaje de saturación y de la distribución de cada fase en el medio. En la industria del petróleo, se trabaja esencialmente con tres fluidos que son: aceite, agua y gas; y la saturación de cada fase se la da como porcentaje del volumen poroso total (Arteaga Robles, 1974).

2.2.4 Saturación

En el 2013, Meza K., señala que la saturación es el porcentaje o fracción del volumen de poros ocupados por un fluido, en particular pueden ser agua, gas o hidrocarburo. La expresión matemática es:

$$S = \frac{V_f}{V_p}$$

Donde:

V_f = Volumen del fluido, cm^3

V_p = Volumen poroso, cm^3

La suma de la saturación de los fluidos (agua, gas, hidrocarburo) presentes en la roca yacimiento es igual a 1.

$$S_h + S_w + S_g = 1$$

Donde:

S_w = Saturación de agua

S_g = Saturación de gas

S_h = Saturación de hidrocarburo

2.2.5 Mojabilidad

La mojabilidad de una superficie sólida se define como la preferencia relativa de la superficie sólida a ser cubierta por uno de los fluidos con los cuales se encuentran en contacto, para nuestro caso considérese el aceite o el agua. En la aplicación del término “mojabilidad” en la ingeniería de yacimiento, la superficie sólida es la roca del yacimiento: arenisca, caliza o dolomita (y frecuentemente acompañada de un material detrítico, uno cementante o ambos); los fluidos que existen en los espacios de los poros son aceite, agua y gas. Sin embargo, puesto que en este sistema el gas es una fase no mojante, solamente se considera al aceite y al agua como posibles fases mojantes (Gómez, S.a.).

2.3 Mapas de isopropiedades

Un mapa de isopropiedades es la representación cartográfica de la variación de los valores de alguna propiedad del yacimiento petrolero. Las fuentes de información son, en primera instancia, los datos sísmicos, los registros de pozos, las muestras de roca, el conocimiento que se tenga de áreas cercanas, así como de los datos de producción y de presión de los pozos (Meza, 2013).

La preparación de mapas de isopropiedades conduce a disponer de una muy buena presentación areal de la información considerada, ya que permite su rápida visualización, lo cual ayuda a establecer mejor las formas de explotar el yacimiento. Un ejemplo de esto es el diseño de la perforación de pozos. Tener un mapa de isopropiedades ayuda a establecer las profundidades de perforación, con el fin de encontrar con buena o muy buena aproximación el objetivo y programar mejor el pozo. (Constantino, 2013).

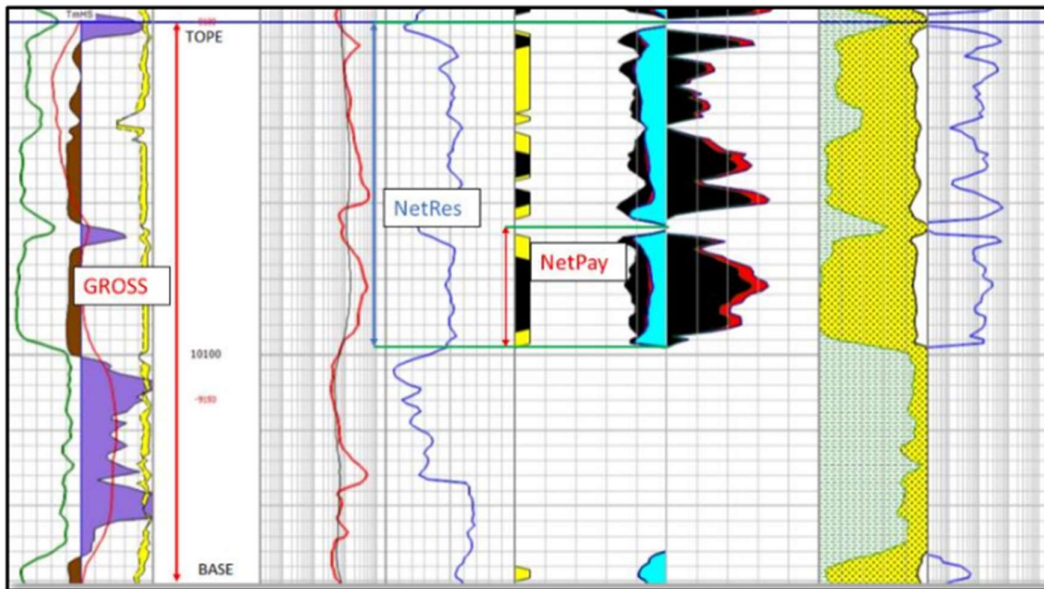


Figura 2: Espesor de reservorio; Fuente (Ronny Andrade, 2017)

2.4 Cortes de perforación

El recorte de perforación son pequeños trozos que se generan por la acción de rompimiento de la barrena en su penetración en la corteza terrestre, los cuales son arrastrados hacia la superficie por el fluido. El volumen de recortes generados depende de la profundidad y diámetro de perforación. El mayor volumen se genera en las etapas iniciales, donde el diámetro del agujero es mayor, la descarga puede ser continua e intermitente ocurriendo por periodos de menos de 1 y hasta 24 horas por día, dependiendo del tipo de operación y características del pozo (Méndez *et al.*, 2013).

2.5 Control de sólidos

Equipos de control de sólidos es también llamado equipo de limpieza del lodo de perforación, que utiliza para el control de los sólidos mediante el método de separación mecánica para mantener el balance de lodo de perforación (Login, s/f)

La composición o presencia de contaminantes va a depender del fluido usado. Así los recortes asociados al uso de fluidos base aceite, podrán presentar contenido de hidrocarburos. Manteniendo una alta eficiencia del equipo de control de sólidos, es posible alcanzar una concentración de sólidos de hasta 96 %, siendo el restante 4 % fluido de perforación adherido (Méndez *et al.*, 2013).

2.5.1 Zaranda vibratoria

El dispositivo principal, y quizás más importante, del equipo de control de sólidos que permite remover los sólidos perforados inmersos en el lodo. Este tamiz vibratorio es simple en cuanto a concepto, pero un poco más complicado para utilizarlo de forma eficiente. Una malla de tela mecánica vibra mientras el fluido de perforación fluye sobre éste. La fase líquida del lodo y los sólidos más pequeños que la malla metálica pasan a través del cedazo, en tanto que los sólidos

más grandes son retenidos en éste y finalmente caen por la parte posterior del dispositivo y son descartados. (Schlumberger, Oilfield Glossary, 2020)



Figura 3: Zaranda Vibratoria; Fuente (FELCO EUROPA S/L ; 2020)

Las aberturas más pequeñas de la malla eliminan más sólidos de todo el lodo, pero se observa una reducción correspondiente en la tasa de flujo por unidad de área de la malla metálica. En consecuencia, la brigada de perforación debería procurar correr mallas, lo más finas posibles, sin descargar la totalidad del lodo fuera de la parte posterior de la zaranda. Si bien en algún momento era común que los equipos de perforación contarán con una o dos zarandas vibratorias solamente, los equipos de perforación modernos de alta eficiencia están provistos a menudo de cuatro o más zarandas, lo que provee más superficie de malla metálica para utilizar y otorga a la brigada la flexibilidad para correr cedazos cada vez más finos. (Schlumberger, Oilfield Glossary, 2020)

2.5.2 Hidrociclón

Es un equipo de clasificación de partículas el cual es utilizado en operación continua. Para la clasificación se hace necesario el uso de la fuerza centrífuga que acelera la velocidad de asentamiento de las partículas, es uno de los clasificadores más importantes dentro de la industria de procesamiento de minerales, presentando además variadas aplicaciones como lo son el espesado, deslamado, fraccionamiento, recuperación de líquido, circuitos cerrados de molienda, entre otros. Los ciclones constan básicamente de una sección cónica abierta, la cual está unida a un cilindro que a su vez tiene una entrada tangencial en el borde superior.

La parte superior de la sección cilíndrica se encuentra cerrada con una placa por medio de la cual pasa un tubo de desbordamiento que está ubicado axialmente, siendo denominado localizador del vórtice (vortex Finder). (Wills, 2016).



Figura 4: Hidrociclones; Fuente (Iagua;2020)

2.5.3 Centrífuga de decantación

La centrífuga de decantación se utiliza para la remoción de sólidos finos de fluidos de perforación. Los sólidos removidos con una centrífuga son partículas muy finas (por debajo de 4.5 a 6 micrones) que tienen un mayor efecto en la reología que las partículas más gruesas. La centrífuga de decantación utiliza un tazón rotatorio para crear una fuerza centrífuga alta con el fin de separar las partículas finas y las gruesas. Un tornillo transportador gira a una velocidad ligeramente menor para remover los sólidos gruesos hacia la salida del flujo interior. (García & Medina , 2017)



Figura 5: Centrífuga decantadora; Fuente (GnSólidos; 2021)

2.5.4 Prueba de contenido de arena

Un aparato de análisis granulométrico sencillo, preciso y económico para determinar el contenido de arena de los lodos de perforación. El análisis granulométrico es el método preferido para la determinación del contenido de arena debido a la fiabilidad del ensayo y a la sencillez del equipo. El volumen de arena, incluido el de los espacios vacíos entre los granos, suele medirse y expresarse como porcentaje en volumen del fluido de perforación. (Direct Industry, 2020)

2.5.5 Prueba de la retorta

Los resultados obtenidos permiten conocer a través de un análisis de sólidos, el porcentaje de sólidos de alta y baja gravedad específica. En los fluidos base agua, se pueden conocer los porcentajes de bentonita, arcilla de formación y sólidos no reactivos de formación. (PDVSA, 2002)}

2.5.6 Filtrado

El filtrado indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables, cuando el fluido es sometido a una presión diferencial, se mide mediante un instrumento llamado filtro prensa. Esta característica es afectada por los siguientes factores: presión, dispersión, temperatura y tiempo. En formaciones permeables no productoras se controla desarrollando un revoque de calidad, lo cual es posible, si se tiene alta concentración y dispersión de sólidos arcillosos que son los verdaderos aditivos de control de filtrado. Por ello, es práctica efectiva usar bentonita pre hidratada para controlar el filtrado. (PDVSA, 2002).

2.5.7 MBT test de azul metileno

La prueba de capacidad de azul de metileno de un fluido de perforación proporciona una indicación de la cantidad de arcillas reactivas presentes según lo determinado por la prueba de azul de metileno (MBT). La capacidad de azul de metileno da una estimación de la capacidad de intercambio catiónico total (CEC) de los sólidos en el fluido de perforación. Los recortes de esquisto se pueden caracterizar y se pueden hacer estimaciones con respecto a los efectos sobre la estabilidad del pozo y varias propiedades de producción de lodo. La prueba mide la cantidad de colorante azul de metileno que es adsorbido por las arcillas suspendido en la solución, que a su vez proporciona una indicación de las arcillas capacidad de intercambio base. (Ofite, 2017).

2.6 Técnica de manejo y reinyección de cortes de perforación

La reinyección de cortes es la eliminación de desechos como: fluidos y recortes, producidos por la campaña de perforación los cuales se inyectan en forma de lechada hacia una formación, para lo cual se utiliza presiones superiores a la presión de fractura, que en función del régimen de inyección crea una fractura de gran dimensión o una red de fracturas donde se almacenara principalmente la lechada (Halliburton, 2014).

La lechada es material sólido, principalmente ripio del tamaño adecuado, mezcladas con un fluido, agua de mar, agua dulce de río o lluvia, lodos de perforación usados y/o agua producida, según lo aprobado por la agencia de regulado (ARCERNNR, 2021)

2.7 Propiedades del fluido inyectado

Las propiedades del fluido tienen por función principal proporcionar información, acerca de la factibilidad de reinyectar los recortes en una formación sin afectarla en sus características petrofísicas originales (Lizarazo, 2011)

2.7.1 Densidad

La densidad se define como la relación de la masa de un producto (por ejemplo, como si fuera pesado en el vacío) con su volumen. La unidad coherente del SI para la densidad es kg/m^3 y se debería utilizar normalmente para informar los valores de densidad de productos (Arenas, 2011).

2.7.2 Reología

La reología (del griego reos, fluir y logos, estudio) es la ciencia del flujo y la deformación de la materia, describe la interrelación entre fuerzas, deformaciones y tiempo. La reología es aplicable a todos los materiales, desde los gases hasta los sólidos. La reología es entonces la rama de la física que estudia el comportamiento de los fluidos sometidos a diferentes tipos de esfuerzos. El campo de la reología se extiende desde la mecánica de los fluidos de Newton, por una parte, hasta la elasticidad de Hooke por otra (Rojas, Briceño, & Avendaño, 2012).

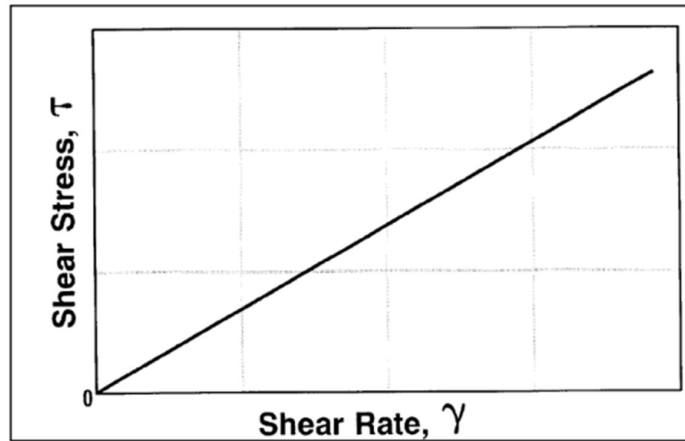
La reología nos permite conocer varias condiciones del fluido a ser reinyectado en la formación receptora, además que, nos facilita predecir las pérdidas de presión en el sistema y el comportamiento del fluido con los regímenes de flujo que se utiliza en el pozo (Schlumberger, 2014)

o *Esfuerzo de corte*

El esfuerzo de corte es directamente proporcional a la tasa de corte, como se muestra en la siguiente figura. La curva en el reograma de un fluido Newtoniano es una línea recta que pasa a través del origen. El origen es el punto inicial en el gráfico de ambos ejes el vertical y el horizontal, la pendiente de la curva define la viscosidad, donde g es la velocidad de corte y t es el esfuerzo de corte. Debido a que m (viscosidad) no cambia con la tasa de corte, este es el único parámetro

necesario para caracterizar las propiedades de un fluido Newtoniano. (Sánchez & Villavicencio, 2014)

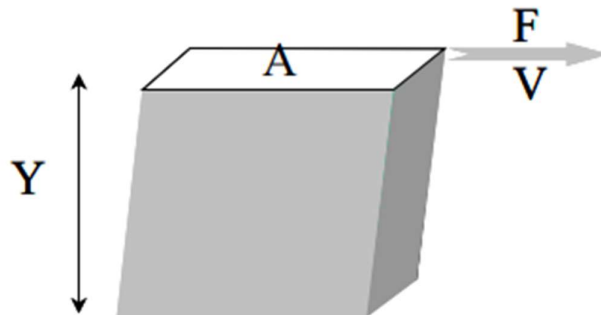
Figura 6: Reograma mostrando el comportamiento de Fluidos Newtonianos; Fuente (Amoco Drilling Fluids Manual)



o **Viscosidad**

Es la resistencia ejercida, y que surge a partir de una falta en el deslizamiento de un fluido, si el resto de factores se mantienen, es proporcional a la velocidad a la que las partes de un fluido son separadas entre sí. De este modo, se establece la proporcionalidad existente entre el esfuerzo por unidad de área (F/A) necesario para producir un gradiente de velocidades en un fluido, siendo la constante de proporcionalidad un factor que describe "la capacidad de deslizamiento de un fluido" (más tarde esta constante de proporcionalidad fue llamada viscosidad). (García J., 2008)

Figura 7: Experimento hipotético basado en las afirmaciones de Newton; Fuente (García J., 2008)



o ***Punto cedente***

El punto cedente o yield point (YP) es la propiedad de un fluido que se refiere a la resistencia al flujo inicial o el esfuerzo requerido para que el fluido se mueva. Se puede simplemente decir que el punto cedente (YP) es la fuerza de atracción entre las partículas coloidales en el lodo de perforación. El punto cedente suele ser usado como indicador de las características de disminución de la viscosidad con el esfuerzo de corte de un fluido, así como de la capacidad del fluido para suspender los recortes y el material densificado. (Morven , 2021)

El punto cedente (PC) se compone de la resistencia al flujo en un fluido de perforación, es una medida de las fuerzas electroquímicas o de atracción en un fluido. Estas fuerzas son el resultado de las cargas negativas y positivas ubicadas en o cerca de las superficies de las partículas. El punto cedente es una medida de estas fuerzas bajo las condiciones de flujo, y depende de las propiedades superficiales de los sólidos del fluido, la concentración volumétrica de los sólidos, y el ambiente eléctrico de estos sólidos (concentración y tipos de iones en la fase fluida del fluido). (Arevalo, 2019)

o ***Potencial de hidrógeno***

El potencial de hidrógeno permite conocer la cantidad del ion hidronio en una solución, su acrónimo se reconoce mediante las siglas pH y nos permite conocer la intensidad de un ácido dependiendo de su concentración o capacidad de disociación. Uno de los factores que afecta los valores del pH es la temperatura; razón por la cual algún cambio en la temperatura mostrará cambios en las concentraciones relativas de los iones de hidronio e hidroxilo. (Massol & Arturo, 2002)

Para medir el pH se pueden utilizar papel de pH, comparadores de bolsillo o peachímetro electrónico.

Tabla 3: Variación de pH del agua con respecto a la Temperatura.; Fuente (Cole; 1983)

TEMPERATURA (°F)	$K_w * 10^{14}$	PH
32	0.115	7.47
41	0.185	7.37
50	0.292	7.27
59	0.450	7.17
68	0.681	7.08
75.2	1.000	7.00
77	1.008	6.99
86	1.469	6.92
95	2.089	6.84
104	2.919	6.77

o *Esfuerzo de gel*

El gel es un estado intermedio entre el estado líquido y el estado sólido que tiene ciertas suspensiones coloidales, donde las partículas en suspensión tienen un gran poder de atracción mutua, por lo cual se asocian en redes moleculares tridimensionales que retienen entre sus mallas a la fase líquida. (Quisbert, 2017)

Esta propiedad que deben tener los fluidos de perforación es importante en la función que realizan, especialmente en el levantamiento de los recortes desde fondo de pozo hasta la superficie y en el mantenimiento de los mismos en suspensión (mantenerlos donde estaban) en caso de que se pare el flujo. Un buen lodo debe tener una gelatinosidad adecuada para mantener los recortes en suspensión y también impedir que el material suelto de las paredes del pozo se incorpore al lodo; esto es de gran ayuda cuando es necesario para la circulación del fluido de perforación durante el cambio de trepano, toma de perfiles, etc. (Quisbert, 2017).

- *Velocidad de corte*

Se define como velocidad de corte la velocidad lineal de la periferia de la broca u otra herramienta que se utilice en la taladradora (escariador, macho de roscar, etc.). La velocidad de corte, que se expresa en metros por minuto (m/min), tiene que ser elegida antes de iniciar el mecanizado y su valor adecuado depende de muchos factores, especialmente de la calidad y tipo de broca que se utilice, de la dureza que tenga el material que se mecanice y de la velocidad de avance empleada. Las limitaciones principales de la máquina son su gama de velocidades, la potencia de los motores y de la rigidez de la fijación de la pieza y de la herramienta. (Martinez, 2012)

2.8 Tratamiento de fluido a reinyectar

El proceso se inicia con una mezcla de sólidos y fluidos, se debe tomar en cuenta las especificaciones técnicas tales como: el tamaño de partícula, densidad de lechada, contenido de sólidos, fuerza de gel mínima y viscosidad en embudo, estas cinco propiedades son fundamentales en el tratamiento de la lechada a reinyectarse en el reservorio receptor (Halliburton., 2018)

2.9 Proceso de reinyección

La reinyección de cortes consiste en el bombeo presurizado de los sólidos en forma de lechada a través de un pozo disposición. El proceso es altamente reconocido por ser amigable con el ambiente, y ser económico al manejar ripsos de perforación de pozos costa afuera. La tecnología de inyección de la lechada involucra la molienda o procesamiento de los sólidos en partículas más pequeñas, mezclándolos con agua u otro líquido para hacer la lechada, e inyectar la misma dentro de una formación subterránea, aplicando presiones lo suficientemente altas que permitan fracturar la roca. La inyección de la lechada depende del fracturamiento y la permeabilidad de la formación receptora (Klan & Islam, 2007)

2.10 Fracturamiento hidráulico

El fracturamiento hidráulico consiste en la inyección de un fluido fracturante, altamente viscoso, con el objeto de generar en ella canales de flujo (fracturas) en la formación y colocar un elemento de empaque (arena) que permita incrementar la conductividad de la formación y, por ende el flujo de fluidos hacia el pozo. El fluido empleado recibe el nombre de fluido fracturante y el sólido se conoce como agente apuntalante (Pérez *et al* , 2019).

2.10.1 Incremento de la productividad

Se da debido a la creación de canales de flujo en la zona alterada por el daño de formación debido a la generación de la fractura. Mientras más profunda la fractura mayor será el flujo lo que lleva a cabo una mayor producción. Esto produce que el daño presente tenga un menor efecto en la productividad. En pozos nuevos se da el aumento de producción de forma inmediata a una productividad mucho más elevada en magnitudes de hasta cientos de veces la prueba inicial mientras que en pozos antiguos puede ser el aumento de hasta 10 veces su magnitud (Hernandez, 2009).

Los trabajos de fracturamiento hidráulico permiten mejorar de forma significativa el factor de recobro, ya que permiten aumentar el área de flujo de pozos que mantienen una baja productividad (Lozada, 2009), a continuación se identifica las mejorías que puede lograr el fracturamiento hidráulico (Pazmiño , 2004).

- Aumenta la permeabilidad
- Disminuye las zonas dañadas
- Permite conectar fracturas naturales

- Incrementa áreas de drenaje
- Incrementa alturas de drenaje

2.10.2 Incremento de la inyectividad

Realizar una fracturamiento permite mejorar la admisibilidad de pozos inyectoros con baja capacidad de recibir fluido, fundamentalmente en pozos que tienen un largo tiempo de operación y que pueden presentar problemas de daño especialmente en las vecindades del pozo, esto puede ser ocasionado por los fluidos inyectados (Cobos, 2010).

2.10.3 Geo – mecánica del pozo

Las propiedades de las rocas van a cambiar conforme la profundidad vaya aumentando; factores como la porosidad y permeabilidad cambiarán debido a las presiones de sobrecarga. La presión para fracturar la formación dependerá de las tensiones y esfuerzos que se ejercen en la formación. De estos esfuerzos dependerá como se crea y se propaga la fractura. Algo básico para determinar propiedades físicas de la fractura será relacionado con el comportamiento lineal de la elasticidad (Rockclub, 2016).

2.10.4 Daño de formación

El parámetro crítico para determinar la productividad de un pozo es la condición en que se encuentra la zona cercana al pozo. Cualquier cambio relativo a la permeabilidad de la formación será caracterizado por un valor denominado factor skin en inglés y factor daño en español introducido por Van Everdin-Hurst. Las mayores caídas de presión son dadas en la región cercana al pozo debido a la naturaleza semilogarítmica de la relación presión-distancia de las ecuaciones que describen el fluido entrante al pozo. Este daño de formación se refiere al volumen

de roca en la región cercana al pozo que ha reducido su permeabilidad (University, 2011).

2.11 Normativa legal ambiental

2.11.1 Constitución Política del Ecuador

Sección segunda: Medio ambiente, artículo 86, el Estado protegerá el derecho de la población a vivir en un medio ambiente sano y ecológicamente equilibrado, que garantice un desarrollo sustentable. Velará para que este derecho no sea afectado y garantizará la preservación de la naturaleza (Constitución., 2008).

La Constitución Política del Ecuador en el año 2008, declara de interés público y se regularán conforme a la ley:

1. La preservación del medio ambiente, la conservación de los ecosistemas, la biodiversidad y la integridad del patrimonio genético del país.
2. La prevención de la contaminación ambiental, la recuperación de los espacios naturales degradados, el manejo sustentable de los recursos naturales y los requisitos para que estos fines deberán cumplir las actividades públicas y privadas.
3. El establecimiento de un sistema nacional de áreas naturales protegidas, que garantice la conservación de la biodiversidad y el mantenimiento de los servicios ecológicos, de conformidad con los convenios y tratados internacionales.

2.11.2 Código Orgánico del Ambiente

El Código Orgánico Título V, Gestión Integral de Residuos y desechos, en el artículo 226 – Principios de jerarquización declara que la gestión de residuos y desechos deberá cumplir con la siguiente jerarquización en orden de prioridad:

1. Prevención
2. Minimización de la generación en la fuente
3. Aprovechamiento o valorización
4. Eliminación
5. Disposición final

2.11.3 Reglamento ambiental para las operaciones hidrocarburíferas en el Ecuador

Mediante Decreto Ejecutivo 1215 en el año 2010, se establece los siguientes artículos:

o *Artículo 28, literal d*

Registros y documentación: En todas las instalaciones y actividades hidrocarburíferas se llevarán registros sobre la clasificación de desechos, volúmenes y/o cantidades generados y la forma de tratamiento y/o disposición para cada clase de desechos conforme a la Tabla N° 8 del Anexo 2 de este reglamento. Un informe de dicha documentación se presentará en el informe anual ambiental.

o ***Artículo 29 Literal b. Disposición:***

Todo efluente líquido, proveniente de las diferentes fases de operación, que deba ser descargado al entorno, deberá cumplir antes de la descarga con los límites permisibles establecidos en la Tabla N° 4 del Anexo 2 de este reglamento.

o ***Artículo 31: Manejo y tratamiento de desechos sólidos***

Las plataformas e instalaciones deben ser mantenidas libres de desechos sólidos. Ningún tipo de desechos, material de suelo o vegetal será depositado en cuerpos de agua o drenajes naturales. Las operadoras presentarán en el -Plan de Manejo Ambiental- el sistema de clasificación, tratamiento, reciclaje y/o reúso de los desechos sólidos, así como las tecnologías para la disposición final, inclusive los acuerdos con municipios, empresas especializadas u otras operadoras de basureros o rellenos sanitarios, cuando fuera el caso.

o ***Artículo 52: Normas Operativas Numeral d.2:***

Tratamiento y disposición de fluidos y ripios de perforación.

Todo sitio de perforación en tierra o costa dispondrá de un sistema de tratamiento y disposición de los fluidos y sólidos que se produzcan durante la perforación.

Durante la perforación y concluida ésta, los fluidos líquidos tratados a medida de los posible deberán reciclarse y/o podrán disponerse conforme con el artículo 29 de este reglamento. El monitoreo físico-químico de las descargas al ambiente se realizará diariamente y será documentado y reportado a la Subsecretaría de Protección Ambiental en informes mensuales.

2.12 Tratamiento de lodos de perforación

Luego de cumplir con su función en la perforación el lodo debe ser deshecho a sus componentes sólidos y agua residual tratada, los componentes del fluido de perforación deben facilitar esta separación por lo que se usan lodos no dispersos. Los residuos del fluido de perforación deben minimizar el daño al medio ambiente. Los profesionales a cargo de control de sólidos y tratamiento de aguas desarrollan procesos para mantener estos desechos dentro de parámetros adecuados exigidos por las operadoras, leyes y reglamentos ambientales de cada país. Las disposiciones de los desechos de los procesos de separación del todo se harán de acuerdo a las más estrictas normas ambientales, en el caso del Ecuador el Decreto 1215. (Pozo, 2015).



Figura 8: Tratamiento de lodos bentoníticos en la construcción de la estación del AVE en Girona - Cataluña (España); Fuentes (Sereco; 2020)

La excavación de pozos para la extracción de gas natural genera grandes cantidades de recortes de perforación del subsuelo contaminados con hidrocarburos (HC). Dichos materiales pueden tratarse mediante diversos procesos físicos y químicos para su restauración, pero en la mayoría de los casos esos tratamientos son muy costosos y producen contaminación colateral del ambiente sin que se garantice la eliminación satisfactoria de los HC. (Volke-Sepúlveda & Velasco, 2002).

2.12.1 Biorremediación de lodos de perforación

La biorremediación es una técnica simple, de fácil aplicación, efectiva y aceptable desde el punto de vista ambiental, presenta riesgos mínimos para la salud humana, animal o vegetal, y además no requiere algún tratamiento posterior. Se ha empleado con éxito en la recuperación de suelos y aguas afectados por diversos contaminantes, siendo los HC con los que se han obtenido mejores resultados. (González *et al*, 2010).

La biorremediación tiene algunas limitantes que dificultan su aplicación, como la disponibilidad de nutrientes esenciales, el alto contenido de arcillas en el suelo que impiden la aireación o disponibilidad de oxígeno, el control de temperatura y humedad, la complejidad del contaminante, la solubilidad del mismo y el tiempo necesario para lograr la descomposición de los residuos orgánicos. (Ferrera *et al*, 2006).

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

En este proyecto se utilizará información bibliográfica de las operaciones en el Bloque 56, para el estudio de reinyección de cortes. Se tendrá presente la normativa ambiental para ejecución de todo el proceso, obteniendo lo siguiente:

- Sección del pozo
- Identificación de las formaciones
- Análisis del fluido a inyectar
- Presiones

3.1 Análisis del pozo candidato a reinyección

Mediante lo establecido en el Art. 72 de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) – normativa ambiental de la Expedición de Reglamento de operaciones Hidrocarburíferas, se realiza la selección de pozo candidato para la implementación de la tecnología de reinyección de cortes de perforación.

El pozo que será seleccionado debe tener las características de baja productividad o un alto corte de agua, esto implica que sea factible cerrarlo y se pueda utilizar para la reinyección de ripsios de perforación. Dichas características son viables para convertirlo en un pozo reinyector y al estar perforado se tiene información completa de petrofísica.

Para mencionada operación se seleccionó un pozo de acuerdo con la normativa, Expedición del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, del Art. 72, donde señala que, para la inyección y disposición de desechos líquidos, se reacondicionarán aquellos pozos que han dejado de ser económicamente productivos o que estén abandonados y, cuando sea estrictamente necesario y ambientalmente justificable se perforarán otros adicionales (ARCERNNR, 2021).

3.2 Reservorios óptimos para reinyección

El seleccionar un reservorio óptimo tiene gran importancia dentro de la operación de reinyección de los rípios de perforación, esto se debe a que dicha formación debe contener todo el contenido de lechada e impida el flujo hacia la superficie o se contaminen zonas que se pueda dar un alto impacto ambiental.

Se utiliza el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas para elegir la formación receptora, el Art. 73 plantea lo siguiente:

- o De la reinyección de agua de formación, agua y desechos, recortes (rípios de perforación) en pozos. - Los Sujetos de Control podrán reinyectar agua de formación, agua y desechos, recortes (rípios de perforación) en pozos perforados para este fin, así como en aquellos que han sido reclasificados como reinyectores. Para la reinyección de agua de formación, agua y desechos, recortes (rípios de perforación) en la formación seleccionada, se debe realizar lo siguiente:
 - a) El estudio de las características geológicas de la formación receptora.
 - b) El asegurar el confinamiento geológico de la zona receptora.
 - c) La definición de las características técnicas de los pozos de reinyección en los cuales se demuestre admisión y no haya presencia de hidrocarburos comercialmente explotables.

3.3 Selección de reservorio óptimo

Se ha seleccionado la arenisca T como candidata a reservorio óptimo de reinyección de cortes de perforación, esto se determina debido a sus características petrofísicas como tener una baja permeabilidad y tener intercalaciones de estratos arcillosos, lo que permite tener un sello naturalmente geológico, es decir, este mecanismo reduce el flujo hacia la superficie y filtrados hacia las formaciones productoras o acuíferos de agua dulce.

La arenisca T tiene un rango de cañoneo de 60 ft para que la fractura se extienda sin riesgo de esparcimiento hacia acuíferos de agua dulce, esto hace referencia al cumplimiento de lo estipulado en el Art 73. del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas en los literales a,b,c. Así mismo la formación podrá confinar grandes volúmenes de fluido de reinyección y se estima la recepción de más ripsios de perforación en un futuro.

3.4 Fluido de reinyección

Para ajustar las propiedades del fluido de desecho (lechada) se adiciona agua y/o polímero viscosificante, el cual, una vez bajo especificaciones es transferido a la zaranda clasificadora donde las partículas grandes son separadas y recirculadas mientras que el fluido que pasa por la zaranda cae en el tanque de retención, este proceso se lo conoce como tamizaje, finalmente mediante agitación se mantiene la homogeneidad y suspensión de las partículas (SINOPEC, 2018)

Para formar la lechada se necesita materiales sólidos extraídos como también fluidos de perforación y aguas producidas por la formación, aquellos materiales son trasladados a un depósito para posteriormente ser procesados mediante recirculación de manera centrífuga, esta fuerza hace que los diámetros de las partículas se degraden hasta tener un valor menor a 300 micras.

Las condiciones óptimas que se recomiendan al reinyectar los cortes de perforación son las siguientes:

- Tener un tamaño de partícula menor a 300 micras
- Densidad en función del contenido de sólidos
- Gelidificación
- Viscosidad

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA LA LECHADA	
Características	Valor
Tamaño de la partícula	< 300 micras
Densidad de la lechada	9 - 11 PPG
Máximo contenidos de sólidos en la lechada	20% por Vol.
Fuerza de gel mínima en 10 seg, 10 min y 30 min	18, 25 y 27 lb/100 ft ²
Viscosidad de embudo de Marsh	60 a 90 seg/ qt

Figura 9: Especificaciones técnicas para la preparación de lodos de reinyección: Fuente (Halliburton; 2017)

3.5 Reinyección

Para la reinyección de cortes se realiza el fracturamiento hidráulico y para ello se necesita considerar los parámetros que hay que tener en cuenta para que se dé óptimamente, y estos son:

- Presión
- Tasa de circulación de la lechada
- Propiedades petrofísicas de la lechada
- Estado mecánico del pozo
- Completación del pozo
- Permeabilidad
- Daño

El proceso de inyección de la lechada se da desde los tanques de almacenamiento en superficie, hasta la formación a ser inyectada.

En el proceso de fracturamiento hidráulico, los parámetros de presión tienen un rol importante debido a que está en función de la geometría de fractura en la formación que se ha escogido como la adecuada.

3.6 Fracturamiento hidráulico

Con los análisis de evaluación petrofísicos que intervienen en el proceso de fracturamiento de la formación a ser reinyectada, también se toma en cuenta el cálculo de diferentes presiones de superficie como también la densidad del fluido que será reinyectado.

Un dato que se considera es el aumento de un 10% de valor que se obtendrá en los cálculos para la presión de superficie, eso se debe al factor de tortuosidad lo que se considera este dato para obtener la presión ideal para crear las fracturas que se requieren en el reservorio,

3.6.1 Cálculo de presión de superficie

En el cálculo de la presión de superficie se va a partir de la siguiente ecuación:

$$P_S = (P_f + P_{f t y p} + P_{pf}) - P_h \quad (psi)$$

Donde:

P_S : Presión de fractura en superficie (psi)

P_f : Presión de fractura (psi)

$P_{f t y p}$: Pérdida de fricción en la tubería y perforación

P_{pf} : Presión de propagación de fractura

P_h : Presión hidrostática

- ***Cálculo para presión de fractura***

$$P_f = G_f * TVD \quad (psi)$$

Donde:

G_f : Gradiente de fractura (psi/ft)

TVD : Profundidad de la zona de interés (ft)

- ***Cálculo para presión hidrostática***

$$P_f = 0.052 * \delta m * TVD \quad (psi)$$

Donde:

δm : Densidad de la mezcla (lbm/gal)

TVD : Profundidad de la zona de interés (ft)

- ***Cálculo para pérdida de presión por fricción***

$$P_{fricción\ en\ t\ y\ p} = \frac{TVD}{1000} * P_{p\ x\ t} \quad (psi)$$

Donde:

$P_{p\ x\ t}$: Presión perdida por tubería (psi)

TVD : Profundidad de la zona de interés (ft)

- ***Cálculo pérdida de presión por tortuosidad***

$$PP_{tortuosidad} = P_s * 10\% \quad (psi)$$

Donde:

*PP*_{tortuosidad} : Pérdida de presión por tortuosidad (psi)

*P*_s : Presión de fractura en superficie (psi)

- ***Cálculo Presión de fractura en superficie final***

$$P_{sfinal} = P_s + PP_{tortuosidad} \quad (psi)$$

3.7 Almacenamiento de la formación

La capacidad del almacenamiento se evalúa considerando el análisis petrofísico de la arenisca, lo que permite determinar el volumen de fluido que podrá ser inyectado en la formación del reservorio seleccionado para el proceso.

Para saber el volumen que la formación puede receptor se considerará que el reservorio es homogéneo y continuo, otros datos a ser analizados es la altura y las propiedades petrofísicas del mismo. Teniendo presente lo anterior se calcula en función a la forma de un cilindro:

$$V = A * h$$

Donde:

V= Volumen de arena (ft³)

A: Área de la arena (ft²)

H: Altura de la arena (ft)

3.7.1 Cálculo de volumen de almacenamiento del reservorio

A continuación, se muestra el proceso de cálculo para obtener el volumen total a reinyectar en el reservorio:

- **Cálculo de área**

$$A = \pi * r^2 \text{ (ft}^2\text{)}$$

Donde:

r = Radio de penetración (ft)

- **Cálculo de volumen**

$$V = A * h \text{ (ft}^3\text{)}$$

- **Cálculo de volumen considerando las propiedades petrofísicas**

Se considerará las propiedades petrofísicas como la porosidad y saturación de agua. Se plantea la siguiente ecuación:

$$V_T = V * \phi * S_w \text{ (ft}^3\text{)}$$

Donde:

V = Volumen sin considerar propiedades petrofísicas (ft³)

\emptyset = Porosidad

S_w = Saturación de agua

3.8 Análisis económico

Para iniciar el cálculo económico se referencia costo de la empresa Halliburton, así mismo el análisis económico en base a un análisis costo-benéfico, disposición final de cortes de perforación tradicionalmente y el proceso de reinyección de cortes, se debe tomar en cuenta que el método de reinyección de cortes requiere mayor tecnología que otros métodos de disposición de sólidos (Barragan , 2016).

Para realizar el análisis debemos saber cuáles son los costos de reinyección, este proceso se divide en molienda e inyección, dichos valores económicos se muestran a continuación:

- **Costos de reinyección**
 - \$ 23000 – Proceso de molienda
 - \$ 350000 – Proceso de reinyección
 - \$ 45000 – Proceso de logística
 - \$ 418000 – Total del proceso
 - Fuente: (Torres , 2017)

- **Costos método convencional de tratamiento de recortes**
 - \$ 45000 – Proceso de deshidratación de lodos

- \$ 55000 – Agua tratada para inyección
- \$60000 – Piscina de recortes
- \$120000 – Proceso de logística
- \$280000 – Total del proceso
- Fuente: (Torres , 2017)

Mediante el análisis económico se tiene que el método de reinyección de ripios es un 33% más costoso que el método convencional. Pero a su vez la factibilidad de aplicarlo es elevada ya que se aplica en zonas intangibles como el Bloque 56, de esta manera se reduce las posibles afectaciones ambientales.

- Se elimina la construcción de piscinas de deposición de recortes, así se mitiga el impacto ambiental de la zona.
- Se elimina los pasivos ambientales, ya que al ser un proceso cerrado no se tiene descargas al ambiente.

Con una tarifa diaria para el proceso de reinyección de recortes se tiene como base promedio \$ 39000 por día, con una tasa recomendada de 5 barriles por minuto, podemos obtener el siguiente dato:

$$5 \frac{bbl}{min} * 60 \text{ min} = 300 \text{ bbls}$$

Tendremos un promedio de 300 barriles por hora, para ellos planteamos que se va a seguir perforando pozos con un promedio de 10 pozos por año en el Bloque 56, se estima que de cada pozo se extraiga un promedio de 30000 barriles de desechos.

Con el dato anterior se procede a calcular el valor de horas que se requieren para bombear todo el volumen de desechos hacia el reservorio seleccionado a una tasa de 5 barriles por minutos, se tiene el siguiente cálculo:

$$30000 \text{ bbls} * \frac{\text{hora}}{300 \text{ bbls}} = 100 \text{ horas}$$

Las 100 horas equivalen a 4.16 días, con un valor de \$ 162240

CAPÍTULO IV

RESULTADOS

Para tener una factibilidad técnica en el proceso de reinyección de los recortes de perforación en el Bloque 56 se realiza en función al estudio de impacto ambiental dentro de la zona y del plan del manejo de los residuos dentro de las fases de desarrollo y producción de los pozos de la zona, como parte de los compromisos adquiridos para obtener la licencia ambiental emitida por el ministerio del ambiente del Ecuador.

Con lo antes mencionado se establece procesos de reinyección de los recortes de perforación y dando cumplimiento a los establecido en el -Reglamento de Actividades Hidrocarburíferas-. El evalúo de la tecnología para la reinyección en un reservorio óptimo en el Bloque 56 se ampara en la normativa ambiental, de modo que se ha suprimido el manejo en superficie y pasivos ambientales, de esta manera el área destinada para la deposición de los lodos y desechos se ha suprimido.

4.1 Sistema estratigráfico

4.1.1 Arenisca U

Compuesta de areniscas cuarzosas de grano medio con estratificación cruzada y laminación planar. En la parte inferior se presentan areniscas de grano más grueso, las cuales muestran una estratificación granodecreciente, la deposición de esta unidad se atribuye a un ambiente fluvial hacia el este de la cuenca, ambiente estuario con influencia mareal hacia el centro y depósito de plataforma hacia el oeste. (Jaillard, 1993)

4.1.2 Arenisca M

Formada por una serie de lutitas, margas arenosas y areniscas masivas gruesas, generalmente microconglomeráticas a la base, se desarrolla en la parte este de la cuenca ya que en la parte oeste está ausente. Se determina que el ambiente de deposición es deltaico durante episodios de para-secuencias progradantes, formando lóbulos que controlan a la compartimentación de los reservorios de petróleo.

4.1.3 Arenisca T

Formada de areniscas masivas, a veces calcáreas en la base y a menudo glauconíticas en la parte inferior con intercalaciones de limonitas y complejos laminados de lodolita – limonita. También formada por alternancia de margas compuestas por areniscas microconglomeráticas a la base variando hacia arriba hasta areniscas de grano fino relacionadas a canales fluviales y bancos estuarinos de marea

Se realiza una evaluación del sistema estratigráfico del Bloque 56, donde se determina la formación de la arenisca T es la más óptima para el proceso de reinyección de rípios de perforación, para seleccionar la formación se tomaron en cuenta los siguientes parámetros:

- Continuidad lateral
- Espesor
- Litología
- Sello

Con el análisis de selección de la formación óptima donde se realizó una interpretación del análisis petrofísico de la arenisca, la cual da resultados petrofísicos ligeramente más pobres que la arenisca U y M donde:

- Arenisca U
 - Porcentaje alto de agua

- Arenisca M
 - Presentan intervalos de interés petrolíferos

4.2 Análisis de fluido a reinyectar

Los desechos y cortes de perforación deben ser analizados y acondicionados en superficie para poder ser inyectados en la formación de la arenisca seleccionada, para ellos los ripios deben tener ciertas especificaciones lo que permite tener una adecuada creación de la zona de fractura, un diámetro menor en sólidos lo que permite un mejor manejo desde superficie hasta la formación receptora.

Para los tipos de lechadas se pueden tener varias concentraciones de sólidos (ripios) como es el 10 %, 15% y 20% en volumen de sólidos, esto para tener mejores prácticas en la reinyección de cortes de perforación.

4.3 Análisis de costo beneficio

Mediante el análisis económico se tiene que el método de reinyección de ripios es un 33% más costoso que el método convencional. Pero a su vez la factibilidad de aplicarlo es elevada ya que se aplica en zonas ambientales sensibles como el Bloque 56 sin ocasionar catástrofes ambientales.

Los cálculos nos dan los siguientes resultados, para reinyectar los rípios de un pozo se debe disponer de 4,16 días con un costo total de \$162240.

De acuerdo al análisis del estudio se determinó que el costo de operación de reinyección por cada pozo en promedio, es menor en comparado con estudios de reinyección realizados en el campo Apaika -Nenke, además se tiene mayor eficiencia debido que la reinyección se realiza en un tiempo menor en contraste con los datos de tiempo en operaciones de reinyección del activo Apaika -Nenke. (Petroamazonas, 2020).

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

- Mediante el análisis de la estratigrafía del Bloque 56, la arenisca T es seleccionada como la óptima para el proceso de reinyección de ripios, dado que esta es la de menor producción de petróleo, y además está delimitada por sellos naturales e impermeables tanto la base de la formación como su tope. Esto ayuda a que al ejecutar la fractura no haya migración hacia las otras formaciones. El espesor de la arenisca T seleccionada como reservorio receptor es de 60 ft.
- Mediante el análisis económico se tiene que el método de reinyección de ripios es un 33% más costoso que el método convencional; mas su aplicación se vuelve importante en zonas ambientalmente sensibles, donde la reducción de la afectación ambiental es crítica.
- De acuerdo al análisis del estudio se determinó que el costo de operación de reinyección por cada pozo en promedio, es menor en comparación con los estudios de reinyección realizados en el campo Apaika –Nenke

5.2 Recomendaciones

- Revisar la integridad mecánica de las tuberías involucradas en la reinyección de ripsos y también en las líneas de flujo seleccionadas.
- Se sugiere mantener una tasa constante mayor a 4 barriles por minuto, esto se determina para evitar problemas como el arenamiento que es causado por el bajo caudal y presiones.
- Se recomienda un plan de reserva en caso de un inconveniente al momento de la -Reinyección de Cortes de Perforación-. De manera de no retardar el cronograma establecido por la empresa operadora.
- Revisar el correcto funcionamiento de los equipos superficie de manera que se proteja la vida de los trabajadores, ya que se manejan presiones considerablemente altas.

BIBLIOGRAFÍA

- API. (1956). *Recommended practice for determining permeability of porous media* (3rd ed.). Dallas, Texas, EEUU: American Petroleum Institute, Division of Production.
- ARCERNNR. (2021). *Expedición del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas*. . Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables.
- Arenas, C. (2011). *Guía OIML G-14: Medición de densidad*. Organisation Internationale de Métrologie Légale.
- Arevalo, V. (2019). *Punto Cedente*. Retrieved from <https://es.scribd.com/document/426287014/Punto-Cedente#>
- Arteaga Robles, L. (1974). *Análisis de las permeabilidades relativas y su obtención en el laboratorio*. Guayaquil, Ecuador: Escuela Superior Politecnica del Litoral.
- BABY, P., RIVADENEIRA, M., CRISTOPHOUL, F., & BARRAGÁN, R. (1999). *Style and timing of deformation in the Oriente Basin of Ecuador* (4nd ed., Vols. 68 - 72). Germany: University Gottingen.
- Balkwill, H. R., Rodrigues, G., Paredes, F. I., & Almeida, J. P. (1995). *Noethem Part of Oriente Basin. Ecuador: Reflection Seismic Expression of Structures*.
- Barragan , J. (2016). *Análisis técnico económico del sistema de reinyección de lodos y rípios de perforación en el pozo OSO B-50, Campo OSO de la amazonía ecuatoriana*. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial .
- Boogs. (2009). *Petrology of Sedimentary Rocks* (Secon Edit ed.).

- CNE. (2009). *Refino, Logística y Comercialización de productos derivados del petróleo*. Retrieved from <https://www.ariae.org/file/532/download>
- COA. (2017). *Código Orgánico del Ambiente: Registro Oficial N°983*. Quito, Ecuador : Registro Oficial.
- Cobos, H. (2010). *Fracturas Hidráulicas y su Optimización en el Bloque-18 campo Palo azul*. Q, Quito, Ecuador .
- Constantino, K. (2013). *Parámetros Petrofísicos* . México .
- Constitución. (2008). *Constitución Política del Ecuador: Registro Oficial N°449*. Quito, Ecuador : Registro Oficial.
- Crain, E. R. (2004). *The Log Analysis Handbook*. PenWell Corp.
- Direct Industry, V. (2020). *Kit de prueba de arena*. Retrieved from <https://www.directindustry.es/prod/rigchina-group-company/product-39431-1120512.html>
- Dozy, J. J., & Baggelaar, H. (1941). *Geological reconnaissance of the area around Morona (Lower Mangosiza, Cusuimi, Cangaimé & Macuma rivers)*. Shell Geological Report n°11, Informe Interno ITG - 41 - 003. (P. Quito, Ed.) Quito.
- Ferrera, R., Rojas, N., Poggi, H., & Cázares, R. (2006). *Procesos de biorremediación de suelo y agua contaminados por hidrocarburos del petróleo y otros compuestos orgánicos* . Revista Latinoamericana Microbiol .
- García , J. (2008). *Fluidos Viscosos*. Universidad de Alicante. Retrieved from <https://rua.ua.es/dspace/bitstream/10045/3623/1/tema2RUA.pdf>

- García , R. O., & Valera , G. Y. (2016). *Motor de Interpretación Gráfica para el Cálculo de Volumen de Arcilla*. . Revista Cubana de Ciencias Informáticas.
- García , R., & Medina , R. (2017). *Diseño preliminar de centrifugación y dewatering para lodos de perforación*. Ciudad Universitaria , El Salvador: Universidad de El Salvador .
- GeoxNet. (2017, Oct 13). *Geo*. Retrieved from <https://post.geoxnet.com/glossary/espacio-poral-del-reservorio-porosidad-la-roca-reservorio/>
- Goldschmid, K. T. (1941). *Geological Compilation on the Cutucu - Macuma - Cangaimé Region*. SHELL Geological Report.
- Gómez, P. G. (n.d.). *Recuperación Secundaria por Inyección de Agua*. Bucaramanga : Departamento de Ingeniería de Petróleos.
- González, H., Gortáez, P., Mondaca, I., Balderas, J., & Torres, L. (2010). *Evaluación de la biorremediación aplicando mezclas de surfactantes-solventes en suelo contaminado con diesel*. Revista Latinoamericana de Recursos Naturales 6.
- Halliburton. (2014). *Servicio de Reinyección de Cortes - Informe Económico*. Halliburton.
- Halliburton. (n.d.). *Recopilación Técnica de Yacimiento*. Retrieved from https://www.academia.edu/39037144/Recopilación_Técnica_Ingeniería_de_Yacimientos_Contenido?email_work_card=view-paper
- Halliburton. (2018). *Baroid "Servicio de Reinyección de Cortes"*. Quito, Ecuador : Halliburton.

- Hernandez, S. (2009). *Evaluación del proceso de fracturamiento hidráulico aplicado a algunos pozos del Campo Yarigui, Cantagallo*. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.
- Jaillard, E. (1993). *L'Evolution Tecto-Sédimentaire de la Marge Péruvienne au Senonien et Paléocène et ses Relations avec la Geodynamique*:Bull. Soc. Géol. Francia.
- Klan, M., & Islam, M. (2007). *The petroleum engineering handbook: Sustainable Operations*. Houston, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company.
- Lizarazo, J. (2011). *Estudio para la implementación de reinyección de cortes durante la perforación de pozos*. Santander, Colombia: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos.
- Login, W. (n.d.). *Control de sólidos - Oilso*. OILSO oil & gas solutions.
- Lozada, A. (2009). *Análisis de alternativas para incrementar la producción en pozos fracturados del campo Palo Azul, reservorio Hollín*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional .
- Martinez, S. (2012). *Velocidad de Corte en la perforación*. Retrieved from <https://es.scribd.com/doc/85274940/Velocidad-de-corte>
- Massol, & Arturo. (2002). *Manual de Laboratorios (Ecología de Microorganismos)*. Universidad de Puerto Rico.
- Méndez , R., Gómez, P., Ledesma , J., & Cisneros , C. (2013). *Manejo integral de los recortes de perforación de la industria petrolera en tabasco*. Tabasco: Universidad Tecnológica de Tabasco .

- Meza, K. (2013). *Parámetros petrofísicos Compuestos en la caracterización de yacimientos*. Unam, 138.
- Mook, W. G. (2003). *Isótopos ambientales en el ciclo hidrológico "Principios y aplicaciones"*. (I. G. España, Ed.)
- Morven , I. (2021). *Punto Cedente (YP)*. Industrias Morven . Retrieved from <https://blog.industriasmorven.com/punto-cedente-yp/#:~:text=1%20Punto%20Cedente%20o%20Yield,en%20el%20lodo%20de%20perforaci%C3%B3n>.
- Ofite. (2017). *Manual de Test de azul de metileno* . Houston.
- Pazmiño , J. (2004). *Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico*. (Petroecuador, Ed.) Quito , Ecuador: Escuela Politécnica Nacional .
- PDVSA. (2002). *Fluidos de Perforación*. Retrieved from https://www.academia.edu/20265052/Manual_de_Fluidos_de_Perforacion_PDV
- Pérez, F., Ruiz, P., Vargas, D., & Vega , J. (2019). *Perforación, terminación y reparación de pozos petroleros*. Ciudad de México: Instituto Politécnico Nacional .
- Petroamazonas, E. (2020). Petroamazonas EP. Retrieved from <https://www.petroamazonas.gob.ec/?p=11718>
- Pozo, B. (2015). *Estudio para mejorar el proceso de tratamiento de aguas y manejo de sólidos de los fluidos de perforación en pozos del oriente ecuatoriano* . Quito: Escuela Politécnica Nacional .
- Quisbert, P. (2017). *Esfuerzo de gel*. Scribd. Retrieved from <https://es.scribd.com/document/352832560/04-Esfuerzo-Gel>

- Rivadeneira , M., & Sanchez , C. (1989). *Consideraciones Geológicas del Preaptense de la Cuenca Oriente. Sexto Congreso Ecuatoriano de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleo y Geotécnia.*
- Rockclub. (2016). *Propiedades Mecánicas de las rocas.* Retrieved from <http://rockclub2012.wikispaces.com/Propiedades+Mecanicas+De+Las+Roca>
- Rojas, O., Briceño, M., & Avendaño, J. (2012). *Fundamentos de Reología.* Mérida, Venezuela: Universidad de los Andes.
- Sánchez , E., & Villavicencio, C. (2014). *Estudio para optimizar las operaciones de perforación de pozos de largo alcance utilizando un sistema de fluido de perforación de alto rendimiento base agua.* Quito: Escuela Politécnica Nacional .
- Sánchez , R. A. (2010). *Comportamiento de la permeabilidad en núcleos naturalmente fracturados.* Ciudad Universitaria, México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Schlumberger. (2014). *Fluidos e Hidráulica de perforación .*
- Schlumberger. (2020). *Oilfield Glossary.* Retrieved from https://glossary.slb.com/es/Terms/s/shale_shaker.aspx/
- Schon, J. H. (2011). *Physical Properties of Rocks.* A Wockbook Amsterdam, Países Bajos: Elsevier.
- Serra, O. (1988). *Fundamentals of Well - log Interpretation.* . New York: Elsevier Science.
- SILOS, J. M. (2008). *Manual de Lucha contra la Contaminación por Hidrocarburos.* UCA Universidad de Cádiz.

SINOPEC. (2018). *Reporte Final de Operaciones, Re.Inyección de Cortes y Fluidos de Perforación*.

Tiab, D., & Donaldson, E. (2004). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. New York: Elsevier.

Torres , K. (2017). *Análisis técnico, económico y ambiental de la aplicación de reinyección de recortes en la amazonía ecuatoriana. caso del bloque 31*. Quito: Escuela Politécnica Nacional - Facultad de Ingeniería en geología y petróleos .

Unam. (n.d.). *Definición de yacimiento*. Retrieved from <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/3561/4/A4.pdf>

University, H. (2011). *Production technology*. London: Institute of Petroleum Engineering.

Volke-Sepúlveda, T., & Velasco, J. (2002). *Tecnologías de remediación para suelos contaminados*. México: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, Instituto Nacional de Ecología .

Wills, B. (2016). *Mineral Processing Technology: An Introduction to the Practical Aspects of Ore Treatment and Mineral Recovery*. Oxford Elsevier.