



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

TEMA:

**“EVALUACIÓN DE LOS PROCESOS DE PRODUCCIÓN EN
POZOS INYECTORES EN EL CAMPO OGLAN DEL ORIENTE
ECUATORIANO”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

GABINO FLORENCIA JUAN CARLOS

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, Mg.

LA LIBERTAD - ECUADOR

2024

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

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

TEMA:

**“EVALUACIÓN DE LOS PROCESOS DE PRODUCCIÓN EN
POZOS INYECTORES EN EL CAMPO OGLAN DEL ORIENTE
ECUATORIANO”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

GABINO FLORENCIA JUAN CARLOS

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, Mg.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2024

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Marllelis Gutierrez Hiestroza, PhD.
DIRECTOR/A



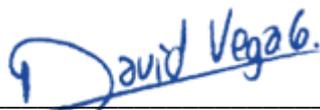
Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.
DOCENTE TUTOR



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.
DOCENTE DE ÁREA



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.
DOCENTE DE LA UIC



Ing. David Vega G.
SECRETARIO

DEDICATORIA

A Dios, por darme la fortaleza y la sabiduría necesarias para alcanzar este logro. Gracias por guiar cada uno de mis pasos y ser mi fuente inagotable de inspiración y esperanza.

A mis padres, por su amor incondicional y su constante apoyo. Sus sacrificios y enseñanzas han sido la base de mi crecimiento personal y académico. Esta tesis es tan de ellos como mía.

A mis profesores y mentores, por compartir su conocimiento y por su dedicación en mi formación. Sus enseñanzas han dejado una huella imborrable en mi desarrollo profesional y personal.

Y a todos aquellos que, de una u otra manera, contribuyeron a la realización de este sueño, gracias por ser parte de esta travesía.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “**EVALUACIÓN DE LOS PROCESOS DE PRODUCCIÓN EN POZOS INYECTORES EN EL CAMPO OGLAN DEL ORIENTE ECUATORIANO**” elaborado por el estudiante **JUAN CARLOS GABINO FLORENCIA**, egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizando en el sistema antiplagió COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 9% de la valoración permitida.



CERTIFICADO DE ANÁLISIS
magister

TESIS PARA COMPILATIO GABINO FLORENCIA1

9%
Textos sospechosos

8% Similitudes
0% similitudes entre comillas
0% entre las fuentes mencionadas
1% Idiomas no reconocidos

Nombre del documento: TESIS PARA COMPILATIO GABINO FLORENCIA1.docx	Depositante: CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO	Número de palabras: 5893
ID del documento: f5dfb4f7aeb1d158cb0a6da022dfb5e73230171c	Fecha de depósito: 9/7/2024	Número de caracteres: 38.401
Tamaño del documento original: 3.1 MB	Tipo de carga: interface	
	fecha de fin de análisis: 9/7/2024	



Ing. Carlos Portilla Lazo

C.I.: 0913412367

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Juan Carlos Gabino Florencia-, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“EVALUACIÓN DE LOS PROCESOS DE PRODUCCIÓN EN POZOS INYECTORES EN EL CAMPO OGLAN DEL ORIENTE ECUATORIANO”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos. Este trabajo exclusivamente inédito y es 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, conforme a lo establecido por la ley de propiedad intelectual, su reglamento y la normativa institucional vigente.

Atentamente,



GABINO FLORENCIA JUAN CARLOS

Autor de Tesis

C.I. 2400253551

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Portilla Lazo, Mg.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo "**EVALUACIÓN DE LOS PROCESOS DE PRODUCCIÓN EN POZOS INYECTORES EN EL CAMPO OGLAN DEL ORIENTE ECUATORIANO**", previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por el Sr. Juan Carlos Gabino Florencia, egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, lo apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR



ING. CARLOS PORTILLA LAZO

C.I.: 0913412367

CERTIFICADO GRAMATICAL

La Libertad, 14 de julio de 2024

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, **Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes** con cédula de ciudadanía 0910001007, certifico que he revisado la redacción, estilo y ortografía del contenido del trabajo de integración curricular **"Evaluación de los procesos de producción en pozos inyectores en el campo Oglan del Oriente ecuatoriano."**, elaborado por **Juan Carlos Gabino Florencia**, presentado como requisito académico previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena de la facultad de Ciencias de la Ingeniería de la carrera de Ingeniería en Petróleo.

El mencionado trabajo, en el contexto general cumple con los requisitos de redacción, estilo y ortografía para uso del idioma español.

Certificación que otorgo para fines académicos pertinentes, en la ciudad de La Libertad a los catorce días del mes de julio de dos mil veinticuatro.

Atentamente



Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes
"MAGISTER DE ESCRITURA CREATIVA EN ESPAÑOL"
Número de cédula: 0910001007
Número de celular: 0963908010
Número de registro de SENESCYT: 7241181623

AGRADECIMIENTOS

Al concluir esta etapa tan importante de mi vida académica, quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas e instituciones que me han apoyado y acompañado durante este proceso.

En primer lugar, quiero agradecer a Dios por darme la fuerza y la sabiduría necesarias para superar cada obstáculo y seguir adelante en mi camino académico.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, por brindarme la oportunidad de formarme en un ambiente académico de excelencia. Gracias por proporcionarme los recursos y el entorno necesario para desarrollar mis habilidades y conocimientos.

A mis padres, por su amor, paciencia y apoyo incondicional. Gracias por creer en mí y por estar siempre a mi lado, alentándome a seguir adelante y a dar lo mejor de mí.

A mi director de tesis, Ing. Carlos Portilla Lazo, por su valiosa orientación, paciencia y sabios consejos a lo largo de esta investigación. Su dedicación y conocimientos han sido fundamentales para la realización de este trabajo.

A todos mis profesores de la carrera de Ingeniería en Petróleo, por su entrega y pasión por la enseñanza. Gracias por compartir su conocimiento y por motivarme a alcanzar la excelencia académica.

Finalmente, a todas aquellas personas que, de manera directa o indirecta, han contribuido a la realización de esta tesis, mi más sincero agradecimiento.

Este logro es fruto del esfuerzo compartido y del apoyo de todos ustedes. Gracias de todo corazón.

CONTENIDO

Pág.

Tabla de contenido

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	iii
DEDICATORIA	iv
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
CERTIFICADO GRAMATICAL	viii
AGRADECIMIENTOS	ix
LISTA DE FIGURAS.....	xii
LISTA DE TABLAS.....	xiii
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.2. JUTIFICACIÓN.....	2
1.3. ANTECEDENTES	2
1.4. HIPOTESIS DEL TRABAJO	3
1.5. OBJETIVOS	3
1.5.1. Objetivo general.....	3
1.5.2. Objetivos específicos.....	3
1.6. ALCANCE	4
1.7. VARIABLES.....	4
1.7.1. Variable dependiente.....	4
1.7.2. Variable independiente	4
1.8. GENERALIDADES DEL CAMPO OGLAN	4
1.8.1. Descripción del campo.	4
1.8.2. Geología del campo.....	5

1.8.3. Estructura del campo.....	6
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO	8
2.1. POZO PETROLERO.....	8
2.1.1. Tipos de pozos.....	8
2.2. CLASIFICACIÓN DE POZOS PETROLEROS	9
2.2.1. Pozos verticales.....	9
2.2.2. Pozos horizontales.....	10
2.2.3. Pozos desviados.....	11
2.2.4. Ingeniería de perforación de pozos petroleros multilaterales.....	11
2.2.5. Pozo inyector.....	13
2.3. ETAPAS DE LA PERFORACION	13
2.4. LINER DE PRODUCCION	15
CAPITULO III: METODOLOGÍA	16
3.1. METODOLOGÍA PROPUESTA	16
3.1.1. Tipo de investigación.....	16
3.1.2. Recopilación de información.....	16
3.2. ANALIZAR LAS CONDICIONES PREVIAS DE LOS PROCESOS OPERACIONALES	17
3.3. EVALUAR LOS PARÁMETROS DE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN	17
3.4. BROCAS DE PERFORACION	18
3.5. FLUIDOS DE PERFORACION	18
3.6. TUBERIA DE REVESTIMIENTO	19
3.7. EMSAMBLAJE DE FONDO.....	20
3.8. NORMATIVAS PARA EL CONTROL DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO	21
CAPITULO IV: ANALISIS Y DISCUSION DE RESULTADOS.....	24
4.1. CONDICIONES PREVIAS DE LOS PROCESOS OPERACIONALES.....	24
4.2. PARÁMETROS DE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN.....	25
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	28
5.1. CONCLUSIONES	28
5.2. RECOMENDACIONES	29
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	30

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura. - 1. Ubicación geográfica fuente: banco de información petrolera-ecuador	5
Figura. - 2. Mapa geológico de la cuenca oriente - fuente: cuenca oriente; geología y petróleo baby et al.	6
Figura. - 3. Modelos de los tipos de pozos	8
Figura. - 4. Modelo de pozo vertical.....	10
Figura. - 5. Modelo de pozo horizontal.....	11
Figura. - 6. Modelo de pozos desviados	11
Figura. - 7. Modelos de pozos multilaterales.....	12
Figura. - 8. Modelo de un pozo inyector – fuente: (volcano, 2020)	13
Figura. - 9. Fases de la perforación.....	14
Figura. - 10. Liner de producción	15
Figura. - 11. Flujograma de operaciones.....	26
Figura. - 12. Flujograma de operaciones parte 2.....	27

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Parámetros de las operaciones de perforación	25

“EVALUACIÓN DE LOS PROCESOS DE PRODUCCIÓN EN POZOS INYECTORES EN EL CAMPO OGLAN DEL ORIENTE ECUATORIANO”

Autores: Gabino Florencia Juan Carlos

Tutor: Ing. Portilla Lazo Carlos, Mg.

RESUMEN

El trabajo de titulación tiene como objetivo realizar una evaluación de los procesos operacionales para perforar hoyo de producción considerando las actividades realizadas dentro de los pozos del campo Oglan.

Este procedimiento solo debe utilizarse para perforar hoyos de producción de entre 8-1/2” y 4-3/4” en pozos exploratorios, delineadores, avanzada, de desarrollo, inyectores y térmicos ubicados en las diferentes áreas operativas de la corporación, bajo condiciones normales de operación. Los resultados obtenidos dentro de los informes adquiridos deben incluir el programa detallado de perforación, la elaboración de los requerimientos de herramientas, materiales y equipos descritos en el programa de perforación, así como la verificación de su correcta operabilidad y la disponibilidad de los mismos para la perforación del hoyo de producción.

Se recomienda que antes de perforar el hoyo conductor, el fluido de perforación cumpla con las propiedades especificadas y que los desechos se manejen conforme a la normativa ambiental. Es esencial mantener los volúmenes correctos de fluido de perforación y reportar cualquier anomalía. Para los parámetros de perforación, se deben realizar análisis de riesgos, mantenimiento preventivo y predictivo, y simulacros semanales de control de pozos.

PALABRAS CLAVES: (Perforación en hoyo de producción, procesos operacionales).

“EVALUATION OF PRODUCTION PROCESSES IN INJECTION WELLS IN THE OGLAN FIELD OF THE ECUADORIAN ORIENTE”

Autores: Gabino Florencia Juan Carlos

Tutor: Ing. Portilla Lazo Carlos, Mg.

ABSTRACT

The objective of the qualification work is to perform an evaluation of the operational processes to drill a production hole taking into account the activities carried out in the wells of the Oglán field.

This procedure should only be used to drill the production hole between 8-1/2" and 4-3/4" in exploratory, delineator, advanced, development, injector and thermal wells located in the different operating areas of the corporation, under normal operating conditions. In the results obtained within the acquired reports: have the detailed drilling program, elaborate the requirements of the tools, materials and equipment described in the drilling program and ensure their correct operability, verify the availability of the tools, materials and equipment required for the drilling of the production hole.

It is recommended that, prior to drilling with conductive hole, the drilling fluid meets the specified properties and the wastes are handled in accordance with environmental regulations. It is essential to maintain the correct drilling fluid volumes and report any anomalies. For drilling parameters, risk analysis, preventive and predictive maintenance, and weekly well control drills should be performed.

KEYWORDS: (Drilling in production hole, operational processes)

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Este trabajo se desarrollará debido a la necesidad de evaluar los riesgos y problemáticas de las operaciones durante la perforación de pozos.

En los últimos años, el campo de la ingeniería ha buscado mejorar la efectividad en la ejecución de la perforación, tratando de evitar problemas o contratiempos no esperados mediante la implementación de nuevos métodos y tecnologías para obtener los resultados deseados.

La problemática de este trabajo consiste en realizar una evaluación de los procesos de operación al perforar un hoyo de producción, considerando cada uno de los parámetros y propiedades de los pozos inyectores ubicados en el Campo Oglan. Se utilizó la información de estos pozos para llevar a cabo dicho análisis.

Uno de los aspectos más importantes en el diseño de un pozo es cuando se requiere control direccional en el hoyo de producción, el cual debe ser supervisado por especialistas durante la perforación y los viajes de acondicionamiento del hoyo.

En resumen, este trabajo de investigación realizará una evaluación de los trabajos operacionales que se llevarán a cabo durante la perforación, utilizando la información y datos obtenidos de los pozos petroleros del Campo Oglan. A través de este análisis, se busca examinar los procesos operacionales realizados en dicho campo.

1.2. JUTIFICACIÓN

Con la finalidad de alcanzar los objetivos propuestos utilizando datos ya existentes y aprovechando dichos recursos, se llevará a cabo la recolección de información acerca de los procesos operacionales. Esto permitirá un mejor entendimiento del tema.

Para el presente trabajo, de tipo bibliográfico y analítico, se realizará una investigación minuciosa sobre el procedimiento operacional para perforar hoyos de producción en los pozos inyectores ubicados en el campo Oglan de la cuenca oriente ecuatoriano.

El objetivo de este trabajo es conocer los fundamentos básicos y teóricos sobre los procesos operacionales, aplicando los conocimientos adquiridos durante la etapa académica.

1.3. ANTECEDENTES

En el año 2020 Alex Rea, en su trabajo de titulación en la perforación rotaria, el proceso para perforar un hoyo de producción en la corteza terrestre requiere del uso de un elemento cortante que está constituido por la broca que tiene una aplicación expansiva en perforación profunda debido a su menor torción, mayor coeficiente de cobertura de fondo de pozo y mayor vida útil del rodamiento (Rea, 2020).

Jimmy Moreno en el año 2008, en su tesis habla que existen dos tipos de procesos utilizados para perforar pozos inyectores de petróleo los cuales son: el ensamblaje de fondo y el ensamblaje direccional rotatorio. Si bien el primero tiene un bajo costo relativo al segundo, presenta limitaciones en la tasa de perforación y en los parámetros del hoyo de producción, lo que puede resultar en costos adicionales. En cambio, el otro ensamblaje direccional presenta mayores ventajas en la calibración del hoyo a medida que se perfora (Aguilar y Uquillas, 2013).

En el año 2011 Mónica López en su trabajo de titulación nos explica que: después de perforar el pozo y si se encuentra acumulaciones de hidrocarburos se procede a extraer el

petróleo, para este fin se adecua la tubería de transporte del petróleo hasta la superficie. De acuerdo con las características del yacimiento se instala entonces la tubería de revestimiento y se procede a la concentración que consiste en inyectar cemento especial a través de la misma tubería el cual se desplaza en ascenso por el espacio anular (espacio en la tubería y el hoyo) donde se solidifica (Ramírez, 2014).

Villarreal Byron en el año 2012, en su tesis titulada Cambio de diseño de tres a dos secciones para pozos petroleros con desplazamiento mayor a 4000ft en el bloque Tarapoa nos dice que: El objetivo principal de esta tubería conductora es establecer un medio de circulación y control del fluido de perforación que retorna del pozo hacia el equipo de eliminación de sólidos. Esto permite continuar perforando hasta alcanzar la profundidad para sentar la tubería de revestimiento superficial.

1.4. HIPOTESIS DEL TRABAJO

Este procedimiento describe los pasos a seguir para realizar la actividad de perforación del hoyo de producción entre 8-1/2” y 4 3/4” de diámetro hasta alcanzar la profundidad preestablecida para instalar el revestimiento o camisa de producción. Esto se realiza según alineación y homologación de las mejores prácticas operacionales revisadas a nivel corporativo.

1.5. OBJETIVOS

1.5.1. Objetivo general.

Realizar una evaluación de los procesos operacionales para perforar hoyo de producción teniendo en cuenta las actividades realizadas dentro de los pozos del campo Oglán.

1.5.2. Objetivos específicos.

- ✓ Analizar las condiciones previas de los procesos operacionales.

- ✓ Evaluar los parámetros de las operaciones de perforación.
- ✓ Establecer los requerimientos de materiales, herramientas y equipos mediante diagramas de flujo.

1.6. ALCANCE

Este procedimiento solo debe ser utilizado para perforar el hoyo de producción entre 8 1/2” y 4 3/4” en pozos exploratorios, delineadores, avanzada, desarrollo, inyectoros y térmicos ubicados en las diferentes áreas operativas de la corporación, bajo condiciones normales de operación.

1.7. VARIABLES

1.7.1. Variable dependiente.

- ✓ Diseño de perforación.
- ✓ Equipos.
- ✓ Registros.

1.7.2. Variable independiente

- ✓ Procesos operacionales.

1.8. GENERALIDADES DEL CAMPO OGLAN

1.8.1. Descripción del campo.

El campo Oglán está ubicado en el Bloque 10 al sur oeste del oriente ecuatoriano cerca al parque Comunidad Etnoecológica Pablo López de Oglán Alto “CEPLOA”, ocupando un área dentro de la parroquia Arajuno correspondiente a 3.322,65 hectáreas.

Oglán fue descubierto por Anglo-Ecuadorian en 1972 y se inició la perforación del pozo Oglan-1A el 2 de noviembre de 1972 y se terminó el 26 de noviembre del mismo año.

Luego de realizadas las pruebas de producción se determinó que el pozo no contenía hidrocarburos en cantidades comerciales, por lo que el consorcio ANGLO SUPERIOR UNION-CHEVRON que estuvo a cargo de la perforación del pozo, decidió presentar a la Dirección General de Hidrocarburos el programa de taponamiento y abandono del pozo que fue aprobado y ejecutado.

Mediante la perforación del pozo exploratorio Oglan-2DIR, pero esta vez a cargo de Agip Oil en el año 2014, se establece la toma de núcleos entre 5950-6168 pies del miembro “Hollín Principal” a fin de generar la caracterización correspondiente a la zona de interés. Este campo consta de 3 pozos exploratorios y como principal reservorio la arena “Hollín” (Narváez y Valverde, 2023).



Figura. - 1. Ubicación geográfica fuente: banco de información petrolera-ecuador

1.8.2. Geología del campo.

La Cuenca Oriente ubicada en posición de retro-cuenca de ante-país generalmente han sido zonas favorables para el estudio de eventos orogénicos a través de su relleno sedimentario, esta cuenca se extiende a lo largo de América del Sur desde Colombia hasta Argentina.

Las formaciones Hollín y Napo contienen los principales reservorios en el cual Hollín enfoca su mayor desarrollo hacia el S-O de la cuenca y hacia el sur en la Cuenca Marañon, este tipo de reservorios presenta diferentes características petrofísicas el cual depende de las propiedades y origen de cada uno de los reservorios.

El presente estudio se enfoca en la totalidad de la formación Hollín el cual, según detalla que las formaciones Hollin, Napo y Tena están integradas en una secuencia de segundo orden desarrolladas entre el Aptiano/ Albaniano y el Maastrichtiano. El miembro perteneciente a Hollín Inferior se divide en dos cuerpos: Hollín Basal y Hollín Inferior, los cuales se depositaron en un ambiente fluvial formando cuerpos gruesos de canales apilados. Al hablar de Hollín, también encontramos a Hollín superior el cual consiste en su gran mayoría a una arenisca cuarzosa-glauconítica, constituyendo un reservorio con diferentes características a Hollin inferior debido al aumento de arcilla y glauconita generando un comportamiento en la selección de intervalos, ignorando posibles zonas candidatas a la contribución de producción de petróleo en una zona definida (Rivadeneira & Baby, s. f.)

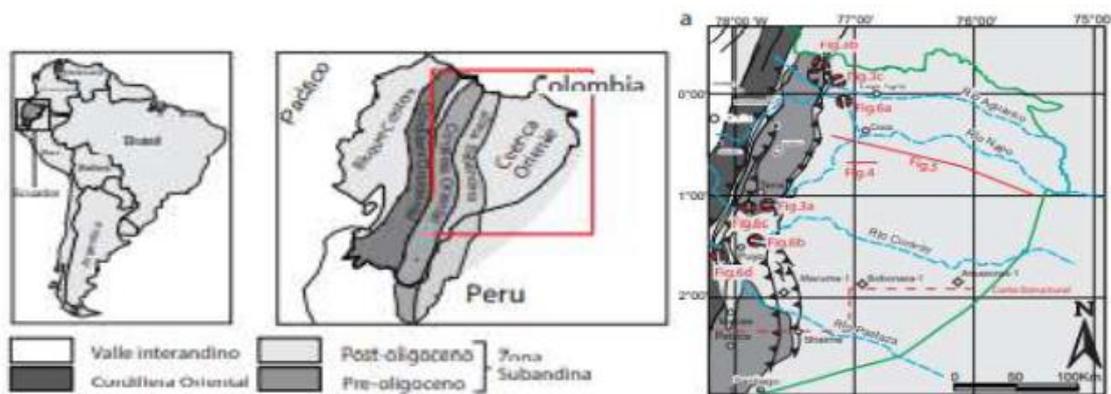


Figura. - 2. Mapa geológico de la cuenca oriente - fuente: cuenca oriente; geología y petróleo baby et al.

1.8.3. Estructura del campo.

La estructura del campo Oglan se encuentra localizada en la zona Subandina, ubicada dentro de la provincia de Pastaza, comprende tres estructuras con una dirección aproximada N-S en la cual hacia el norte se encuentra la estructura Vuano y hacia el sur la de Canelos, quedando la de Oglan aproximadamente en el medio de estas. Estas

estructuras son modeladas sobre el sócalo fallado y constituye anticlinales alargados asimétricos norte-sur, la estructura de Oglan tiene un cierre probado de 840 pies sobre un área de 18.470 acres.

Según las evaluaciones realizadas en su momento por la empresa Anglo, la zona petrolífera Hollín se extiende desde los 6184 pies hasta los 6424, con un total de 240 pies. La parte superior de la arena es lutita hasta los 6250 pies y debajo de los 6250 pies la arena es bastante uniforme, muy porosa y permeable. Según se indica, la porosidad promedio es de 21.9% (Sánchez y Tapia, 2009).

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. POZO PETROLERO

Un pozo petrolero es una obra de ingeniería encaminada a poner en contacto un yacimiento de hidrocarburos con la superficie. Es una perforación efectuada en el subsuelo con barrenas de diferentes diámetros y con revestimientos de tuberías, a diversas profundidades, llamadas etapas de perforación, para la prospección o explotación de yacimientos petroleros (Mendez Castro, 2013)

2.1.1. Tipos de pozos.

En función de su finalidad dentro de cada etapa, los pozos pueden clasificarse con arreglo al siguiente esquema:

- a) **Pozo Exploratorio:** Algunas veces se llama pozo “wild cat”, y está orientado a determinar la existencia de gas o de petróleo. En ocasiones su alcance puede reducirse hasta ser simplemente un sondeo estratigráfico (Monografías, n.d.).

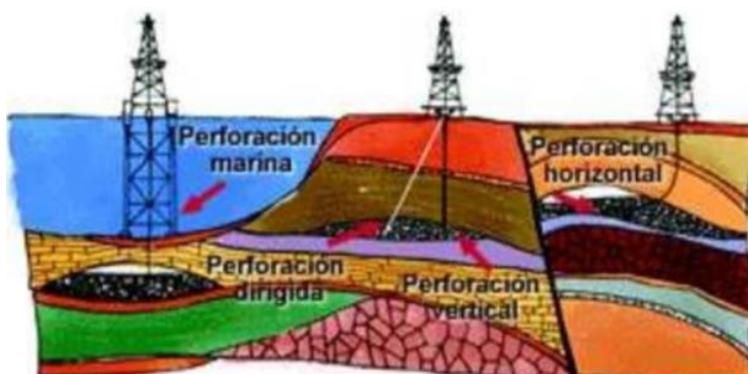


Figura. - 3. Modelos de los tipos de pozos

- b) Pozo de Evaluación (también llamados Delimitadores, de Apreciación o de Avanzada):** Se perforan para determinar la extensión del campo o la extensión que cubre.
- c) Pozo de Desarrollo o Productor:** Se perforan en un campo ya existente para explotar el yacimiento (o producir hidrocarburos). Dentro de los pozos asociados a la explotación de un campo, aparece una nueva clasificación según sean Productor, Inyector, de Alivio, etc. (Herrera Herbert, 2020)

2.2. CLASIFICACIÓN DE POZOS PETROLEROS

La ingeniería de perforación de pozos depende de varias razones, entre ellas se encuentra: el área geográfica, las características y estructura del yacimiento, la columna geológica y la optimización de la producción del yacimiento al mínimo costo. Debido a esto, los pozos se pueden clasificar en:

- Verticales
- Horizontales
- Desviados (de pequeño y gran ángulo)
- Multilaterales
- Inyector

2.2.1. Pozos verticales.

Estos pozos son los más comunes dentro de la industria petrolera siendo esto por las siguientes razones:

- Su perforación es la más sencilla
- Son los menos costosos
- Su operación es simple
- Diseño óptimo para fracturamiento hidráulico
- Ideales para yacimientos de espesor homogéneo

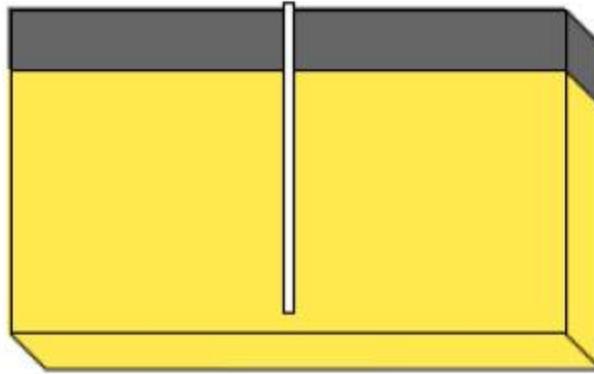


Figura. - 4. Modelo de pozo vertical

2.2.2. Pozos horizontales.

La ingeniería de perforación de estos pozos es debida principalmente a las siguientes razones (Eadic, 2017):

- Yacimientos de poco espesor, o columnas de aceite de poco espesor donde la relación
- Para minimizar bajas en la producción no es demasiada baja, y no hay barreras significativas a la permeabilidad vertical.
- Para minimizar la perforación de pozos para el desarrollo de un campo
- En yacimientos fracturados donde un pozo horizontal da una mejor oportunidad de interceptar las fracturas.
- Para yacimientos propensos a la conificación de agua y gas
- Para yacimientos propensos a la producción de arena
- • En combinación con la perforación de alcance extendido para drenar diferentes bloques o yacimientos, en un solo pozo.
- Cuando las cualidades del yacimiento varían en sentido lateral y un pozo horizontal da una mejor oportunidad de encontrar los mejores puntos de extracción.
- En combinación con la perforación de alcance extendido, para desarrollar los yacimientos en zonas ambientalmente sensibles, o desde una plataforma marina, donde el número y la ubicación de los pozos de superficie está muy restringido.

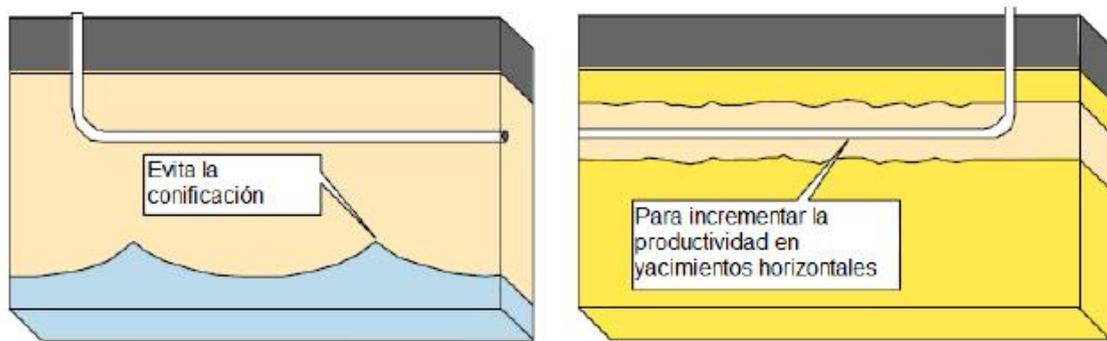


Figura. - 5. Modelo de pozo horizontal

2.2.3. Pozos desviados.

La ingeniería de perforación de estos pozos puede ser usada para muchos de los propósitos de los pozos horizontales y adicionalmente para:

- Yacimientos de espesor grande donde la relación λ es baja, y/o existen barreras significativas a la permeabilidad vertical.
- Yacimientos lenticulares.
- Yacimientos en capas

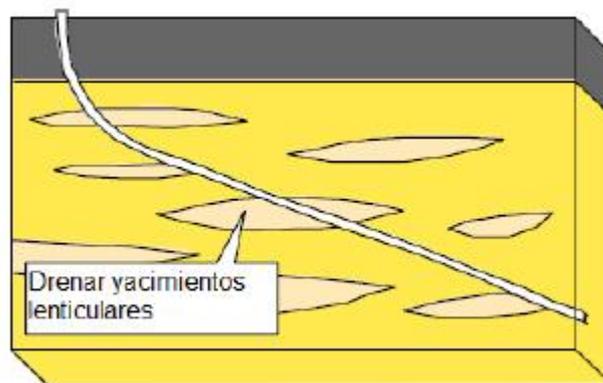


Figura. - 6. Modelo de pozos desviados

2.2.4. Ingeniería de perforación de pozos petroleros multilaterales.

Los pozos multilaterales incrementan la productividad del pozo principalmente incrementando la longitud de sección del yacimiento expuesta hacia el pozo.

Otros beneficios incluyen la posibilidad de drenaje de más de un yacimiento, o más de un bloque de un yacimiento en un solo pozo. Un pozo multilateral, es aquel con uno o más laterales, es decir, uno o más pozos subsidiarios de un pozo principal. Los laterales son usualmente pozos horizontales o desviados (Eadic, 2017).

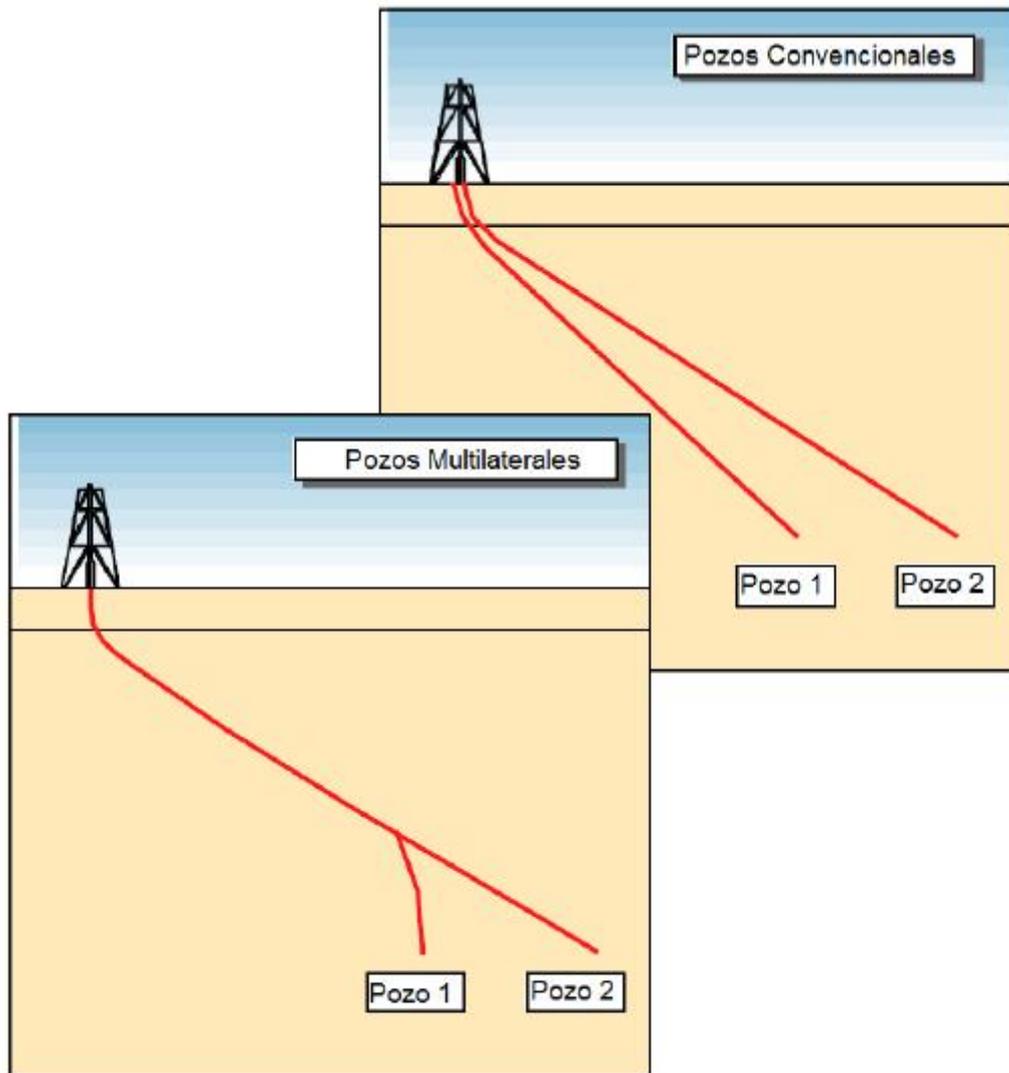


Figura. - 7. Modelos de pozos multilaterales

Las principales aplicaciones para estos pozos son:

- Mejora el drenaje en un yacimiento
- Acceso a intervalos y bloques discontinuos en un yacimiento
- El drenaje de más de un yacimiento en un pozo
- Mejora la eficiencia de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada

- En combinación con la perforación de alcance extendido, para desarrollar los yacimientos en zonas ambientalmente sensibles, o desde una plataforma marina, donde el número y la ubicación de los pozos de superficie está muy restringido.

2.2.5. Pozo inyector.

Un pozo en el que los fluidos se inyectan en vez de producirse, siendo el objetivo principal mantener la presión de yacimiento. Existen dos tipos principales de inyección: gas y agua. El gas separado proveniente de los pozos de producción o posiblemente el gas importado puede ser reinyectado en la sección superior de gas del yacimiento. Los pozos de inyección de agua son comunes en las áreas marinas, donde el agua de mar filtrada y tratada es inyectada en una sección acuífera inferior del yacimiento (Energy glossary, n.d.).

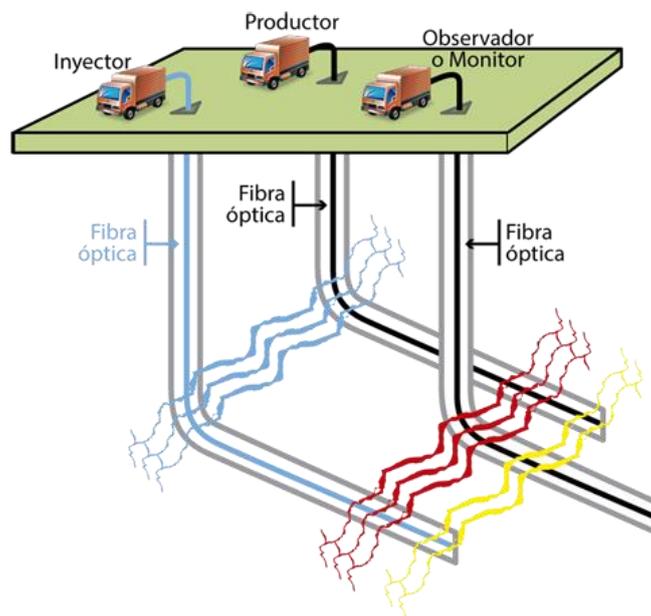


Figura. - 8. Modelo de un pozo inyector – fuente: (volcano, 2020)

2.3. ETAPAS DE LA PERFORACION

Algunas de las etapas que se realizan durante la perforación, son (Bautista, 2010):

- Involucra el armado, instalación y puesta en marcha del equipo de perforación,

- Perforación del pozo e instalación de la cañería guía, cuyo objetivo es consolidar el primer tramo del pozo.
- Se continúa con la perforación y se instala la cañería superficial cuyo objetivo es servir de base para las instalaciones de seguridad. En esta etapa comienza el control de la verticalidad del pozo.
- Comprende la perforación de acuerdo al programa, involucra la instalación de las cañerías intermedias cuyo objetivo es sellar y aislar zonas que pueden contaminar el lodo, aprisionamiento, etc.
- Perforación del último tramo y su entubación con la cañería de producción. Posteriormente se baja herramienta de producción y el pozo pasa a organismos de producción.



Figura. - 9. Fases de la perforación

2.4. LINER DE PRODUCCION

La camisa de producción (Liner) (Herrera Herbert, 2020):

- Es un tipo de revestimiento que no se extiende hasta la cabeza de pozo, pero en su lugar cuelga de otro tramo de revestimiento interior.
- Se emplea para reducir costes, mejorar el comportamiento hidráulico durante trabajos de perforación posteriores, permite usar entubados de producción por encima de la ubicación del liner y no representa una limitación en la tensión en la torre de perforación.
- El liner puede ser tanto revestimiento intermedio como de producción. Normalmente se cementan en toda su longitud.

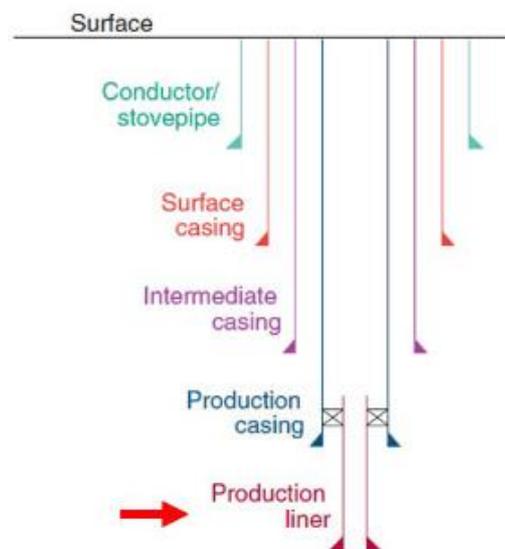


Figura. - 10. Liner de producción

CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1. METODOLOGÍA PROPUESTA

Este trabajo de titulación tiene como objetivo realizar una investigación tipo referencial y explicativa, evaluando los distintos procesos de operación realizados en el campo Oglan ubicado en el noreste de la cuenca oriente del ecuador.

3.1.1. Tipo de investigación.

Este trabajo se fundamenta en una investigación bibliográfica y explicativa, basándose en los procesos de operación para perforar hoyos conductores empleados en pozos inyectoros del campo Oglan ubicados al noreste de la cuenca oriente del ecuador. Donde se analizan los diferentes aspectos de las frases operacionales al momento de perforar pozos.

La investigación bibliográfica consiste en recopilar y buscar todo tipo de información relacionada con el tema de investigación. Es la etapa en la que el investigador busca la producción existente sobre el área que trabaja (Ana Laura, 2023). La investigación explicativa se llevaba a cabo para investigar de forma puntual un fenómeno que no se había estudiado antes, o que no se había explicado bien con anterioridad (Ortega, s. f.)

3.1.2. Recopilación de información.

La recopilación de información se realiza mediante la revisión de documentos, páginas webs, los cuales nos brindan la información requerida para nuestra investigación.

a) *Población y muestra:* para el siguiente trabajo la población elegida son los pozos perforados en el campo Oglan, y nuestra muestra se tomó de los pozos inyectoros del mismo campo.

3.2. ANALIZAR LAS CONDICIONES PREVIAS DE LOS PROCESOS OPERACIONALES

Como ya fue descrito el proceso de comunicar el yacimiento de hidrocarburos contenido en el subsuelo hasta la superficie mediante el empleo de tuberías de revestimiento, siguiendo el proceso de taladrado de los estratos en el subsuelo empleando barrenas de perforación, fluidos de control (fluidos de perforación), cementación de tuberías revestidas, se conoce como operaciones de perforación. Lo anterior se realiza con el empleo de un sistema de equipos y herramientas que se denomina como equipos de perforación, lo cual consta principalmente de un sistema de elevación y rotación de barrenas y tuberías, un mástil que se emplea como soporte, una fuente de potencia y un sistema de circulación de fluidos para control de fluidos y presiones, así como retiro de recortes generados por la excavación del pozo, y circulación para cementación de tuberías.

Adicional a las operaciones de perforación se requiere de una serie de operaciones para poner en producción un pozo petrolero después de la cementación de las últimas tuberías de revestimiento que corresponde a lo que se conoce como operaciones de terminación o completación de un pozo (Olivares, 2015).

3.3. EVALUAR LOS PARÁMETROS DE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN

Es importante informar a las personas al establecer y evaluar parámetros. Definiciones y conceptos de brocas y componentes de brocas. (BHA), fluidos de perforación y revestimiento para fortalecer los conocimientos básicos para un análisis adecuado parámetros de funcionamiento óptimos.

3.4. BROCAS DE PERFORACION

- a) Brocas troncocónicas:* Al comienzo había brocas de dos conos sin interferencia, y por lo tanto tenían la tendencia a empacarse (cuando los cortes de perforación se amalgaman y endurecen alrededor de la broca) en 70 formaciones blandas. Estas fueron sucedidas por las brocas tricónicas, el tipo de broca más común actualmente usada. Estas tienen 3 conos los cuales se van interfiriendo luego limpiando entre sí, con filas de cortadores en cada cono. Los conos son principalmente de dos tipos: o bien dientes tallados o de insertos de carburo de tungsteno (Tungsten Carbide Insertos, TCI) y pueden ser de varios tamaños y durezas de acuerdo a las litologías previstas. Una gran cantidad de calor se genera por la fricción durante la perforación y este calor debe ser disipado.
- b) Brocas policristalinas y de diamante (PDC):* Estas brocas tienen una larga vida pues sus cortadores son muy duros y no hay rodamientos ni partes móviles. Los diamantes industriales de origen natural empleados son colocados manualmente en diseños geométricos que cubren el fondo de la broca, en forma redundante que permita el funcionamiento de ésta, si hay rotura de alguno de ellos. En las brocas PDC, los diamantes policristalinos son montados en una matriz de carburo de tungsteno. Los diamantes realizan la perforación o el corte mientras el carburo de tungsteno los sostiene proveyéndoles de resistencia y rigidez.

3.5. FLUIDOS DE PERFORACION

Los fluidos de perforación tienen la principal función de remover los cortes de las formaciones fuera del pozo. Otra de las principales funciones del fluido de perforación es la de lubricar y refrigerar tanto a la broca como a la sarta de perforación. De hecho, el lodo tiene muchas otras funciones y es la columna vertebral de todas las operaciones de perforación de un pozo.

- a) Densidad de lodo:* La densidad del lodo es el factor, considerado independientemente, más importante para controlar las presiones de formación a lo largo de toda la profundidad del pozo.
- b) Viscosidad del lodo:* La viscosidad del lodo mide la resistencia al flujo del lodo de perforación (dicho de otra manera, la resistencia interna debida a la atracción de las moléculas de líquido); entre mayor sea la resistencia, mayor será la viscosidad. La viscosidad entonces es la resistencia del fluido al movimiento y debe ser suficientemente alta para que el lodo pueda mantener limpio el pozo y arrastre los cortes hasta la superficie.
- c) Geles:* La medida de los geles implica las fuerzas de atracción de las partículas suspendidas cuando el fluido está estático. Entonces así se determina la facilidad del fluido para desarrollar la estructura de un gel en el momento en que cesa de moverse. Su propósito es soportar los cortes y los sólidos en suspensión en el lodo cuando pare la circulación, de forma que no se acumulen en el fondo del pozo y se depositen alrededor del BHA y de la broca, o se produzca una distribución desigual del lodo, lo cual resultaría en una mala hidráulica y en una presión errática.
- d) Costra de lodo:* La costra de lodo es una capa de sólidos del lodo depositada en las paredes del hueco a medida que el filtrado ha entrado en formaciones permeables en un pozo sobre balanceado. Al revestir las secciones permeables de la pared del hueco, la costra de lodo ayuda a consolidar la formación, evitando mayor invasión de fluido y minimizado la pérdida de fluido.

3.6. TUBERIA DE REVESTIMIENTO

Son tuberías con un rango de diámetro externo de 4 ½” hasta 20”, que recubren las secciones del pozo perforado. De acuerdo con la sección perforada se puede clasificar al Casing de la siguiente manera:

- a) **Conductor:** Es el primer Casing que se corre durante la perforación de un pozo y su objetivo es soportar formaciones no consolidadas, proteger arenas que contienen aguas frescas de ser contaminadas y revestir depósitos poco profundos de gas 43.

- b) **Superficial:** Tiene como objetivo aislar acuíferos superficiales, soportar las sartas de Casing subsecuentes y permitir la instalación de equipos de control de pozos. Éste Casing generalmente es cementado hasta superficie.

- c) **Intermedio:** Se cementa en la cima de presión anormalmente alta para incrementar la densidad del lodo y/o cambiar el tipo del lodo. Cuando las zonas de presión anormales se extienden en profundidad, o se presentan intercalaciones de alta y baja presión, es recomendable emplear más de una tubería de revestimiento intermedia.

- d) **Producción:** Esta tubería puede ser extendida hasta la superficie como una sarta integral o ser una combinación de un Liner de producción y la tubería de revestimiento de producción anteriormente colocada. Permite aislar zonas productoras, controlar los reservorios y actuar como un conducto seguro de transmisión de fluidos hasta la superficie.

3.7. EMSAMBLAJE DE FONDO

Este es el nombre aplicado a los Drillcollars y cualquier otra herramienta o tubería incorporada, incluyendo la broca. La sarta de perforación es entonces la tubería de perforación más el BHA.

- a) **Estabilizadores:** Estos son unos tramos cortos de tubería, (Subs.) posicionados entre los Drillcollars con el fin de mantenerlos centrados dentro del hueco, mantener el pozo derecho y por medio de la acción de corte mantener el diámetro correcto en las paredes del pozo.

- b) Rimadores (Reamers):** Los rimadores riman las paredes del pozo a un diámetro igual o inferior al de la broca y realizan una función similar a los estabilizadores en cuanto que ayudan a estabilizar el ensamblaje de fondo y mantener el hueco con el diámetro completo.
- c) Hole opener (ensanchador):** Esta herramienta es similar a los under reamers (bajo rimado), en la cual la acción de corte o rimado se logra por medio de conos giratorios para ensanchar el diámetro del hueco.
- d) Cross-Overs:** Los Cross-Overs son pequeñas secciones de tubería que permiten conectar entre sí tuberías y Drillcollars de diferente rosca y diámetro.
- e) Martillos (Jars):** Estos son elementos operados mecánica o hidráulicamente para proporcionar un golpe de alto impacto sobre la sarta de perforación dentro del pozo para el caso en que sobrevenga una pega de tubería.

3.8. NORMATIVAS PARA EL CONTROL DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO

Varias de las normativas que se deben seguir en un control de operaciones de perforación son las siguientes (Daza & Garófalo, 2013)

- a)** Establecer los requerimientos de materiales, herramientas y equipos.
- b)** Realizar charla pre-trabajo con el personal involucrado. Discutir el Análisis de Riesgos en el Trabajo (A.R.T.).
- c)** Instalar los equipos de seguridad en superficie y probarlos de acuerdo a los Procedimientos Operacionales: “PDVSA-PROD-GPR-VIR-P-02”, “PDVSA-PROD-GPR-VIR-P-03” y “PDVSA-PROD-GPR-VIR-P-04”.
- d)** Instalar camisa de desgaste (wear bushing) a fin de proteger el tazón superior del cabezal de revestimiento intermedio.
- e)** Conectar y bajar (hasta conseguir apoyo), la mecha de 8-1/2” a 4 3/4” de diámetro con su respectivo ensamblaje de fondo (E.D.F), de acuerdo a lo estipulado en el programa de perforación, utilizando inmediatamente encima de la mecha una

válvula flotadora, a fin evitar el contraflujo del fluido de perforación durante las conexiones y proteger el ensamblaje de fondo (E.D.F).

- f)** Reformular o cambiar el fluido de perforación (cuando aplique).
- Utilizar fluido de perforación limpio (Drill in) y especialmente diseñado para el hoyo de producción.
- g)** Realizar las Pruebas de Integridad Revestimiento, Zapata y Formación, según el Procedimiento Operacional: PDVSA-PROD-GPR-PIF-P-01” o de afluencia (cuando aplique).
- h)** Continuar perforando el hoyo hasta la profundidad de asentamiento del revestimiento o camisa de producción de acuerdo a: trayectoria, diámetro, profundidad, hidráulica y parámetros de perforación.
- Durante toda la perforación, monitorear constantemente las propiedades del fluido de perforación y en caso de observar anomalías, informar de inmediato a la línea supervisaría para tomar las acciones que el caso amerita.
 - Levantar la mecha hasta la zapata del revestidor intermedio. Cuando se requiera interrumpir la operación de perforación por motivo de fuerza mayor.
 - Mantener la circulación a tasa mínima (de 40 a 120 GPM), cuando las condiciones atmosféricas, ambientales y de seguridad lo permitan.
- i)** Inmediatamente después de alcanzar la profundidad final, circular el pozo hasta obtener retornos limpios en superficie (mínimo un ciclo completo), con el mismo caudal obtenido durante la perforación del hoyo, manteniendo las propiedades del fluido.
- Mantener la sarta de perforación en movimiento (Rotar/Reciprocarse) durante toda la circulación del pozo.
 - Detener la circulación y el movimiento de la tubería, observar la condición del pozo; si existe alguna desviación (influjo o pérdida de circulación), informar de inmediato a la línea supervisoria a fin de tomar las acciones que el caso amerite.
 - Desconectar el cuadrante o “Top Drive” y tomar registro de desviación.
 - Conectar el cuadrante y bombear una píldora pesada.

j) Sacar la tubería por parejas hasta superficie.

- Con rotación de la sarta cuando sea necesario y el Taladro disponga de un Top Drive.
- Circulando cuando el ensamblaje de fondo (E.D.F) disponga de un motor de fondo o cuando el hoyo intermedio fue perforado bajo control direccional.
- Monitorear el arrastre en toda la sección del hoyo abierto y evaluando la tendencia del volumen de llenado durante el viaje, prestando especial atención durante la sacada del ensamblaje de fondo (E.D.F).
- Por cada cambio de mecha, se debe llegar al fondo reperforando cuidadosamente los últimos 30'.

k) Correr registros eléctricos (cuando aplique).

l) Realizar viaje de acondicionamiento hasta la profundidad final del pozo para.

- Circular el pozo hasta obtener retornos limpios en superficie (mínimo un ciclo completo), con el mismo caudal obtenido durante la perforación del hoyo, manteniendo las propiedades del fluido.
Bombear píldora viscosa

m) Bajar revestimiento según los procedimientos operacionales:

-PDVSA-PROD-GPR-BRE-P-03; PDVSA-PROD-GPR-BRE-P-04

CAPITULO IV: ANALISIS Y DISCUSION DE RESULTADOS

4.1. CONDICIONES PREVIAS DE LOS PROCESOS OPERACIONALES

- a) Disponer del programa
- b) detallado de perforación.
- c) Elaborar los requerimientos de las herramientas, materiales y equipos descritos en el programa de perforación y asegurarse de su correcta operabilidad.
- d) Verificar la disponibilidad de las herramientas, materiales y equipos requeridos para la perforación del hoyo de producción:
- e) Herramientas, materiales y equipos:
 - Componentes del ensamblaje de fondo (E.D.F), utilizando los diámetros adecuados según diseño.
 - Mechas con su respectivo juego de chorros.
 - Estabilizadores, portamechas (drill collars), portamecha no magnético (monel), tubería pesada (heavy weight), tubería de perforación (drill pipe), substitutos (crossover) y martillo de perforación (cuando aplique).
 - Ampliador para el tamaño de hoyo requerido (cuando aplique)
 - Válvulas flotadoras para tubería, totco ring.
 - Platos para desconectar la mecha, elevadores, llaves de fuerza para tubería.
 - Válvula de seguridad para el cuadrante (cuando aplique).
 - Cuñas, tapones para levantar portamechas, calibradores de tubería.
 - Niples de tubería de perforación.
 - Collarín de seguridad.

- Indicadores de torque.
- Herramienta para registros de desviación.
- Grasas para tubería de perforación.
- Productos químicos para la preparación del fluido de perforación.
- Equipos de control de sólidos.
- Unidad de monitoreo de parámetros de perforación y muestreo litológico “mud logging”.
- Equipos de control de sólidos y fluidos de perforación.

4.2. PARÁMETROS DE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN

Dentro de las operaciones de perforación encontramos los siguientes parámetros:

Tabla 1. Parámetros de las operaciones de perforación

PARÁMETROS	MÁXIMO	MÍNIMO
Factor de seguridad respecto a la presión nominal:		
- del arreglo de vir's	0,80	0,80
- de las tuberías	0,70	0,70
Presión circulante a favor de la columna hidrostática a nivel de la mecha.	90 % de la Presión de fractura	10 % sobre la Presión de poro
Peso sobre la mecha (Libras)	Fabricante	
Rotación de la mecha con Top Drive ó motor de fondo (RPM)	Fabricante	
Tasa de bombeo (GPM)	400	150

Requerimientos para materiales, herramientas y equipos mediante flujo grama

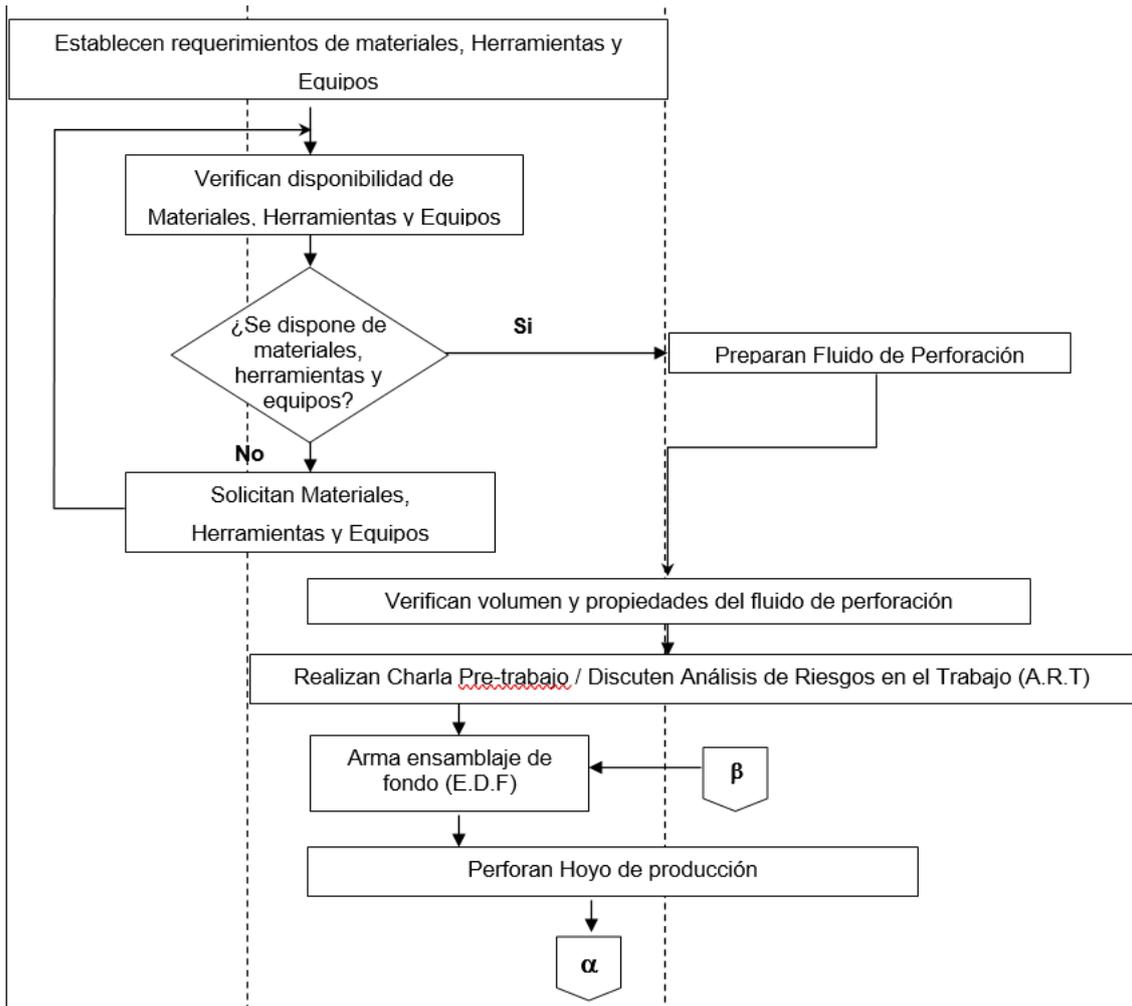


Figura. - 11. Flujograma de operaciones

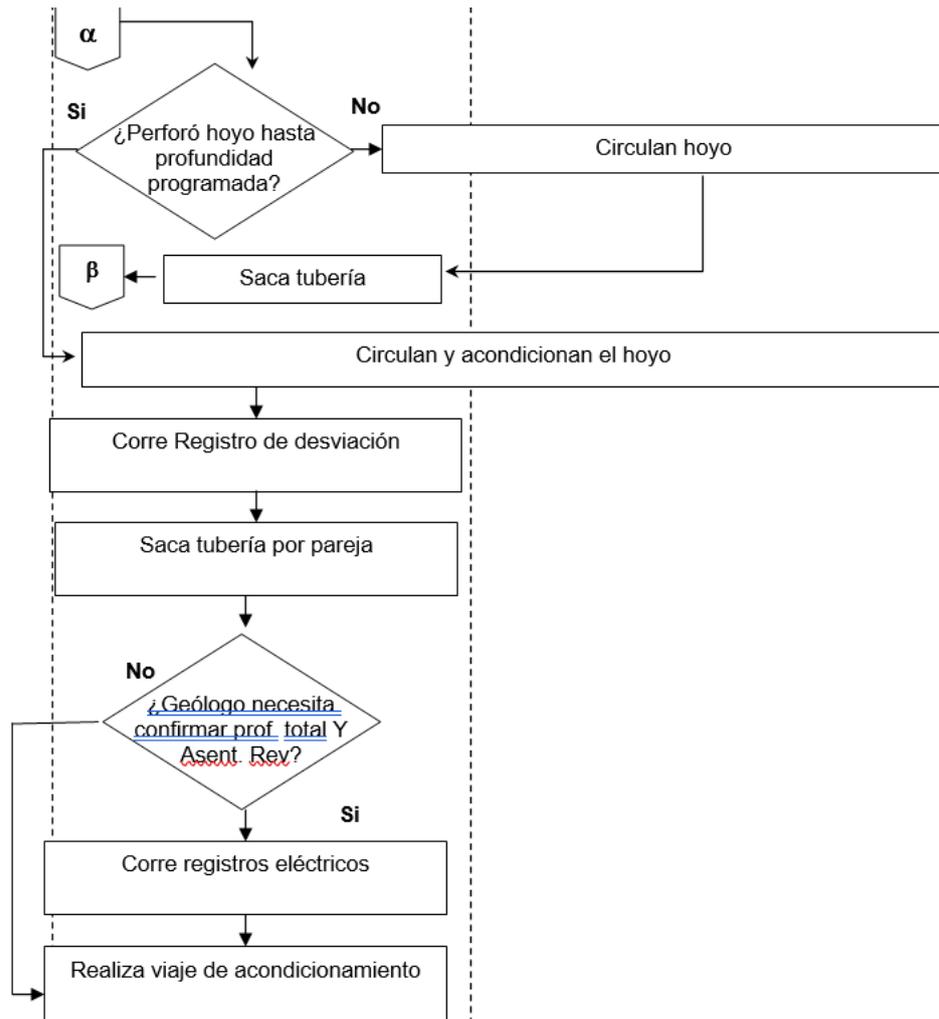


Figura. - 12. Flujograma de operaciones parte 2

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Dentro de las condiciones previas los químicos que se usaron fueron certificados de alta calidad y están aptos para ser utilizados, además los equipos de control de sólidos se encuentran en condiciones óptimas de funcionamiento, cabe recalcar que la regla y el flotador del tanque de viaje están calibrados y funcionando correctamente.

- En los parámetros de perforación se debe tener en cuenta las consecuencias de desviación con el fin de evitar las lesiones al personal, interrupción de las operaciones por daños a los componentes del taladro, a su vez se podría tener un pozo fuera de control y así mismo la contaminación ambiental.

- En los equipos, herramientas y materiales se deben instalar los mismos en la superficie y probarlos de acuerdo con los procedimientos operaciones “PDVSA-PROD-GPR-VIR-P-02”, “PDVSA-PROD-GPR-VIR-P-03” y “PDVSA-PROD-GPR-VIR-P-04”. Conectar y bajar (hasta conseguir apoyo), la mecha de 8-1/2” a 4 3/4” de diámetro con su respectivo ensamblaje de fondo (E.D.F), de acuerdo a lo estipulado en el programa de perforación, utilizando inmediatamente encima de la mecha una válvula flotadora, a fin evitar el contraflujo del fluido de perforación durante las conexiones y proteger el ensamblaje de fondo (E.D.F).

5.2. RECOMENDACIONES

- Para las condiciones previas para el proceso de perforación al perforar con hoyo conductor se recomienda asegurarse que el fluido de perforación posea las propiedades específicas en el programa de perforación para el proyecto. El manejo y disposición de los desechos de perforación cumplan con la normativa ambiental vigente. Los volúmenes del fluido de perforación en los tanques sean los requeridos, en caso contrario informar de inmediato a la línea supervisora para tomar las acciones que el caso amerite.
- Para los parámetros de perforación se recomienda elaborar el análisis de riesgos en el trabajo, realizar mantenimiento preventivo, predictivo e inspección a los equipos (izamiento, bombeo y herramientas). Mantener el óptimo funcionamiento de los equipos de alertas (alarmas, indicadores de flujo). Realizar simulacros de control de pozos, abandono de taladros, extinción de incendios entre otros, con una frecuencia semana.
- Se recomienda que cuando el hoyo de producción requiera control direccional, un especialista de la empresa de servicio de perforación direccional debe estar presente durante la perforación, viajes de acondicionamiento del hoyo. En caso de requerirse la toma de núcleos, tomar en cuenta las recomendaciones de la empresa de servicio. Efectuar un viaje de acondicionamiento con mecha de perforación y ensamblaje de fondo (E.D.F) cada 180' máximo de núcleo cortado. Realizar un viaje corto 500' por encima de la última sección perforada por cada 1500' perforados o cada 24 hora continuas de perforación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguilar, A., & Uquillas, G. (2013). *ESTUDIO DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES DURANTE LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES DE TRES CAMPOS DEL ORIENTE ECUATORIANO*.
- Ana Laura. (2023, agosto 31). *Te explicamos qué es una investigación bibliográfica*. Tesis y Másters.
- Bautista, J. (2010). *Perforación*. Slideplayer.
- Daza, A., & Garófalo, M. (2013). *NORMATIVAS PARA EL CONTROL DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO EN LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR*.
- Eadic. (2017). *Ingeniería de perforación: Tipos de pozos para la explotación de hidrocarburos*. eadic.
- Energy glossary. (s. f.). *Pozo de inyección*. 2022.
- 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
- Mendez Castro, A. (2013, octubre). *Aspectos de Producción*. OilProduction. Monografías. (s. f.). *Perforación de pozos*.
- Narváez, M., & Valverde, A. (2023). *Modelo de simulación matemática para el desarrollo campo Oglán-Bloque* 10.
- <https://www.dspace.uce.edu.ec/server/api/core/bitstreams/88188b58-3515-4904-884e-2cead3f020ec/content>
- Olivares, A. (2015). *Operaciones que se ejecutan en un pozo petrolero*. Scribd.
- Ortega, C. (s. f.). *¿Qué es la investigación explicativa?* QuestionPro.
- Ramírez, D. (2014). *“ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN DE PRÁCTICAS OPERACIONALES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DEL ORIENTE*

ECUATORIANO PARA LA REDUCCIÓN DE TIEMPO NO PRODUCTIVO Y DE TIEMPO INVISIBLE ILT”.

Rea, A. (2020). *Estudio de factibilidad técnica y económica de un esquema de dos secciones tipo slim hole (monobore) para la perforación en la cuenca amazónica.*
<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/21204/1/CD%2010721.pdf>

Rivadeneira, M., & Baby, P. (s. f.). *Características geológicas generales de los principales campos petroleros de petroproducción.*

Sánchez, O., & Tapia, D. (2009). Sistema de completación recomendado para desarrollo de pozos en el Campo Oglan. *ESPOL.*