



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

TEMA:

**“OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO A
TRAVÉS DE UN SISTEMA DE COMPLETACIÓN CON INYECCIÓN DE
QUÍMICOS A ALTAS TASAS EN EL CAMPO BERMEJO DEL ORIENTE
ECUATORIANO”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

GILDA LISBETH PONGUILLO RAMÍREZ

TUTOR:

ING. XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIERREZ, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2024

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

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

TEMA:

**“OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO A
TRAVÉS DE UN SISTEMA DE COMPLETACIÓN CON INYECCIÓN DE
QUÍMICOS A ALTAS TASAS EN EL CAMPO BERMEJO DEL ORIENTE
ECUATORIANO”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

GILDA LISBETH PONGUILLO RAMÍREZ

TUTOR:

ING. XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIERREZ, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2024

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Ing. Marilelis Gutiérrez H, PhD.
DIRECTOR DE CARRERA

Ing. Xavier Vargas G, Msc.
DOCENTE TUTOR

Ing. Carlos Portilla L, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA

Ing. Carlos Malavé C, Msc.
DOCENTE GUÍA DE LA UIC

Ing. David Vega G.
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

A Dios por darme vida, salud y perseverancia durante estos años de vida universitaria, a mis padres Rosa Ramírez y Mario Ponguillo quienes me han ayudado psicológica y económicamente convirtiéndose en un pilar fundamental en esta etapa de mi vida, a mis hermanas que me daban las fuerzas para seguir adelante y no rendirme; por ser mi motivación, por apoyarme y guiarme en todo momento.

Gilda Lisbeth Ponguillo Ramírez.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado “**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO A TRAVÉS DE UN SISTEMA DE COMPLETACIÓN CON INYECCIÓN DE QUÍMICOS A ALTAS TASAS EN EL CAMPO BERMEJO DEL ORIENTE ECUATORIANO**” elaborado por la estudiante **GILDA LISBETH PONGUILLO RAMÍREZ**, egresada de la carrera de Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniera de Petróleos, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio **COMPILATIO**, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con un 2% de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

**CERTIFICADO DE ANÁLISIS**
magister

PONGUILLO

2%
Textos sospechosos

- 1% Similitudes
0% similitudes entre comillas
- 2% Idioma no reconocido
- 0% Textos potencialmente generados por la IA

Nombre del documento: PONGUILLO.docx	Depositante: XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIERREZ	Número de palabras: 5986
ID del documento: c64a087998594feb0fa6efb69dd8d3227a5f1dac	Fecha de depósito: 10/12/2023	Número de caracteres: 39.052
Tamaño del documento original: 243,17 kB	Tipo de carga: interface	
	fecha de fin de análisis: 10/12/2023	

FIRMA DEL TUTOR



Firmado electrónicamente por:
**XAVIER ERNESTO
VARGAS GUTIERREZ**

Ing. Xavier Ernesto Vargas Gutiérrez, MSc.

C.I.: 0906392493

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **GILDA LISBETH PONGUILLO RAMÍREZ**, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO A TRAVÉS DE UN SISTEMA DE COMPLETACIÓN CON INYECCIÓN DE QUÍMICOS A ALTAS TASAS EN EL CAMPO BERMEJO DEL ORIENTE ECUATORIANO”**, 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 de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,

Lisbeth Ponguillo R.

Gilda Lisbeth Ponguillo Ramírez

Autor de Tesis

C.I. 0952920213

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Xavier Vargas, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **“OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO A TRAVÉS DE UN SISTEMA DE COMPLETACIÓN CON INYECCIÓN DE QUÍMICOS A ALTAS TASAS EN EL CAMPO BERMEJO DEL ORIENTE ECUATORIANO”** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por la Srta. **GILDA LISBETH PONGUILLO RAMÍREZ**, egresada 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



Firmado electrónicamente por:
**XAVIER ERNESTO
VARGAS GUTIERREZ**

Ing. Xavier Vargas, MSc.

C.I.: 0906392493

CERTIFICACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

La Libertad, 17 de diciembre de 2023

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, **Del Pezo Reyes Elsa Esmeralda** con cédula de ciudadanía **0910001007**, certifico que he revisado la redacción, estilo y ortografía del contenido del trabajo de integración curricular **"Optimización de la producción de crudo pesado a través de un sistema de completación con inyección de químicos a altas tasas en el campo Bermejo del oriente ecuatoriano."**, elaborado por **Gilda Lisbeth ponguillo Ramírez**, 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 diecisiete días del mes de diciembre de dos mil veintitrés.

Atentamente



Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes

"MAGISTER DE ESCRITURA CREATIVA EN ESPAÑOL"

Número de cédula: 0910001007

Número de celular: 0963137128

Número de registro de SENESCYT: 7241181623

AGRADECIMIENTOS

Un agradecimiento al Ingeniero Romel Erazo que me oriento y brindo ayuda al principio de la realización de este proyecto.

A mi tutor de la Materia Integradora Ingeniero Xavier Vargas, y profesor de la Materia Integradora Ingeniero Carlos Malavé por guiarme y responder las dudas adecuadamente para lograr cumplir los objetivos propuestos.

CONTENIDO

	Pág.
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
CERTIFICACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA.....	viii
AGRADECIMIENTOS	ix
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.2. JUSTIFICACIÓN.....	1
1.3. ANTECEDENTES	2
1.4. HIPÓTESIS DEL TRABAJO.....	4
1.5. OBJETIVOS	4
1.5.1. Objetivo General.	4
1.5.2. Objetivos específicos.....	4
1.6. ALCANCE.....	5
1.7. VARIABLES	5
1.7.1. Variable Dependiente.....	5
1.7.2. Variables Independientes.....	5
1.8. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO BERMEJO	6
1.8.1. Breve reseña del Campo.	6
1.8.2. Ubicación del Campo.	7
1.8.3. Geología del Campo.	8
CAPITULO II: MARCO TEORICO.....	10
2.1. completacion DE POZOS	10
2.2. OPERACIONES DE completacion	10
2.3. COMPLETACIÓN DE POZOS.....	11

2.4.	EQUIPOS BÁSICOS DE COMPLETACIÓN	11
2.5.	TIPOS DE CRUDOS	15
2.5.1.	Crudo liviano.	15
2.5.2.	Crudo medio o mediano.	15
2.5.3.	Crudo pesado.	15
2.5.4.	Crudo extrapesado.	16
2.6.	INYECCION DE QUÍMICOS	16
CAPITULO III: METODOLOGÍA		18
3.1.	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	18
3.1.1.	Tipo de Investigación.	18
3.1.2.	Recopilación de la información.	18
3.1.3.	Técnicas e instrumentos de recolección de datos.	18
3.2.	CÓMO SE INYECTA QUÍMICOS A UN POZO	19
3.2.1.	Proceso de inyección.	20
3.3.	MECANISMO DE INYECCIÓN	20
3.3.1.	Inyección de polímeros.	21
3.3.2.	Inyección de surfactantes.	22
3.3.3.	Inyección de soluciones alcalinas.	23
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS		25
4.1.	INYECCIÓN DE QUÍMICOS A ALTAS TASAS	25
4.2.	FUNCIONAMIENTO DEL ALS POR BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA	25
4.3.	VENTAJAS Y DESAFÍOS DE IMPLEMENTAR UN PCP PARA BOMBEAR QUÍMICOS	26
4.3.1.	Ventajas.	26
4.3.2.	Desventajas.	27
4.4.	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL SISTEMA DE COMPLETACIÓN .	27
4.4.1.	Presupuesto de inversión.	27
4.4.2.	Costo de operación.	30

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	31
5.1. CONCLUSIONES	31
5.2. RECOMENDACIONES.....	32
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	33
ANEXOS	36

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura. - 1. Mapa estructural del Campo Bermejo - (Rivadeneira & Baby, 1999)	6
Figura. - 2. Ubicación geográfica del Bloque Bermejo - Fuente: (TECPECUADOR, 2014).....	7
Figura. - 3. Mapa de campos productivos del Campo Bermejo - Fuente tecpecuador,2014).....	8
Figura. - 4. Sarta de tubería - (González, 2012).	11
Figura. - 5. Empacadura - (Fernandes, 2019).....	12
Figura. - 6. Equipo LAG - (None, 2011).....	12
Figura. - 7. Niples de asentamiento - (Nivela, 2018).	13
Figura. - 8. Niples de flujo - (Catanaima, 2020).....	14
Figura. - 9. Botella - (Pirela, 2018).....	15
Figura. - 10. Diagrama de crudo pesado - (Arenas, 2011).	16
Figura. - 11. ilustración de inyección de químicos - (Guevara, 2017).	17
Figura. - 12. Esquema del proceso de inyección de polímeros Fuente: PDVSA-CIED, 1998.	22
Figura. - 13. Esquema del proceso de inyección de surfactantes. Fuente: PDVSA-CIED, 1998.	23
Figura. - 14. Esquema del proceso de inyección de soluciones alcalinas. Fuente: PDVSA-CIED, 1998.	24
Figura. - 15. Reporte de producción	37
Figura. - 16. Perfiles de tanques de almacenamiento	38
Figura. - 17. Aspectos de la inyección de agua.....	39

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Criterios de selección de desarrollo de proyectos con estos métodos.	21
Tabla 2. Presupuesto de inyección	29
Tabla 3. Costo de operación	30

“OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO A TRAVÉS DE UN SISTEMA DE COMPLETACIÓN CON INYECCIÓN DE QUÍMICOS A ALTAS TASAS EN EL CAMPO BERMEJO DEL ORIENTE ECUATORIANO”

Autor: Ponguillo Ramírez Gilda

Tutor: Ing. Vargas Gutiérrez Xavier, MSc

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo proponer el uso de un sistema de completación óptimo para bombear químicos a altas tasas en pozos petroleros de crudo pesado del campo Bermejo, con el fin de mejorar la eficiencia de producción y la recuperación de hidrocarburos de manera segura y efectiva, mediante el análisis de información de los pozos perforados en el campo Bermejo, logrando determinar que el proyecto es rentable. En los resultados obtenidos en la inyección de químicos representa un gran reto técnico de suma importancia en producción del campo en el Ecuador, así mismo el sistema ASL por bombeo de cavidad progresiva para bombear químicos a altas tasas de producción en los pozos de manera eficaz. Las recomendaciones que se pueden dar son: La aplicación de estos sistemas son de mayor importancia ya que nos pueden ayudar con las diferentes operaciones que se pueden dar dentro de la producción de pozos con altas tasas, ya que estos sistemas de PCP tienen una función directa a las cavidades o a las líneas de sellos permitiendo que el fluido entre las mismas cavidades pueda desplazarse.

PALABRAS CLAVE: (inyección de químicos, producción a altas tasas)

**“OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO
A TRAVÉS DE UN SISTEMA DE COMPLETACIÓN CON
INYECCIÓN DE QUÍMICOS A ALTAS TASAS EN EL CAMPO
BERMEJO DEL ORIENTE ECUATORIANO”**

Autor: Ponguillo Ramírez Gilda

Tutor: Ing. Vargas Gutiérrez Xavier, MSc

ABSTRACT

The objective of this work is to propose the use of an optimal completion system to pump chemicals at high rates in heavy crude oil wells of the Bermejo field, in order to improve production efficiency and hydrocarbon recovery in a safe and effective manner, through the analysis of information from the wells drilled in the Bermejo field, determining that the project is profitable. The results obtained in the injection of chemicals represent a great technical challenge of utmost importance in field production in Ecuador, likewise the ASL system by progressive cavity pumping to pump chemicals at high production rates in the wells effectively. The recommendations that can be given are: The application of these systems is of greater importance since they can help us with the different operations that can occur within the production of wells with high rates, since these PCP systems have a direct function. to the cavities or seal lines allowing the fluid between the same cavities to move.

KEYWORDS: *(chemical injection, high-rate production)*

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La industria petrolera se caracteriza por la necesidad de tomar importantes decisiones de inversión bajo numerosas incertidumbres. La completación es una de esas decisiones importantes a tomar, ya que es una operación que abarca todas las actividades entre la perforación propiamente dicha y la puesta en producción del pozo.

La completación de un pozo petrolero es la implementación de una conexión segura entre el yacimiento y la superficie para efectos de producción e inicia tras concluir la última etapa de perforación y en su caso haber sido cementada la tubería de revestimiento de explotación (Rivas Martínez y otros, 2020).

Es necesario desarrollar un sistema de completación de pozos que pueda manejar las altas tasas de producción. El objetivo es evitar que las altas tasas de producción dañen el pozo y el sistema de producción. El diseño de la completación debe ser capaz de controlar el flujo de manera eficiente, evitar la acumulación de arena y prevenir la obstrucción del pozo. También debe ser capaz de resistir la corrosión y mejorar la eficiencia de producción.

Es importante destacar que la inyección de productos químicos es una técnica crucial en la industria petrolera para mejorar la producción y la recuperación de hidrocarburos. Sin embargo, el bombeo de químicos a altas tasas puede plantear desafíos significativos en términos de eficiencia y confiabilidad del sistema de completación considerando nuestro caso de estudio. Este estudio se enfocará en el diseño de un sistema de completación optimizado para bombear químicos a altas tasas en pozos petroleros.

1.2. JUSTIFICACIÓN

El objetivo principal de la perforación de un pozo es localizar y producir hidrocarburos de manera segura y rentable una vez que se ha completado el proceso de perforación. La completación del pozo es una etapa crítica que implica acondicionar el pozo mediante la instalación de tuberías de producción y accesorios adecuados para facilitar el

flujo de hidrocarburos de manera óptima hacia la superficie (Rivas Martínez y otros, Terminacion en pozos multilaterales , 2020)

En este contexto, un aspecto fundamental es el diseño de un sistema de completación eficiente que permita la inyección de químicos a altas tasas. Esto resulta crucial para maximizar la eficiencia de la producción de petróleo y mejorar la recuperación de hidrocarburos. Un sistema de completación bien diseñado y optimizado puede contribuir significativamente a aumentar la productividad y la rentabilidad de la explotación de un campo petrolero.

Los resultados obtenidos a través de este estudio proporcionarán una guía práctica para las compañías petroleras y los equipos de ingeniería. Esta guía les permitirá seleccionar los materiales más adecuados para el sistema de completación, optimizar la eficiencia de la inyección de químicos y garantizar la integridad del conjunto de completacion. De esta manera, se podrá mejorar la productividad del pozo y optimizar el proceso de producción de hidrocarburos.

Además, al considerar la importancia del tema, esta investigación también puede impulsar la innovación en el diseño de sistemas de completación, fomentando el desarrollo de nuevas tecnologías y prácticas que mejoren la eficiencia y sostenibilidad de la producción de petróleo.

En resumen, el estudio sobre la optimización de la completación de pozos con el fin de bombear químicos a altas tasas busca contribuir significativamente a la industria petrolera al ofrecer un enfoque técnico y práctico para mejorar la eficiencia y la rentabilidad en la producción de petróleo. Al proporcionar recomendaciones y directrices, este proyecto puede marcar una diferencia en la forma en que se abordan las operaciones de completación y, en última instancia, beneficiar tanto a las compañías petroleras como al entorno económico y ambiental en el que operan.

1.3. ANTECEDENTES

La completación ideal minimiza los costos iniciales y de explotación y proporciona la vía de flujo más eficaz para el fluido desde el yacimiento hasta la superficie.

Adejoke et al. en 2017, en este estudio realizaron un diseño de completación de pozo de gas, en el que consideraron 3 diseños. La primera opción fue una completación única en un yacimiento, lo descartaron porque no presentaba buenas rentabilidades económicas debido a que al ser un diseño simplista el pozo se dirigirá a un solo yacimiento y al momento de producción habría que perforar un pozo por yacimiento. La segunda opción planteada era una completación de zona doble/múltiple con producción secuencial de cada yacimiento, en esta completación el pozo puede completarse en más de un yacimiento siendo la producción secuencial, tampoco presenta una buena perspectiva económica ya que obtener el valor total del pozo llevaría mucho más tiempo. Por último, la tercera opción presentada fue una completación de zonas múltiples con producción simultánea/mezclada de todos los yacimientos (inteligente), que fue la opción elegida ya que presentaba las mejores perspectivas económicas para explotar los yacimientos, consistía en terminar el pozo en varias zonas y que todas ellas produjeran al mismo tiempo de forma combinada logrando así que el pozo pueda producir más diariamente y también acumulativamente durante un periodo más largo.

En 2010 Young et al., hicieron la primera aplicación de PCP en superficie en el talud norte de Alaska, se describe una prueba de producción de petróleo pesado en frío con arena (CHOPS) la cual consistía en poner a producir un pozo utilizando una PCP accionado desde la superficie con un manómetro de fondo de pozo para controlar la BHP y la presión de descarga de la bomba. Una vez puesta en marcha la prueba, tras 3 semanas con buen funcionamiento produciendo petróleo con 11° y 12° API, la capacidad del pozo se vio limitado por unos valores de par de torsión en superficie superiores a los previstos, producto de pretender retirar el tapón de arena originado por el desplazamiento de un gran volumen de agua al interior del pozo. Realizaron pruebas de seguimiento con petróleo producido en el pozo y obtuvieron datos para mejorar la predicción del par de varilla.

Pena en 2019 desarrollo un modelo de completación para el monitoreo de EOR en pozos con crudo pesado y extrapesado en el yacimiento la Faja del Orinoco, realizó una simulación por ordenador en cuatro etapas para predecir los límites de fallo mecánico, en el que se obtuvo un modelo de diseño de completación utilizando tubería aislada por vacío (VIT) el cual permitió un mínimo del 75% de calidad del vapor dada una calidad del vapor de entrada del 80%. El nuevo modelo de completación de pozos termales permitirá monitorear las condiciones de la inyección, tubería, revestimiento y efectividad de la

inyección en el sistema en el que se aplica el proceso cíclico y ajustado a pozos de la Faja del Orinoco.

Ur Rehman & Abdelbary en 2022, presentaron un diseño de levantamiento de petróleo pesado en el que por sus características el mejor ALS a seleccionar fue el bombeo hidráulico donde la bomba jet seleccionada fue diseñada según la caracterización del pozo 8D (pozo de estudio), iniciaron la producción y los resultados fueron óptimos produciendo 500 BPD con un corte de agua del 14% aproximadamente. El costo de instalar la bomba jet fue menor a \$10 000 y el período de recuperación del operador fue más corto.

En el presente año (2023) Korish et al., presentan las implicaciones del gas lift sobre los yacimientos de petróleo pesado. En su estudio una de las conclusiones fue que el factor que mayor desafío presenta para este ALS aplicado a crudo pesado es el bajo GOR típico que se manifiesta en este tipo de crudo.

1.4. HIPÓTESIS DEL TRABAJO

El bombeo de químicos a altas tasas de flujo de manera eficiente permite la reducción de los tiempos de operación y mejora la productividad del proceso.

1.5. OBJETIVOS

1.5.1. Objetivo General.

Proponer el uso de un sistema de completación óptimo para bombear químicos a altas tasas en pozos petroleros de crudo pesado del campo Bermejo, con el fin de mejorar la eficiencia de producción y la recuperación de hidrocarburos de manera segura y efectiva.

1.5.2. Objetivos específicos.

- Realizar una revisión exhaustiva de la literatura técnica y científica relacionada con la inyección de químicos en pozos petroleros y los desafíos asociados con altas tasas de inyección.

- Investigar y comprender el funcionamiento del ALS por bombeo de cavidad progresiva (PCP).
- Analizar las ventajas y desafíos de la implementación de PCP para bombear químicos a altas tasas en pozos petroleros.
- Realizar un análisis económico de la aplicación del sistema de completación al campo.

1.6. ALCANCE

El propósito de este proyecto radica en llevar a cabo el diseño de una completación altamente eficaz que garantice una producción segura y eficiente a lo largo de toda la vida útil del pozo. Se busca reducir al máximo la necesidad de realizar intervenciones de mantenimiento o recuperación, optimizando así los costos operativos y mejorando la rentabilidad del proyecto petrolero.

Para lograr este objetivo, es esencial considerar y abordar de manera proactiva posibles problemas operativos y ambientales que puedan surgir durante la explotación del pozo. Factores como la corrosión, la formación de incrustaciones o la posible contaminación del fluido de producción son situaciones que pueden afectar negativamente el rendimiento y la integridad del sistema de completación.

1.7. VARIABLES

1.7.1. Variable Dependiente.

- Sistema de completación

1.7.2. Variables Independientes.

- Eficiencia en producción y recuperación de hidrocarburos

1.8. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO BERMEJO

1.8.1. Breve reseña del Campo.

El campo Bermejo fue descubierto por Texaco, operadora del Consorcio Texaco-Gulf, el 29 de abril de 1967, con la perforación del pozo Bermejo Norte 1, este campo alcanzo la profundidad de 4,310 ft y fue completado el 25 de mayo de ese mismo año. Tuvo producción de has en Hollín Superior alcanzando 1,010 BPPD de 36° API de Hollín Inferior (Rivadeneira y Baby 1999).

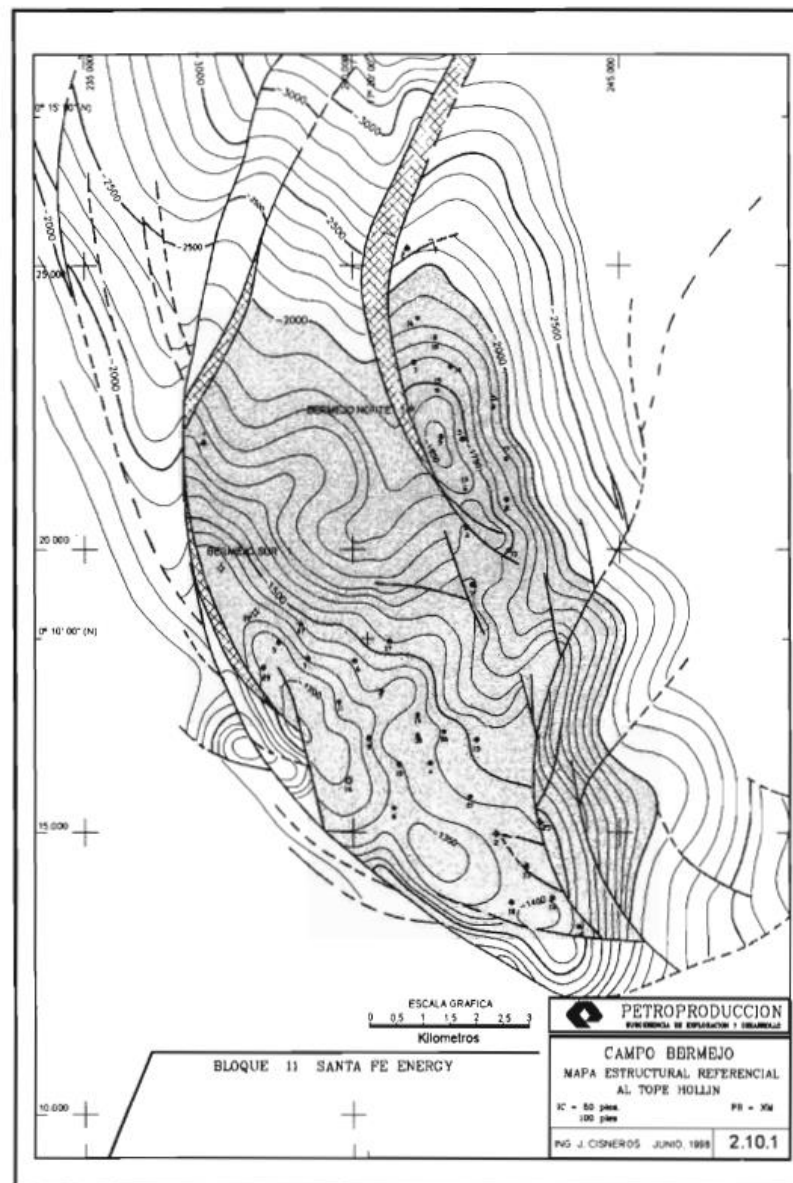


Figura. - 1. Mapa estructural del Campo Bermejo - (Rivadeneira & Baby, 1999)

1.8.2. Ubicación del Campo.

El bloque Bermejo se ubica en la cuenca oriental del distrito amazónico ecuatoriano, en el Cantón Cáscales, Provincia de Sucumbíos, a 54 km al oeste de la ciudad de Nueva Loja (Lago Agrio), a 250 km al Este de la ciudad de Quito, y a 25 km al sur de la frontera con Colombia (figura 2). Con una superficie de 61.100 Has, está emplazado en el sector NO de la Cuenca del Oriente Ecuatoriano, Subcuenca de Napo. La topografía del área es irregular con cerros y quebradas profundas, pero con buen acceso por carretera (Sisa, 2014).



Figura. - 2. Ubicación geográfica del Bloque Bermejo - Fuente: (TECPECUADOR, 2014)

1.8.3. Geología del Campo.

Dentro del Bloque Bermejo, se han desarrollado a la fecha cuatro campos productores de petróleo los cuales se describen a continuación (figura 3) (Lozada, 2020):

- Campo Bermejo Sur: Estructura Anticlinal con niveles productores en la Fm Hollín y Basal Tena.
- Campo Bermejo Norte: Estructura Anticlinal productora de Hollín, Napo y Basal Tena.
- Campo El Rayo: Trampa estratigráfica ubicada en el Flanco Norte de la estructura de Bermejo Sur, con niveles productores en la Fm. Napo y Basal Tena.
- Campo Bermejo Este: Trampa estratigráfica ubicada en el Flanco Este de la estructura de Bermejo Sur, con niveles productores en la Fm. Basal Tena.

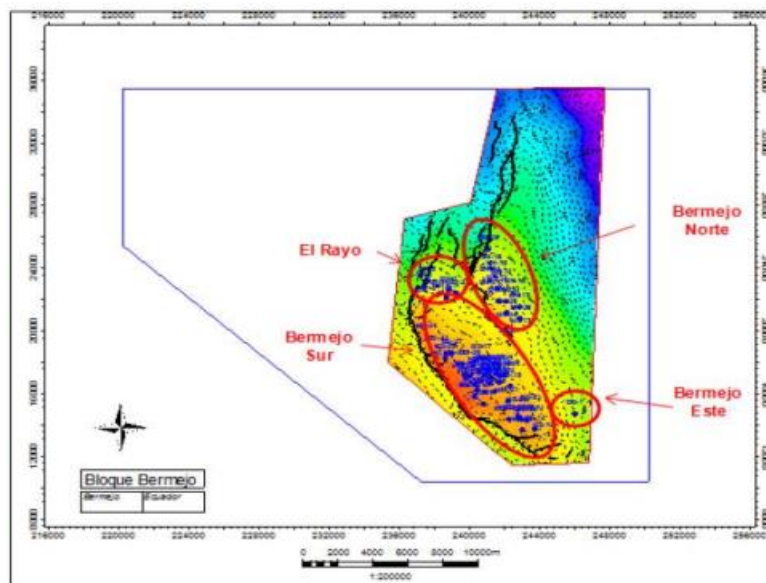


Figura. - 3. Mapa de campos productivos del Campo Bermejo - Fuente tecpecuador,2014)

- a) **Estructura.** Los anticlinales Bermejo constituyen la parte de una estructura en flor, asociados a la gran falla del Frente Subandino. La estructura tiene una edad maastrichtiana como evidencia el cambio de espesores entre su parte oriental alta y el lado occidental hundido, que indica un crecimiento sin-sedimentario de la misma al tiempo Tena Inferior. El levantamiento Bermejo está siendo afectado con la última reactivación tectónica, que ha provocado la erosión hasta niveles Terciarios. El

anticlinal principal conocido como Bermejo Sur está limitado por una falla con forma de medialuna, de orientación NNE-S-SSE, y el anticlinal Bermejo Norte está limitado al occidente por otra falla paralela que se extingue en dirección sur (Rivadeneira y Baby s. f.).

CAPITULO II: MARCO TEORICO

2.1. COMPLETACION DE POZOS

La completacion de un pozo petrolero es la implementación de una conexión segura entre el yacimiento y la superficie para efectos de producción e inicia tras concluir la última etapa de perforación y en su caso haber sido cementada la tubería de revestimiento de explotación. La finalidad de la completacion de pozos es su acondicionamiento a fin de obtener la producción optima de hidrocarburos a un bajo costo, aplicando las mejores prácticas al introducir equipos adecuados de acuerdo con las condiciones del yacimiento. El éxito en la implementación de una completacion se determina por una buena planeación y una eficaz ejecución de esta, todo esto requiere de información directa o indirecta del yacimiento como muestras de núcleo, el canal, pruebas de formación, registros geofísicos, pruebas PVT, etc. Y de características propias del pozo y de los fluidos(Rivas Ismael – Martínez Julio – Licona Enrique, 2020).

2.2. OPERACIONES DE COMPLETACION

Las operaciones de completacion de pozo se clasifican de la siguiente manera (Arancibia, s. f.):

- Revestir el pozo
- Correr registros
- Analizar registros
- Ubicar zonas de producción
- Pruebas de producción
- Vida productiva del pozo
- Tratamiento especial
- Bajar arreglo final

2.3.COMPLETACIÓN DE POZOS

La completación es un conjunto de trabajos que se realizan en un pozo después de perforar o durante la reparación, para dejarlos en condiciones de producir eficientemente los fluidos de la formación o destinarlos a otros usos, como inyección de agua o gas. El objetivo principal en la completación de un pozo es obtener el índice de productividad óptimo durante su vida productiva. Los trabajos pueden incluir el revestimiento del intervalo productor con tubería lisa, la realización de empaques con grava o el cañoneo del revestidor y finalmente la instalación de la tubería de producción (Duarte, s. f.).

2.4. EQUIPOS BÁSICOS DE COMPLETACIÓN

Tienen como finalidad llevar los fluidos desde la formación productora hasta el cabezal del pozo en forma segura para el personal y la instalación (Rodríguez Luis, 2014):

- a) *Sarta de tubería*: Uno de los aspectos más importantes en las operaciones de perforación es la adecuada selección de tuberías. La capacidad para resistir presiones y cargas bajo determinadas condiciones de funcionamiento es un factor muy importante para la seguridad y economía de perforación y producción del pozo.

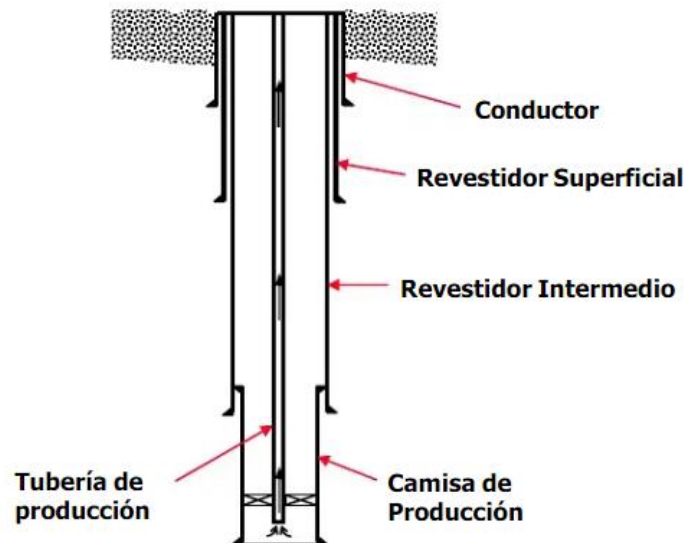


Figura. - 4. Sarta de tubería - (González, 2012).

- b) **Obturador o empacadura.** Son aquellas que se bajan con la tubería de producción o tubería de perforación y se pueden asentar: por compresión, mecánica e hidráulicamente. Después de asentadas pueden ser desasentadas y recuperadas con la misma tubería. Las empacaduras recuperables son parte integral de la sarta de producción, por lo tanto, al sacar la tubería es necesario sacar la empacadura (Aguirre Eduardo, s. f.).

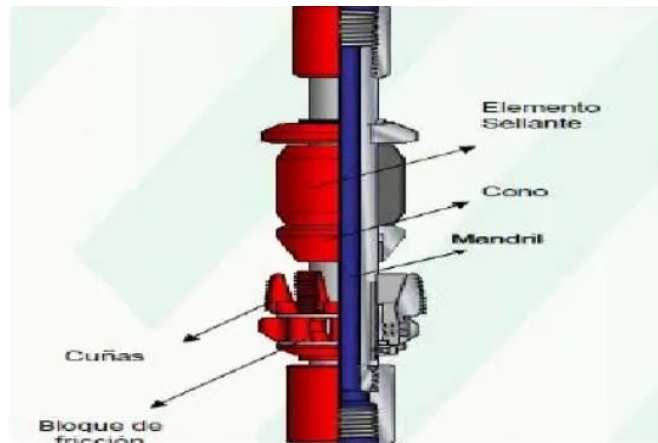


Figura. - 5. Empacadura - (Fernández, 2019)

- c) **Equipo de LAG.** Estos forman parte de la tubería de producción y en ellos se instalan las válvulas que servirán para realizar el levantamiento artificial por gas a las profundidades requeridas admitiendo el gas en la tubería (Pérez Nico, 2020).



Figura. - 6. Equipo LAG - (None, 2011)

d) **Niples de asentamiento.** Un componente de la completación fabricado como una sección corta de tubular de paredes gruesas con una superficie interna trabajada que proporciona un área de sello y un perfil de fijación. Los nipples de asentamiento se incluyen en la mayoría de las completaciones, a intervalos predeterminados, para permitir la instalación de dispositivos de control de flujo, tales como tapones y estranguladores. Generalmente se utilizan tres tipos básicos de nipples de asentamiento: nipples de restricción interior, nipples de asentamiento selectivo y nipples con orificios o con válvulas de seguridad (Schlumberger, 2023).

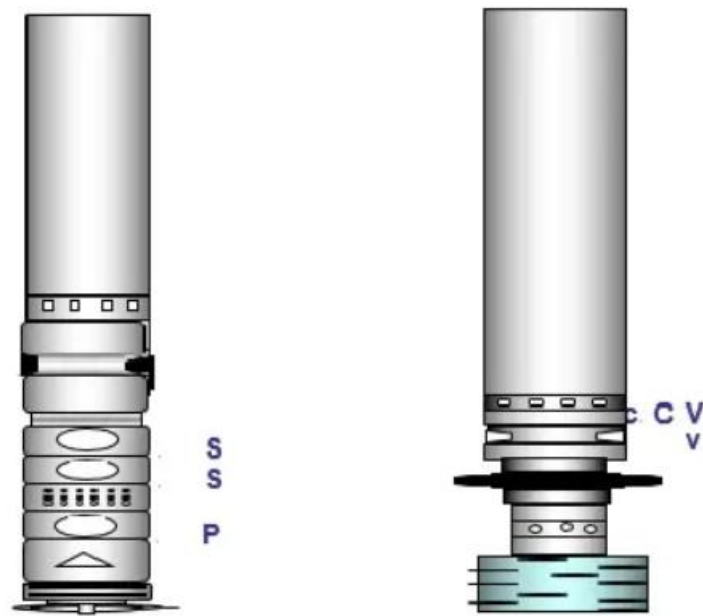


Figura. - 7. Niples de asentamiento - (Nivela, 2018).

e) **Niples de flujo.** Los nipples de flujo se instalan por debajo y por encima de algunos componentes en la tubería para protegerlos de daños causados por la erosión. Generalmente están disponibles en tamaños e 4 a 10 pies de longitud y son contruidos de tubería pesada, estas secciones de tubería sirven para la controlar la turbulencia de los fluidos y evitar que erosionen la parte interna de la tubería (Catanaima Génesis, 2020).

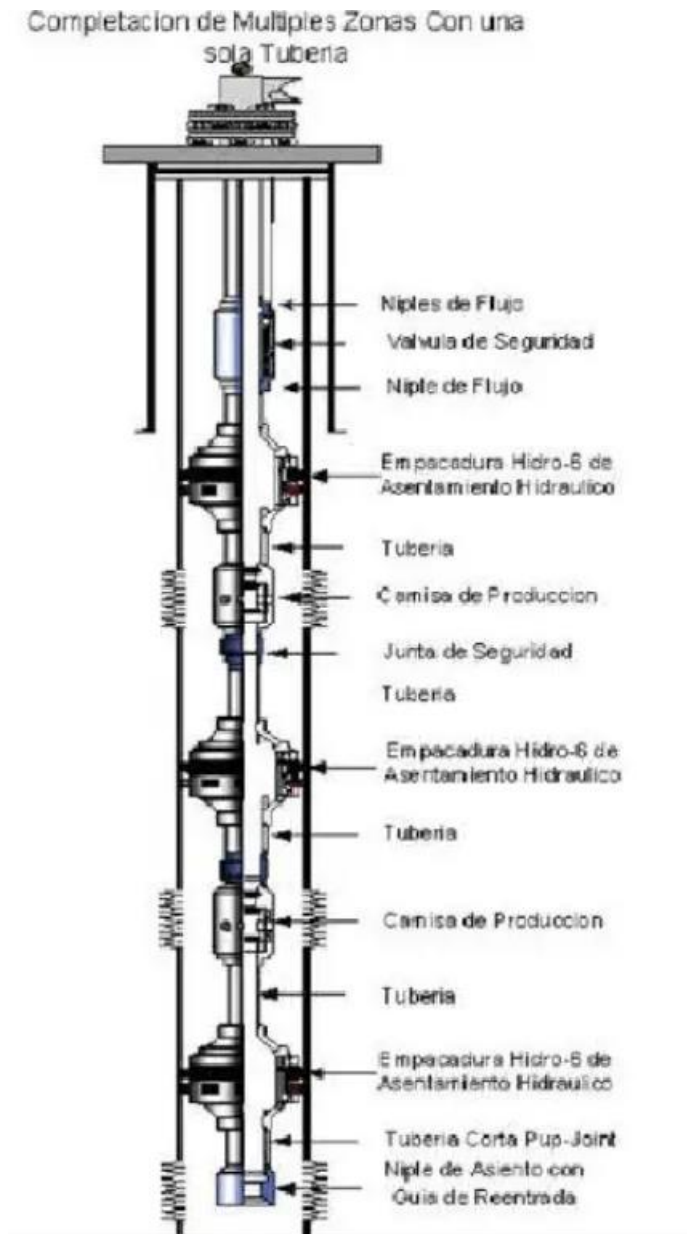


Figura. - 8. Niples de flujo - (Catanaima, 2020)

- f) **Botellas.** Las botellas del acumulador proporcionan la forma de guardar bajo presión, la totalidad de la cantidad de flujo presión, la totalidad de la cantidad de fluido hidráulico necesario para operar todos los componentes de la BOP y efectuar rápidamente los cierres requeridos. Se pueden conectar entre si con el fin de que se suministren el volumen necesario. Estas botellas son pre-cargadas con nitrógeno comprimido (usualmente de 750 a 1000psi) (Ingeniería Petrolera, 2015).



Figura. - 9. Botella - (Pirela, 2018)

2.5. TIPOS DE CRUDOS

2.5.1. Crudo liviano.

Con grado API mayor a 31,1, contiene grandes concentraciones de hidrocarburos de bajo peso molecular, lo cual hace fácil de transportar, con este tipo de petróleo, se busca para obtener la mayor cantidad de combustible posible en forma de diésel, queroseno y gasolina (Nava Melvin, 2014).

2.5.2. Crudo medio o mediano.

Tiene gravedad API entre 22,3 y 31,1°. El petróleo crudo dulce es un tipo de petróleo que se llama así, si contiene menos del 0.5% de azufre, en comparación con un mayor nivel de azufre. Un bajo contenido de azufre en el petróleo es procesado comúnmente para hacer gasolina y tiene gran demanda (Pozos petroleros, s. f.).

2.5.3. Crudo pesado.

Es cualquier tipo de petróleo crudo que no fluye con facilidad. Se lo denomina “pesado” debido a que su densidad o peso específico es superior a la del petróleo ligero. El

crudo pesado se ha definido como cualquier licuado de petróleo con un índice API inferior a 20°, lo que significa que su densidad relativa es superior a 0,933. Este resultado del petróleo crudo pesado es una degradación por estar expuesto a bacterias, el agua o el aire, como consecuencia, la pérdida de sus fracciones más ligeras, dejando atrás sus fracciones más pesadas (Ferrer, 2010).

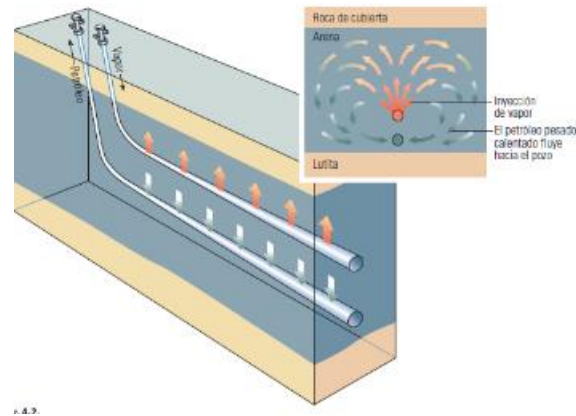


Figura. - 10. Diagrama de crudo pesado - (Arenas, 2011).

2.5.4. Crudo extrapesado.

Tipo de petróleo con menos 10° API, que es la gravedad del agua. Este tipo de crudo, si bien fluye en las condiciones naturales del yacimiento, en la superficie a la temperatura ambiental y a la presión atmosférica, se vuelve pastoso. De allí que se califica también como petróleo no convencional, ya que el petróleo convencional es líquido dentro del yacimiento y en la superficie (Servidor Alicante, 2016).

2.6. INYECCION DE QUÍMICOS

Termino general para los procesos de inyección que emplean soluciones químicas especiales para mejorar la recuperación de petróleo, eliminar daños en la formación, limpiar disparos o perforaciones o capas de la formación bloqueados, reducir o inhibir la corrosión, mejorar el petróleo crudo o abordar problemas de aseguramiento del flujo del petróleo crudo. La inyección puede realizarse de manera continua, por lotes, en pozos de inyección o, a

veces, en pozos productores. Los sistemas de inyección de productos químicos consisten típicamente en varios servicios químicos con sus correspondientes tanques de almacenamiento o recipientes a presión con comportamiento múltiples. Los productos químicos se transfieren desde el tanque hasta el punto de inyección por medio de bombas de inyección (Schulumberger, 2023).

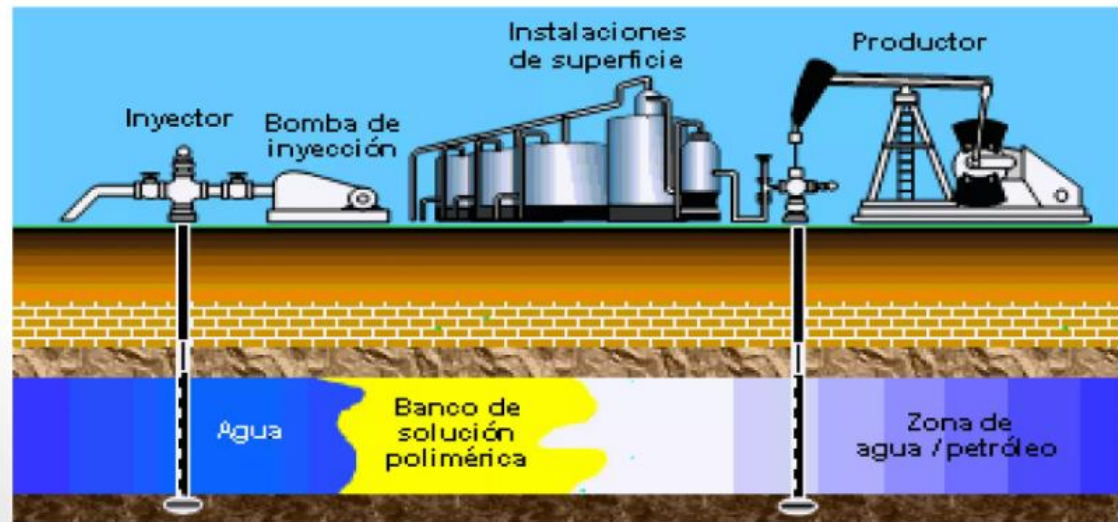


Figura. - 11. ilustración de inyección de químicos - (Guevara, 2017).

CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1. Tipo de Investigación.

Dado que el objetivo del estudio fue proponer el uso de un diseño de sistema de completación para bombear químicos a altas tasas, se recurrió a un diseño de investigación de tipo descriptivo para definir el procedimiento que llevara a la elección de los mejores materiales para el diseño de completación.

Se considera como investigación descriptiva aquella en que, como lo describe Bernal (2010), “se reseñan las características o rasgos de la situación o fenómeno objeto de estudio”.

3.1.2. Recopilación de la información.

El proyecto se desarrolló utilizando un marco metodológico con un enfoque cualitativo ya que se ajusta mejor a las características y necesidades de la investigación.

- a) **Población y muestra.** La población de estudio se conformó por los pozos ya perforados pertenecientes al campo bermejo. Y como muestra se utilizaron los datos de pozos que presentaban baja producción.

3.1.3. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.

Para realizar este estudio se efectuó una revisión de la literatura técnica y científica como: artículos, tesis y libros.

- a) **Instrumentos de recolección de datos.**

- **Recopilación de información de los pozos**

Se recopila la información de los datos de presión y temperatura del fluido y del fondo del pozo.

- **Análisis y características del pozo**

Se analiza las características del pozo ya que en función de estas se realiza el diseño de completación.

- **Elección del ALS**

Se debe revisar el historial de los pozos y los sistemas de levantamiento artificial que se han implementado y en base a eso, seleccionar el sistema más adecuado.

- **Elección de la configuración del sistema de tuberías**

Se define la disposición y diseño de las tuberías, incluyendo el diámetro, la longitud, las curvas, las válvulas y otros accesorios utilizados para transportar el crudo a través del sistema de completación.

- **Análisis económico**

Una vez seleccionado cada componente del nuevo diseño de completación, se realiza el análisis económico del diseño y así poder definir si es rentable su aplicación.

3.2. CÓMO SE INYECTA QUÍMICOS A UN POZO

La mayoría de los crudos pesados no son del todo recuperables a través de métodos de producción convencionales por sus propiedades físicas, por lo que en ocasiones es necesario la implementación de técnicas como son los sistemas artificiales y producción (SAP), inyección continua de químicos o inyección de vapores para incrementar la producción de estos en superficie. De acuerdo con las propiedades del crudo pesado, las

condiciones del yacimiento y los ritmos de explotación estos son más susceptibles a presentar problemas de emulsión a comparación de los crudos ligeros, lo que complica aún más su explotación. Cerca del 80% de los crudos explotados alrededor del mundo existen en estado emulsionado (Gómez Martínez, 2021)

3.2.1. Proceso de inyección.

En el proceso de inyección de químicos, una solución que contiene agua, polímeros y un agente entrecruzador, es inyectada a las zonas de alta permeabilidad. Una vez realizados el proceso de inyección, por efectos del agente entrecruzador, el cual es una sustancia química que genera el proceso de formación, ocurre la reacción con la solución polimérica formándose un fluido con una viscosidad muy alta que lo hace esencialmente inmóvil, este queda atrapado en las zonas con alta permeabilidad cercanas al pozo inyector y actúa como un reductor de la permeabilidad de la roca.

El proceso de formación depende del sistema químico usado, la forma de mezclar sus componentes y la velocidad de la reacción química. Se pueden inyectar los químicos mezclados en superficie o ser inyectados por separados de forma secuencial, esto depende si la reacción ocurre en el camino de superficie a subsuelo o lo más común, que ocurra en el yacimiento. El tiempo necesario para que ocurra la reacción química que genera la formación es variable, dependiendo del tipo de agente entrecruzador, la concentración y otras variables del sistema como la temperatura y la resistencia a fluir, por esto, el volumen de reactivos bombeado debe ser diseñado para ser compatible con estas características.

3.3. MECANISMO DE INYECCIÓN

La introducción de productos químicos a un pozo consiste en la inyección de agua de baja salinidad o de contenidos salinos determinados por adición a las mismas y cantidades específicas (preflush) para producir un buffer acuoso compatible entre el reservorio de alta salinidad y las soluciones químicas, las cuales pueden ser adversamente afectadas por las sales en solución (Andrade, 2019)

Los métodos químicos incluyen:

- ✓ Inyección de polímeros y soluciones micelares poliméricas.
- ✓ Procesos de inyección de surfactantes.
- ✓ Inyección de soluciones alcalinas o aditivos alcalinos combinados con mezclas de álcali-surfactante o álcali-surfactante-polímero (ASP).

Tabla 1. Criterios de selección de desarrollo de proyectos con estos métodos.

Método	°API	μ (cP)	K (mD)	T (°F)
Inyección de polímeros	15-40	<35	>10	<160
Inyección de surfactantes	25-40	<15	<500	<150
Inyección de soluciones alcalinas	15-35	<150	<1000	<200

3.3.1. Inyección de polímeros.

El principio básico que sigue este método es que el agua puede hacerse más viscosa a partir de la adición de un polímero salubre en agua, lo cual conduce a una mejoría en la relación de movilidad agua/petróleo y de esta manera se puede mejorar la eficiencia e barrido y por tanto un mayor porcentaje de recuperación. Se deben escoger polímeros que a bajas concentraciones y a condiciones de yacimientos mantengan una alta viscosidad, no sean susceptibles de degradación y sean estables térmicamente. Se debe tomar en cuenta que la movilidad disminuye con el aumento de la salinidad del agua, producto de la alta concentración de iones divalentes como Ca^{+2} y Mg^{+2} . En lo que se refiere a la degradación, su efecto principal es una reducción de la viscosidad que trae como consecuencia directa una alteración de la movilidad y con esto la eficiencia el barrido del yacimiento (Román Romero, 2022)

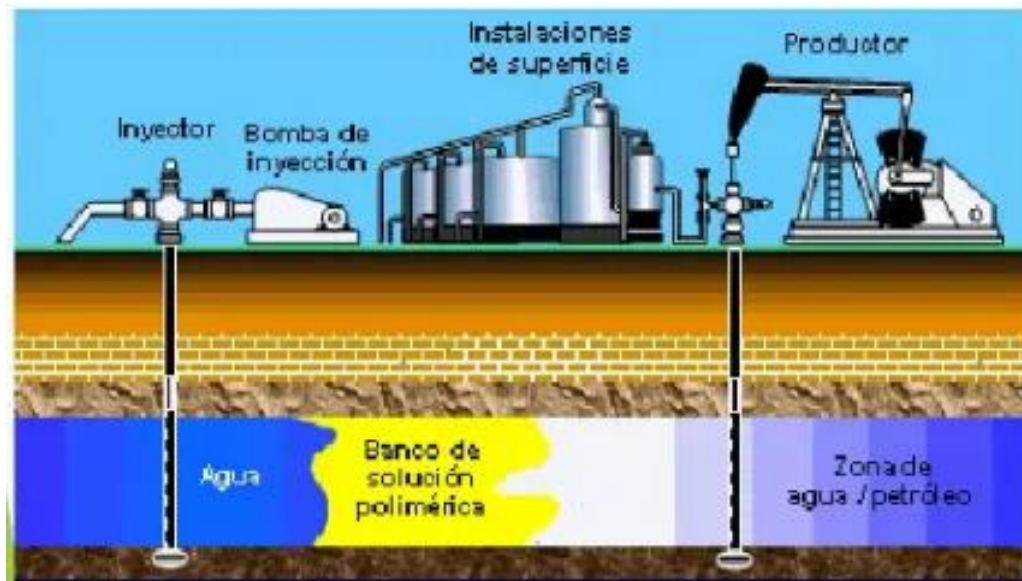


Figura. - 12. Esquema del proceso de inyección de polímeros Fuente: PDVSA-CIED, 1998.

3.3.2. Inyección de surfactantes.

El objetivo principal de este método es disminuir la tensión interfacial entre el crudo y el agua para desplazar volúmenes discontinuos de crudo atrapado, generalmente después de procesos de recuperación por inyección de agua. Consiste en un proceso de inyección de múltiples batch, incluyendo la inyección de agentes químicos con actividad superficial (tensoactivos o surfactantes) en el agua. Dichos aditivos químicos reducen las fuerzas capilares que atrapan el crudo en los poros de la roca de formación. El tapón de superficie desplaza la mayoría del crudo en los poros del volumen contactado del yacimiento, formando un blanco fluyente de agua/petróleo que se propaga delante del batch o tapón de surfactante (Morales, 2010).

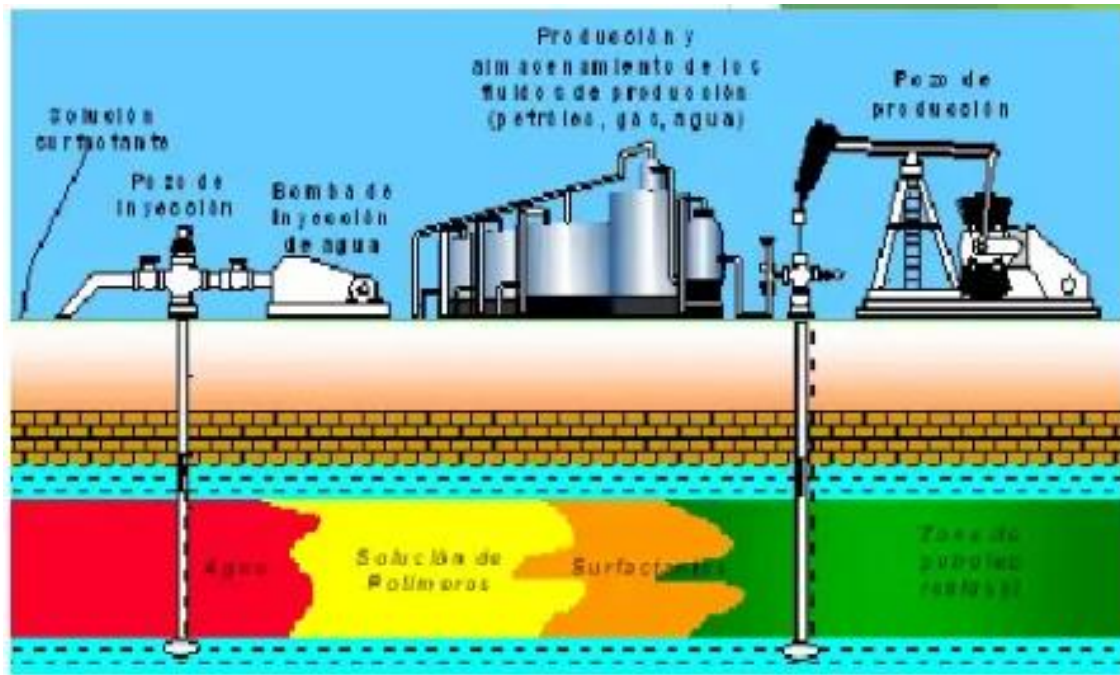


Figura. - 13. Esquema del proceso de inyección de surfactantes. Fuente: PDVSA-CIED, 1998.

3.3.3. Inyección de soluciones alcalinas.

Este método consiste en la inyección de soluciones causticas o alcalinas en la formación. Estos reactivos químicos reaccionan con los ácidos orgánicos presentes naturalmente en los crudos con lo cual se logra generar o activar surfactantes naturales que traen como consecuencia directa mejoras en la movilidad del crudo a través del yacimiento y hacia los pozos productores, bien sea por reducción de la tensión interfacial, por un mecanismo de emulsificación espontanea o por cambios en la mojabilidad. Aun cuando este método ha resultado ser eficiente para crudos con altos contenidos de ácidos orgánicos, uno de los mayores problemas de este proceso es la relación química de las soluciones alcalinas con los minerales de la formación, fenómeno que se conoce como formación de escamas y consumo de álcali, producido por la interacción del aditivo químico con los minerales de la formación (Gomes, 2010).

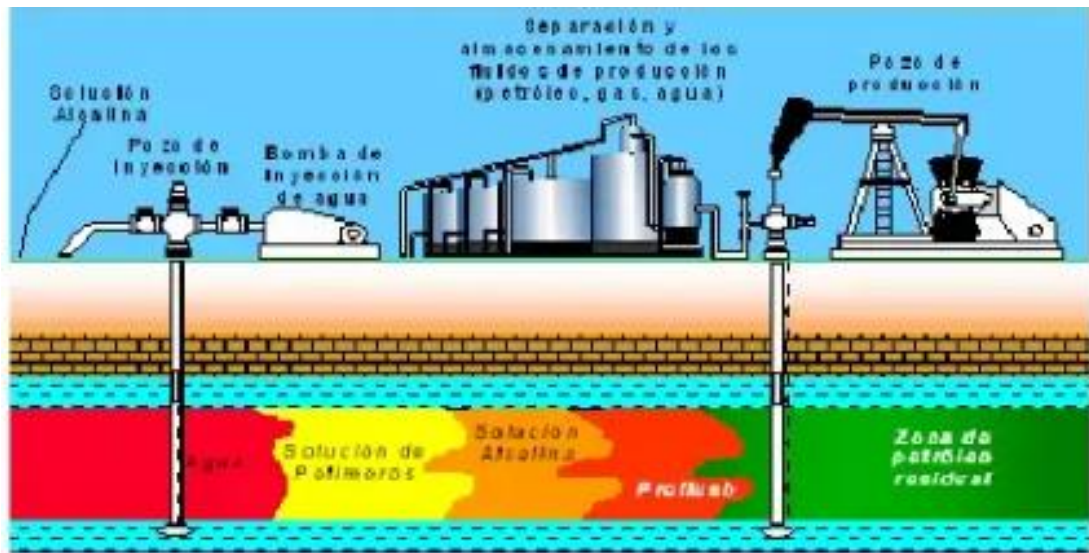


Figura. - 14. Esquema del proceso de inyección de soluciones alcalinas. Fuente: PDVSA-CIED, 1998.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. INYECCIÓN DE QUÍMICOS A ALTAS TASAS

La inyección de químicos a altas tasas de producción en el campo Bermejo representa un gran reto técnico de suma importancia en producción del campo en Ecuador. Las características físicas de los yacimientos, acompañados de la complejidad operativa que exige cada uno de los pozos llevando esfuerzos adicionales para mejorar procesos y perfeccionar estándares. El fin de la inyección de químicos es aumentar la presión y potenciar la recuperación de petróleo a altas tasas de los reservorios y reducir la recirculación en los yacimientos.

La aplicación ayuda a balancear el sistema producción-inyección y disminuir un índice de fallas causados por los contratiempos y consiguientes problemas operativos que puedan corromper la integridad de los pozos. Los resultados de este estudio permitieron continuar con el desarrollo de un sistema de completación para poder bombear químicos a altas tasas de producción en pozos petroleros con el fin de mejorar la eficiencia de producción y a su vez la recuperación de hidrocarburos sea estas de manera segura y efectiva.

4.2. FUNCIONAMIENTO DEL ALS POR BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA

El funcionamiento de un sistema ALS por bombeo de cavidad progresiva para bombear químicos a altas tasas en los pozos de manera eficaz para líquidos muy viscosos debe tener un rango de 60.000 cp en la cabeza del pozo, así mismo puede manejar un alto contenido de arena de hasta un 38% en la succión. A su vez también los sistemas de ALS por bombeo de cavidad progresiva resiste temperaturas elevadas hasta de 160 °C, además el funcionamiento de este reduce el tiempo de respuestas y los costos de reparación, reemplaza el estator quitando solo la sarta de varilla, con la capacidad de liberar la bomba para hacer

circular el líquido o fluido, también es adecuado para la conversión de pozos y para trabajos con acceso a equipos de work over.

Este tipo de sistemas tiene capacidad para manejar un alto contenido de sólidos y un contenido moderado de gas libre, también tiene una excelente resistencia a la abrasión. Los fundamentos de este tipo de sistemas contienen dos componentes uno de ellos es el estator y el otro es el rotor que es una única parte móvil. Su geometría le permite formar dos o más cavidades separadas, lenticular y helicoidal. A medida que el rotor gira hacia la derecha, la cavidad se mueve hacia el lado de escape, provocando un aumento lineal en la presión del lado de escape. Las cavidades comienzan donde la otra termina, siendo separadas por un sello, en la bomba generalmente se producen cavidades de fluidos idénticas y separadas, cuya longitud define el paso del estator.

4.3. VENTAJAS Y DESAFÍOS DE IMPLEMENTAR UN PCP PARA BOMBLEAR QUÍMICOS

4.3.1. Ventajas.

Dentro de ellas tenemos las siguientes:

- Alta eficacia con bajo consumo de energía.
- Bajos costos de inversión.
- Requiere baja presión de entrada de succión de la bomba.
- Alta resistencia a la abrasión.
- Instalaciones y operaciones sencillas.
- Mantenimiento bajo.
- Los equipos de superficie de pequeñas dimensiones.
- Bajo nivel de ruido.

Luego de analizar las ventajas y desafíos de estos sistemas se pudo conocer que los sistemas de PCP tienen muy buenas características que hacen que estos sistemas sean de mayor utilidad con respecto a otros sistemas ALS, unas de sus características más importantes es su alta eficacia y bajo costo de inversión.

4.3.2. Desventajas.

Tenemos las siguientes:

- Capacidades de elevación hasta los 6000 ft o 1850 metros.
- Resistencia a la temperatura hasta los 280°F o 138°C.
- Sumamente sensible a los fluidos producidos.
- Puede operar a bajas capacidades volumétricas cuando se produce gases considerables.
- La tendencia del estator a sufrir daños al momento en el que la bomba está trabajando.
- Desgaste por el contacto de las varillas de bombeo y la tubería de producción, puede ocasionar graves problemas en los pozos direccionales y horizontales.
- Este tipo de sistema están propensos a altas vibraciones en el caso de operar a altas tasas de producción.

Se pudo analizar que los sistemas PCP tienen algunas desventajas en comparación a otros métodos. Unas de las limitaciones más significativas de estos sistemas se refieren a las capacidades de desplazamiento, levantamiento de la bomba y la compatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos producidos, en especial con el contenido de ciertos componentes aromáticos.

4.4. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL SISTEMA DE COMPLETACIÓN

En el presente trabajo se desarrolló un análisis financiero para la implementación de un sistema de inyección a altas tasas de producción.

4.4.1. Presupuesto de inversión.

El presupuesto de inversión estuvo conformado por los costos de materiales, equipos y construcción que se detallan a continuación:

a) Suministro de materiales.

- Tuberías y accesorios.

- Válvulas manuales.
- Válvulas de control.
- Instrumentos.
- Cables eléctricos.
- Cables de control.

b) Suministro de equipos.

- Compresores.
- Depurador.
- Filtro de combustible.
- Filtro para instrumentos.
- Manifold de planta.
- Manifold de inyección.

c) Costos de construcción.

- Obras civiles.
- Obras mecánicas.
- Obras eléctricas.
- Obras de instrumentación.
- Precomisionamiento.
- Comisionamiento.
- Puesta en marcha.

En la tabla 2, se indican los costos de inversión para cada componente del sistema e inyección:

Tabla 2. Presupuesto de inyección

Ítems	Descripción	Monto \$
A	Suministro de materiales	310
	Tuberías y accesorios.	70
	Válvulas manuales	25
	Válvulas de control.	65
	Instrumentos	75
	Cables eléctricos	40
	Cables de control	35
B	Equipos	1735
	Compresores.	1500
	Depurador	50
	Filtro de combustible	35
	Filtro para instrumentos	35
	Manifold de planta	40
	Manifold de inyección	75
C	Construcción	1945
	Obras civiles	250
	Obras mecánicas	1000
	Obras eléctricas	430
	Obras de instrumentación	220
	Precomisionamiento	10
	Comisionamiento	15
	Puesta en marcha	20
	TOTAL	3990

4.4.2. Costo de operación.

Los costos de la operación del sistema de inyección se conformaron por los costos de personal, costos de maquinaria e insumos y los costos por el mantenimiento de quipos que conformen el sistema.

Tabla 3. Costo de operación

	Descripción	Monto \$
A	Planilla de personal	5100
	Líder de operación	1800
	Operador mecánico	1100
	Operador eléctrico	1100
	Operador instrumentista	1100
B	Insumos	1400
	Transporte	1300
	Herramientas	100
C	Mantenimiento	1116
	Compresores	400
	Depurador	150
	Filtro de combustible	150
	Filtro de instrumentos	150
	Manifold de planta	100
	Manifold de inyección	100
	Iluminación	66
	Total	7616

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

La inyección de químicos a altas tasas de producción son un reto de mucha importancia por todo lo que conlleva la puesta en operación de dichos sistemas, representan un reto completo de manera operativa ya que los yacimientos exigen mucho debido a sus diferentes características.

La aplicación de estos sistemas es de mayor importancia por su aporte en diferentes operaciones que se pueden dar dentro de la producción de pozos con altas tasas, ya que estos sistemas de PCP tienen una función directa a las cavidades o a las líneas de sellos permitiendo que el fluido entre por las estas cavidades y pueda desplazarse.

Las ventajas y desventajas de los sistemas PCP nos ayudarán a comprender como debemos usar y en qué momento son de gran ayuda dichos sistemas, con el fin de tener bajos costos de inversión y a su vez de energía, las limitaciones están siendo superadas día a día con el desarrollo de nuevos productos, el mejoramiento de los materiales y el diseño de equipos.

El análisis económico de la aplicación de este sistema es totalmente rentable ya que el presupuesto de inversión para el proyecto es de \$3990 en la inyección de químicos, mientras que en los costos de operación tienen un valor de \$7616, con estos valores obtenidos de manera positiva se puede indicar que la inversión con el transcurso de los años puede ser recuperable.

5.2. RECOMENDACIONES

La inyección de químicos desempeña un papel crucial al permitir ajustar al caudal de manera local o remota con el fin de garantizar que se inyecte la cantidad correcta necesaria del producto, por ende, el uso de la inyección de químicos tiene una gran demanda de fiabilidad y es de fácil mantenimiento en las plataformas.

Se recomienda usar información de alta confiabilidad y que sea verídica sobre el funcionamiento del sistema ALS por bombeo de cavidad progresiva con el fin de tener un diseño eficaz del proyecto a realizar.

Es importante tener en cuenta las ventajas y desventajas de los sistemas, ya que se debe considerar que trabajen dentro de los rangos operacionales establecidos, así se mantiene el equipo libre de daños y se logra tener una vida útil prolongada.

Se recomienda la aplicación de este proyecto ya que es capaz de generar altas ganancias en cualquiera de los escenarios, el tiempo de poder recuperar dicha inversión es rápido, lo que justifique su aplicación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Adejoke, A., Hamzat, K., Laoye, A., Cosmas, N., Iyengumwena, R., & Nnadi, M. (2017). *SPE-189179-MS Smart Well Completion Design using Feed-Through Swell Packers in a Gas Well: A Case Study*. <http://onepetro.org/SPENAIC/proceedings-pdf/17NAIC/3-17NAIC/D033S015R001/1298876/spe-189179-ms.pdf/1>
- Aguirre Eduardo, V. Y. (s. f.). *Completación de Pozos. Monografías*.
- Andrade, G. (2019, julio 24). *Métodos de inyección de químicos*. Scribd. <https://www.scribd.com/presentation/419649071/Metodos-de-Inyeccion-Quimica>
- Arancibia, R. (s. f.). *Operaciones de terminación de pozos*. Scribd.
- Arenas, E. (2011, agosto 5). *Crudos pesados*. Universidad Sergio Arboleda. <https://www.usergioarboleda.edu.co/escuela-de-negocios-prime/noticias/crudos-pesados/>
- Badillo, F. V. (2014). *Diseño, Terminación, Reparación de pozos y su ejecución...* MÉXICO D.F, México: Instituto Politécnico Nacional Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura. Ciencias de la Tierra, unidad Ticomán
- Bernal, C. A. (2010). *Metodología de la investigación. Administración, economía, humanidades y ciencias sociales*. Bogotá, Colombia: PEARSON.
- Catanaima, G. (2020, agosto). *Niples de flujo*. Scribd. <https://www.scribd.com/document/473332633/NIPLES-DE-FLUJO>
- Catanaima Génesis. (2020). *Niples de Flujo*. Scribd.
- Duarte, O. (s. f.). *Completación de pozos*. Scribd.
- Fernández, J. (2019, noviembre 19). *Herramientas de perforación*. Scribd. <https://www.scribd.com/document/435872968/herramientas-de-perforacion>
- Gomes, L. (2010). *Recuperación Mejorada del Petróleo por Inyección de Álcalis*. Petróleo América. <http://www.petroleoamerica.com/2011/02/recuperacion-mejorada-del-petroleo-por.html>
- Gómez Martínez, J. (2021, enero 12). *Análisis y evaluación de inyección de químicos como aseguramiento de flujo en pozos productores de crudos pesados en el Golfo de México*. Pulso Energético. <https://pulsoenergetico.org/blog-post/analisis-y-evaluacion-de-inyeccion-de-quimicos-como-aseguramiento-de-flujo-en-pozos-productores-de-crudos-pesados-en-el-golfo-de-mexico/>

- González, G. (2012, enero 24). *Funciones y tipos de revestimientos*. Scribd.
<https://www.scribd.com/document/79155620/Funciones-y-Tipos-de-Revest>
- Guevara, R. (2017, mayo 16). *Facilidades de superficie*. Slideshare.
<https://es.slideshare.net/RodrigoGuevaraGuevar/facilidades-de-superficiesistema-de-inyeccin-de-qumicos>
- Ingeniería Petrolera. (2015). Acumuladores. *Ingeniería Petrolera*.
- Korish, M. I., Elwan, M. A., Mousa, H. E., Shahin, E. S., & Ibrahim, M. E. (2023, Marzo 13). *Gas Lift Application for Oil Wells with Heavy Crude, Thirty Years of Operation Offshore Gulf of Suez*. <https://doi.org/10.2118/214009-ms>
- Lozada, O. (2020). *Campo Bermejo*. Scribd.
<https://www.scribd.com/document/462663940/CAMPO-BERMEJO>
- Morales, A. (2010). *Inyección de surfactantes en yacimientos*. Petróleo América.
<http://www.petroleoamerica.com/2011/02/inyeccion-de-surfactantes-en.html#:~:text=La%20inyecci%C3%B3n%20de%20surfactantes%20como,recupera ci%C3%B3n%20por%20inyecci%C3%B3n%20de%20agua>.
- Nava Melvin. (2014, marzo 5). *Tipos de petróleo crudo según grado API (liviano a extrapesado)*.
- Nivela, G. (2018). *Niple de sellos Snap Latch*. Scribd.
<https://www.scribd.com/document/379950987/Niple-de-Sellos-Snap-Latch>
- None. (2011, diciembre). *Completamiento*. SlideShare.
<https://es.slideshare.net/gabosocorro/produccion-i-completamiento>
- Pena, G. (2019). *SPE-194830-MS Development of a Completion Model for the Monitoring of EOR in Wells with Heavy and Extra Heavy Crude in the Largest Deposit in Latin America*. <https://www.oilsandsmagazine.com/news/2016/2/15/why-venezuela-is-albertas-biggest-competitor>.
- Pérez Nico. (2020). Descripción Del Sistema Lag. *Scribd*.
- Pirela, Y. (2018, marzo 4). *Glosario de completación*. Scribd.
<https://www.scribd.com/document/372927319/GLOSARIO-COMPLETACION-Juan-Carlos-Azuaje>
- Pozos petroleros. (s. f.). *CLASIFICACIÓN DEL PETROLEO*.
- Rivadeneira, M., & Baby, P. (s. f.). *Características geológicas generales de los principales campos petroleros de petroproducción*.
- Rivadeneira, M., & Baby, P. (1999). *La Cuenca Oriente: Estilo tectónico, etapas de deformación y características geológicas de los principales campos de*

- Petroproducción*. IRD. https://horizon.documentation.ird.fr/exl-doc/pleins_textes/divers17-06/010021332.pdf
- Rivas Ismael – Martínez Julio – Licona Enrique. (2020). *Terminación en pozos multilaterales*.
- Rodríguez Luis. (2014). Herramientas de completación. *Scribd*.
- Román Romero, S. (2022). *Análisis técnico para la inyección de polímeros en el yacimiento Basal Tena del campo Amo, bloque 16*. Repositorio Institucional UCE. <https://www.dspace.uce.edu.ec/entities/publication/7061574a-3eba-45e0-99ad-b37ae7bf4bda>
- Schlumberger. (2023). *Niple*.
- Schlumberger. (2023). *Inyección química*. Energy Glossary.
- Servidor Alicante. (2016, febrero 2). *Crudo extrapesado*.
- Sisa, W. (2014). *Análisis Técnico - Económico de la implementación del sistema plunger lift de levantamiento artificial que reemplaza al bombeo mecánico en el pozo BS-27 en el Campo Bermejo, bloque 49 de la amazonía ecuatoriana* [UTE]. https://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/14363/1/59899_1.pdf
- Ur Rehman, A., & Abdelbary, M. (2022). Lifting Heavy Oil from Inactive Well By Hydraulic Lift Systems. *Society of Petroleum Engineers - SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition 2022, MEAL 2022*. <https://doi.org/10.2118/206911-MS>
- Wikipedia. (2022, noviembre 10). *Petróleo crudo pesado*.
- Young, J. P., Mathews, W. L., & Alaska, B. (2010). *SPE 137232 First Surface Driven PCP Application on Alaska's North Slope*. <http://onepetro.org/SPEPCPC/proceedings-pdf/10PCPC/All-10PCPC/SPE-137232-MS/1752137/spe-137232-ms.pdf/1>

ANEXOS

Reporte de producción

PRODUCCION							
CAMPO	FLUIDO (BFPD)	NETO (BPPD)	AGUA (BAPD)	API° a 60°F	BSW (%)	ACUMULADO MENSUAL	ACUMULADO ANUAL
BERMEJO ESTE	10,03	10,03	0,00	27,8	0,00	49,41	623,36
BERMEJO NORTE	4.260,79	99,87	4.160,92	29,1	97,66	502,46	6.450,22
BERMEJO SUR	24.256,64	777,07	23.479,57	31,2	96,80	3.881,23	49.437,32
EL RAYO	191,44	191,44	0,00	29,9	0,00	959,25	12.433,06
TOTAL BERMEJO	28.718,90	1.078,41	27.640,49	30,7	96,24	5.392,35	68.943,96

PROMEDIO DIARIO NETO (BLS)	1.078,47
----------------------------	----------

CÁLCULO DE PRODUCCION								
EXIST. HOY	-	EXIST. AYER	=	DIF. NET. TKS BERMEJO	+	BOMBEO (BLS)	=	PRODUCCION BERMEJO (BLS)
11.859,57	-	11.581,71	=	277,86	+	800,55	=	1.078,41

L.A.C.T	PULSOS	DIFER. BRUTA	CTL	CPL	MF	CCF	BSW	API 60 °F	API SECO °F	VISCOSIDAD	AZUFRE	VOLUMEN BRUTO	VOLUMEN NETO
L.A.C.T. -1	0	0,00	0,99595	1,00000	0,9975	0,99346	0,000	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
L.A.C.T. -2	15	0,00	0,99598	1,00000	1,0006	0,99658						0,00	0,00
K = 8400									PESO RELATIVO	0	ACUM. MENSUAL	0,00	0,00
										0		0,00	0,00

Figura. - 15. Reporte de producción

Figura. - 16. Perfiles de tanques de almacenamiento

BOMBEO DIARIO DE ESTACIONES A LUMBAQUI								
CAMPO - A.C.T.	AYER	HOY	DIFER. BRUTA (BFPD)	BSW %	FACTOR	API° SECO	API° 60	NETO (BPPD)
BERMEJO ESTE	13035,9	13035,9	0,00	0,0	1,0006	0,0	0,0	0,00
BERMEJO NORTE	606793,8	606837,1	43,27	0,1	0,9993	28,8	28,8	43,23
BERMEJO SUR	806684,3	807237,8	552,95	0,1	0,9990	31,2	31,2	552,40
EL RAYO	621393,8	621599,2	205,13	0,1	0,9987	29,9	29,9	204,92
TOTAL			801,35					800,55

PERFILES DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETROLEO									
Estación	Tk. Lavador.				Tk. Reposo.				
	AL%	Emul%	Pf%	%BSW	AL%	Emul%	Pf%	%BSW	NIVEL
BERMEJO SUR	0,1	0,0	0,4	0,1	0,1	0,00	0,40	0,10	22 PIES
	0,1	0,0	0,4	0,1					19 PIES
	0,1	0,0	0,5	0,1	0,1	0,00	0,50	0,10	16 PIES
	0,1	0,0	0,4	0,1					Desc
BERMEJO NORTE	0,1	0,0	0,3	0,1	0,1	0,00	0,20	0,10	19 PIES
	0,1	0,0	0,3	0,1					16 PIES
	0,1	0,0	0,4	0,1	0,1	0,00	0,40	0,10	13 PIES
	0,1	0,0	0,2	0,1					Desc

GAS (Mscf)

ESTACION	PRODUCCIÓN Mscf/Día	ACUMULADO (Mscf)	COMBUSTIBL E Mscf/Día	VOL. ACUM (Mscf)	QUEMADO (Mscf)
BERMEJO ESTE	15,00	75,00	0,00	0,00	15,00
BERMEJO NORTE	393,00	1965,00	14,00	70,00	379,00
BERMEJO SUR	783,00	3915,00	489,00	2445,00	294,00
EL RAYO	264,00	1320,00	264,00	1320,00	0,00
TOTAL	1455,00	7275,00	767,00	3835,00	688,00

AGUA (Bls)

CAMPO	PRODUCCIÓN (BLS/Día)	ACUMULADO (BLS)	INYECTADA (BLS/Día)	RE-INY (BLS/Día)
BERMEJO ESTE	0,00	0,00	0,00	0,00
BERMEJO NORTE	4.160,92	20807,22	1.705,00	13.497,00
BERMEJO SUR	23.479,57	117376,74	0,00	12.438,49
EL RAYO	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	27.640,49	138183,96	1.705,00	25.935,49

REINYECCION DE AGUA

Pozo	Zona	BAIPD	ACUMULADO (BLS)	P. Re-Inyec.	P. Planta	Tiempo (hrs)
BN-10	HOLLIN	4.557	22.799	1080	1200	24
BN-18	HOLLIN	8.940	44.774	1000	1200	24
BS-01	HOLLIN	1.825	9.192	1240	1200	24
BS-03	HOLLIN	1.728	8.763	1150	1200	24
BS-06	HOLLIN	3.067	15.379	1040	1200	24
BS-20	HOLLIN	5.818,488	28.914,964	1050	1200	24
TOTAL		25.935,488	129.821,96			

Figura. - 17. Aspectos de la inyección de agua