



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

TEMA:

“EVALUACIÓN DEL MODELO ANSARI APLICADO A UNA MUESTRA
DE POZOS CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL TIPO JET
EN EL CAMPO PETROLERO AUCA, ORIENTE ECUATORIANO”

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

EVER DIMAS GONZÁLEZ TIGRERO
ADRIÁN DAVID VERA ORRALA

TUTOR:

ING. XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIÉRREZ, MSC.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2026

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

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

TEMA:

“EVALUACIÓN DEL MODELO ANSARI APLICADO A UNA
MUESTRA DE POZOS CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL TIPO JET EN EL CAMPO PETROLERO AUCA,
ORIENTE ECUATORIANO”

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

EVER DIMAS GONZÁLEZ TIGRERO
ADRIÁN DAVID VERA ORRALA

TUTOR:

ING. XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIÉRREZ, MSC.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2026

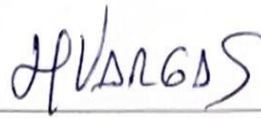
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Marllelis del Valle Gutiérrez

Hinestroza, Ph.D.

DIRECTOR DE CARRERA



Ing. Xavier Vargas Gutierrez, MSc.

DOCENTE TUTOR



Ing. Israel Yagual Pita, MSc.

DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Carlos Malave Carrera, MSc.

DOCENTE GUIA DE UIC



Ing. David Vega Gonzalez.

SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de investigación, en primer lugar, a Dios, por concederme la fortaleza, la sabiduría y la oportunidad de culminar esta importante etapa de mi vida.

A mis padres y a mi familia, por su amor incondicional, apoyo constante, sacrificio y confianza, pilares fundamentales que me impulsaron a perseverar y alcanzar esta meta.

De manera muy especial, dedico este trabajo a la memoria de mi estimado profesor, Ing. Sadi Iturralde Kure, quien, aunque ya no se encuentra entre nosotros, dejó una huella imborrable con sus enseñanzas, su vocación de servicio y su ejemplo de profesionalismo. Su legado académico y humano permanecerá siempre como una fuente de inspiración para mi desarrollo profesional y personal. Con profundo respeto y gratitud, honro su memoria y el valioso aporte que brindó a mi formación.

Finalmente, dedico este logro a todas las personas que creyeron en mí y me motivaron a no rendirme hasta alcanzar este objetivo.

Adrián David Vera Orrala

DEDICATORIA

Dedico este trabajo, en primer lugar, a Dios, por darme la fortaleza, la salud y la perseverancia para superar cada obstáculo y permitirme alcanzar una de las metas más importantes de mi vida.

A mis padres, por su amor incondicional, sus sacrificios, sus enseñanzas y por creer en mí incluso cuando yo dudaba de mis propias capacidades. Todo lo que soy y este logro llevan una parte de ustedes.

A mis hermanos, por acompañarme en cada etapa de este camino, por sus palabras de aliento, su apoyo y por recordarme siempre la importancia de seguir adelante.

A mi abuelita, cuyo cariño, consejos y oraciones han sido una fuente constante de inspiración y fortaleza. Gracias por ser un ejemplo de amor, humildad y perseverancia.

Y, finalmente, a una persona que en algún momento fue una parte muy importante de mi vida: gracias por los momentos compartidos, por el apoyo brindado durante una etapa significativa de mi camino y por las experiencias que contribuyeron a mi crecimiento personal. Más allá del rumbo que tomó la vida, guardo gratitud por lo vivido y por las lecciones que dejaron huella en mí.

Con cariño y gratitud, dedico este logro a todos ustedes, porque de una u otra manera fueron parte del camino que hoy me permite alcanzar este sueño.

Ever Dimas González Tigrero

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema: **“Evaluación del modelo Ansari aplicado a una muestra de pozos con sistema de levantamiento artificial tipo jet en el campo petrolero Auca, Oriente ecuatoriano”** elaborado por los estudiantes: Ever Dimas, González Tigreiro y Adrián David, Vera Orrala, egresados de la Carrera de Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema anti plagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 4% de la valoración permitida.

 Certificado de análisis
Compilatio Studium

CERTIFICADO COMPILATIO TESIS ADRIAN VERA Y EVER GONZALES
ID : 092fd67b9a9327650b3c2ccb9ca06646fd0dcecb

 **4%**
Textos sospechosos

Nombre del fichero : CERTIFICADO COMPILATIO TESIS ADRIAN VERA Y EVER GONZALES.txt Tamaño del archivo original : 36,25 kB Número de palabras : 2472	Depositante : XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIÉRREZ Fecha de depósito : 24 de julio de 2026 Tipo de carga : interface fecha de fin de análisis : 24 de julio de 2026
--	---

FIRMA DEL TUTOR



Ing. Xavier Ernesto Vargas Gutiérrez, MSc.
C.I.: 0906392493

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, Ever Dimas González Tigrero y Adrián David Vera Orrala, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“Evaluación del modelo Ansari aplicado a una muestra de pozos con sistema de levantamiento artificial tipo jet en el campo petrolero Auca, Oriente ecuatoriano”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de nuestra 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,



Ever Dimas, González Tigrero

Autor de Tesis

C. I. N° 2450331483



Adrián David, Vera Orrala

Autor de Tesis

C. I. N° 2400207227

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

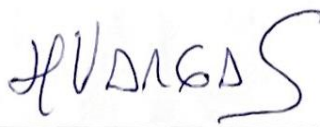
Ing. Xavier Ernesto Vargas Gutiérrez, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “Evaluación del modelo Ansari aplicado a una muestra de pozos con sistema de levantamiento artificial tipo Jet en el campo petrolero Auca, Oriente ecuatoriano”, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos, elaborado por los Sres. Ever Dimas, González Tigrero y Adrián David, Vera Orrala, egresados de la Carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'XVARGAS', is written over a horizontal line.

Ing. Xavier Ernesto Vargas Gutiérrez, MSc.

TUTOR

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

VALIDACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA

CERTIFICO

Que, he realizado la revisión y corrección del Trabajo de Integración Curricular para la obtención del título de Ingeniero en Petróleos, con el tema: **“EVALUACIÓN DEL MODELO ANSARI APLICADO A UNA MUESTRA DE POZOS CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL TIPO JET EN EL CAMPO PETROLERO AUCA, ORIENTE ECUATORIANO”**. Ha sido desarrollado por los estudiantes de la Carrera de Ingeniería en Petróleos: **EVER DIMAS GONZÁLEZ TIGRERO** y **ADRIÁN DAVID VERA ORRALA** de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Que, el trabajo presenta un dominio formal del lenguaje, con expresión clara, coherencia discursiva y solidez interpretativa. Asimismo, garantizando su adecuación a los estándares académicos y formales requeridos.

Por lo expuesto, se expide el presente certificado para que los interesados lo utilicen ante las instancias que correspondan.

Atentamente,



Lic. Mónica Paredes Castro, M.Sc.

Magíster en Educación Básica

Correo: misabelp1017@gmail.com

C.C: 0605353143

Celular: 0969917044

AGRADECIMIENTOS

Expreso mi más sincero agradecimiento a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, a la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y a la Carrera de Ingeniería en Petróleos, por brindarme la oportunidad de formarme profesionalmente y proporcionarme los conocimientos y herramientas necesarios para alcanzar esta meta.

Mi reconocimiento y gratitud a mi director de tesis, a los docentes y al personal académico que, con su experiencia, orientación y compromiso, contribuyeron al desarrollo de esta investigación y a mi formación profesional.

De manera especial, expreso mi profundo respeto y reconocimiento a la memoria del Ing. Sadi Iturralde Kure, cuya dedicación a la enseñanza, ética profesional y calidad humana dejaron una huella imborrable en mi formación. Su ejemplo y sus enseñanzas continúan inspirando mi crecimiento como futuro ingeniero.

Agradezco a mis padres y a mi familia por su apoyo incondicional, comprensión y confianza durante todo este proceso académico, siendo un pilar fundamental para alcanzar este objetivo.

Finalmente, agradezco a Dios por darme la fortaleza y la sabiduría para superar cada desafío y hacer posible la culminación de este trabajo de investigación, así como a todas las personas e instituciones que, de una u otra manera, contribuyeron al logro de esta meta.

Adrián David Vera Orrala

AGRADECIMIENTOS

Cada meta alcanzada es el resultado de un camino lleno de esfuerzo, perseverancia y aprendizaje. Detrás de cada logro existen personas que, con su apoyo, confianza y palabras de aliento, hacen posible convertir los sueños en realidad. La culminación de esta tesis representa no solo el fruto de mi dedicación, sino también el respaldo de quienes caminaron a mi lado durante este proceso.

Expreso mi más sincero agradecimiento a mi familia, por ser el pilar fundamental de mi vida. Gracias por su amor incondicional, su paciencia, sus sacrificios y por creer siempre en mí. Su apoyo constante me dio la fortaleza necesaria para superar cada obstáculo y alcanzar esta importante meta académica.

A mi tutor de tesis, por compartir generosamente sus conocimientos, brindarme su orientación y acompañarme con dedicación durante el desarrollo de esta investigación. Sus valiosas observaciones y recomendaciones fueron fundamentales para la culminación de este trabajo.

A mis amigos Manuel, Brighth y Karen, quienes estuvieron presentes durante este proceso brindándome su apoyo, motivación y amistad. Gracias por sus palabras de aliento, por compartir los momentos difíciles y los de alegría, y por demostrarme el valor de contar con personas que creen en uno incluso en los días más complicados.

Finalmente, me agradezco a mí mismo por la constancia, el esfuerzo y la disciplina demostrados a lo largo de este camino. Por no rendirme ante las adversidades, por confiar en mis capacidades y por mantener siempre la convicción de que cada sacrificio realizado valdría la pena. Este logro representa mucho más que la culminación de una tesis; simboliza el resultado de años de dedicación, aprendizaje y crecimiento personal, así como el inicio de nuevos retos y oportunidades para seguir construyendo mi futuro profesional.

Ever Dimas González Tigrero

CONTENIDO

DEDICATORIA	iii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	v
DECLARACION DE AUTORIA.....	vi
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA	viii
AGRADECIMIENTOS	ix
CONTENIDO	xi
LISTA DE GRÁFICOS	xv
LISTA DE TABLAS	xvi
RESUMEN	xvii
ABSTRACT	xviii
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	19
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	19
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO AUCA.....	21
1.3 ANTEDECENTES.....	24
1.4 HIPÓTESIS.....	25
1.5 OBJETIVOS	25
1.5.1 Objetivo General	25
1.5.2 Objetivos específicos	25
1.6 ALCANCE	26

1.7	VARIABLES	26
1.7.1	Variables dependientes	27
1.7.2	Variables independientes	27
1.8	JUSTIFICACIÓN.....	27
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO		29
2.1.	Descripción del campo petrolero Auca – pozo 1 y 2	29
2.1.2.	Historial de producción del campo Auca – pozo 1 y 2	31
2.1.3.	Estado actual del campo Auca – pozo 1 y 2:	33
2.1.4.	Sistemas de levantamiento artificial	34
2.1.5.	Que es el modelo Ansari	35
2.1.6.	Funciones principales del modelo	36
2.1.7.	Características principales	36
2.1.8.	Sistema de levantamiento artificial tipo jet.....	38
2.1.9.	Bombeo tipo jet	39
2.1.10.	Tanque de almacenamiento	40
2.1.11.	Unidad de bombeo superficial (Bomba Tríplex):	42
2.1.12.	Bomba fija para tubería de revestimiento	46
2.1.13.	Bomba fija para tubería de producción.....	47
2.1.14.	Sistemas de bombeo hidráulico tipo libre en tuberías de revestimiento (Casing Free Pumps).....	48
2.1.15.	Bomba de tuberías paralelas.....	49
2.1.16.	Sistemas de inyección de fluido motriz	49

2.1.17. Sistema abierto de inyección de fluido motriz.....	49
2.1.18. Sistema cerrado de inyección de fluido motriz.....	51
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....	53
3.1. Enfoque de investigación.....	53
3.2. Diseño de investigación	53
3.3. Población.....	53
3.4. Muestra	53
3.5. Criterios de selección de los pozos	54
3.6. Fuentes de Información.....	54
3.7. Procedimientos de validación de información	54
3.8. Descripción del modelo propuesto por la Universidad de Tulsa	54
3.9. Presentación del modelo.....	55
3.9.1. Procedimiento de cálculo según el método de la universidad de Tulsa	55
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	68
4.1. Resultados obtenidos al aplicar el modelo de la universidad de Tulsa a los pozos de muestra	68
4.2. Estudio del pozo Auca ACSD – 01.....	70
4.3. Estudio del pozo Auca ACSD – 02.....	74
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	81
5.1 CONCLUSIONES.....	81
5.2 RECOMENDACIONES.....	83
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	85

ANEXOS	92
---------------------	-----------

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Ubicación geográfica del campo petrolero Auca en el Oriente ecuatoriano .	23
Gráfico 2. Esquema del sistema de bombeo hidráulico.....	41
Gráfico 3. Esquema de la bomba tipo jet	42
Gráfico 4 Diagrama de la bomba tipo jet	45
Gráfico 5. Diagrama de representación de bomba fija	46
Gráfico 6 Diagrama representativo de bomba libre.....	48
Gráfico 7 Sistema abierto de inyección de fluido motriz	50
Gráfico 8. Sistema cerrado de inyección de fluido motriz	52
Gráfico 9 Diseño de bomba jet, mediante el método de la Universidad de Tulsa.....	71
Gráfico 10 Resultados obtenidos.....	72
Gráfico 11 Resultados obtenidos.....	76

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Datos clave de los pozos Auca 1 y 2:	29
Tabla 2 Características del campo Auca – pozo 1 y 2:.....	30
Tabla 3 Historial de producción del campo Auca – pozo 1 y 2:	31
Tabla 4 Datos históricos y estadísticos relevantes.....	32
Tabla 5 Sistemas de levantamiento artificial.....	35
Tabla 6 Funciones principales del modelo	36
Tabla 7 Características principales del modelo Ansari	37
Tabla 8 Sistema de levantamiento artificial tipo jet	38
Tabla 9 Área de garganta y de tobera.....	56
Tabla 10 Área de garganta y de tobera.....	57
Tabla 11 Área de garganta y de tobera.....	58
Tabla 12 Área de garganta y de tobera.....	58
Tabla 13 Datos usados para el análisis del pozo Auca ACSD – 01	71
Tabla 14 Resultados del pozo Auca ACSD – 01	72
Tabla 15 Datos usados para el pozo Auca ACSD – 02	75
Tabla 16 Resultados del pozo Auca ACSD – 02.....	77
Tabla 17 Resumen de resultados	80

“EVALUACIÓN DEL MODELO ANSARI APLICADO A UNA MUESTRA DE POZOS CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL TIPO JET EN EL CAMPO PETROLERO AUCA, ORIENTE ECUATORIANO”

Autores: González Tigrero Ever Dimas

Vera Orrala Adrián David

Tutor: Ing. Vargas Gutiérrez Xavier Ernesto, MSc.

RESUMEN

En el presente trabajo de titulación se evaluó la aplicación del modelo Ansari en una muestra de pozos con levantamiento artificial tipo jet en los campos Auca ACSD-01 y Auca ACSD-02, en el Oriente ecuatoriano. Mediante este modelo se determinó su idoneidad al analizar la potencia requerida por la bomba para mantener la misma tasa de producción. El análisis consideró dos pozos del campo Auca y se realizó utilizando la herramienta MATLAB, que implementa el modelo Ansari desarrollado en la Universidad de Tulsa. El software solicita los datos del pozo y entrega los resultados tanto de forma resumida como desglosada, paso a paso. Tras aplicar el modelo y comparar los resultados con las condiciones operativas actuales, se observó que en el 50 % de los pozos analizados se consigue una optimización de la potencia empleada, dada la menor presión de bomba en superficie para igual caudal de producción. La interfaz del programa es amigable y su instalación es posible en sistemas operativos Windows 8 o superiores. Los resultados indican que la utilización del modelo propuesto por la Universidad de Tulsa para el diseño y la selección de bombas jet en pozos del Oriente ecuatoriano permitiría mejorar la eficiencia operativa, reducir los costos de producción y, en consecuencia, generar beneficios ambientales y económicos para el desarrollo del país

Palabras claves: evaluación, modelo Ansari; levantamiento artificial; tipo jet.

“EVALUATION OF THE ANSARI MODEL APPLIED TO A SAMPLE OF WELLS WITH JET LIFT SYSTEMS IN THE AUCA OIL FIELD, EASTERN ECUADOR”

Autors: González Tigrero Ever Dimas

Vera Orrala Adrián David

Tuthor: Ing. Vargas Gutiérrez Xavier Ernesto, MSc.

ABSTRACT

This thesis evaluated the application of the Ansari model to a sample of wells using jet lift in the Auca ACSD-01 and Auca ACSD-02 fields in eastern Ecuador. The model's suitability was determined by analyzing the pump power required to maintain the same production rate. The analysis considered two wells in the Auca field and was performed using MATLAB, which implements the Ansari model developed at the University of Tulsa. The software requests well data and delivers results in both summary and detailed, step-by-step formats. After applying the model and comparing the results with current operating conditions, it was observed that 50 % of the analyzed wells achieved optimization of pump power, resulting in lower surface pump pressure for the same production rate. The program's interface is user-friendly and can be installed on Windows 8 or later operating systems. The results indicate that using the model proposed by the University of Tulsa for the design and selection of jet pumps in wells in eastern Ecuador would improve operational efficiency, reduce production costs, and consequently generate environmental and economic benefits for the country's development.

Keywords: *evaluation, Ansari model; artificial lift; jet type.*

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

El levantamiento artificial constituye un conjunto de técnicas diseñadas para potenciar la productividad de pozos petroleros cuya presión de yacimiento ya no sostiene un flujo natural económicamente viable. Inicialmente, la mayoría de los pozos operan mediante flujo natural, impulsado por la energía inherente del reservorio. Sin embargo, conforme esta energía disminuye, debido a la depleción del yacimiento, la tasa de producción cae por debajo de niveles rentables. En este punto, los sistemas de levantamiento artificial intervienen para extraer eficientemente los hidrocarburos del fondo del pozo hasta la superficie, prolongando la vida útil del pozo y maximizando la recuperación de volúmenes de fluidos (Miranda, 2021).

En el contexto de la producción petrolera en Ecuador, se emplean diversos métodos de levantamiento artificial en un elevado número de pozos, particularmente aquellos localizados en la región oriental del país. A lo largo de la vida productiva de estos pozos, las condiciones del yacimiento experimentan variaciones continuas, lo que se manifiesta en la disminución progresiva de las tasas de producción.

Ante este escenario, resulta imperativo realizar un análisis nodal actualizado de los pozos para maximizar el rendimiento económico en la extracción de hidrocarburos, alineándose con el objetivo primordial de la industria petrolera existente (Schlumberger, 2020).

Por lo expuesto, cabe señalar que el bombeo hidráulico es un sistema de levantamiento artificial de crudo cuyo principio de operación se fundamenta en la inyección de un fluido motriz a alta presión hacia una bomba subsuperficial.

En este mecanismo, la energía externa suministrada al sistema se transfiere al hidrocarburo proveniente del yacimiento, lo que permite su desplazamiento hasta la superficie. Asimismo, la bomba hidráulica convierte la energía del fluido motriz en energía de presión, facilitando la elevación del fluido producido (Schlumberger, 2020).

En el presente trabajo de titulación, se aplica el modelo de Ansari al diseño de sistemas de bombeo hidráulico en pozos petroleros. Este enfoque metodológico permite estimar parámetros clave, tales como:

- La tasa de inyección de fluido motriz.
- La tasa de producción de fluido.
- La presión de succión en la tobera.
- La relación gas-petróleo (GOR).
- Los coeficientes de pérdida en la garganta y el difusor.
- La eficiencia de la bomba.
- La potencia requerida por la bomba.

La validación se realiza mediante un análisis teórico-experimental en dos pozos representativos del campo Auca (Calvache, 2020).

A partir de los resultados obtenidos mediante la aplicación del modelo Ansari, desarrollado por la Universidad de Tulsa, se realizó un análisis técnico orientado a optimizar la gestión del sistema de levantamiento hidráulico tipo jet en el campo Auca, ubicado en la Amazonía ecuatoriana.

Este análisis permitió establecer criterios de utilidad operativa para el desarrollo del proyecto, con potencial impacto en la eficiencia del sistema y en la toma de decisiones técnicas (Robalino, 2023).

En este contexto, el comportamiento de un pozo petrolero puede variar considerablemente a lo largo de su vida productiva. A medida que avanza la explotación, la tasa de producción tiende a disminuir debido al agotamiento progresivo de la energía del yacimiento y a la reducción de la presión de fondo. Aunque el factor de recobro acumulado aumenta con el tiempo, las reservas recuperables remanentes disminuyen, hasta que el pozo alcanza una etapa de madurez o una condición de estabilización operativa en la que la producción se mantiene en niveles bajos y relativamente constantes (Sánchez E. , 2022).

Cuando un sistema de levantamiento artificial instalado en un pozo deja de ser económicamente viable, ya sea por sus altos costos de mantenimiento y reparación, por

una producción insuficiente o por gastos operativos desproporcionados, se evalúa la conveniencia de sustituirlo por otro método de levantamiento que mantenga un desempeño comparable, pero con menores costos operativos, técnicos y económicos (Escobar, 2021).

En la mayoría de los pozos del Oriente ecuatoriano se ha implementado el sistema de levantamiento artificial por bombeo electro sumergible *BES*. Si bien este método destaca por su alta eficiencia en términos de caudal de producción, también se caracteriza por generar costos elevados durante su ciclo de vida (Borbor, 2023).

Entre los principales rubros asociados se encuentran la instalación, el mantenimiento, las reparaciones y las intervenciones tipo workover, aspectos en los que el sistema *BES* suele presentar mayores exigencias económicas en comparación con otros métodos de levantamiento artificial (Miranda, 2021).

Cuando estos costos dejan de ser justificables, debido a que la producción ha alcanzado una meseta en la que ya no se proyecta un incremento significativo del recobro, se evalúa la conveniencia de modificar el sistema de levantamiento por otro que represente una menor carga económica, sin comprometer el nivel de producción estabilizado que debe mantenerse (Matos, 2023).

Por las razones expuestas, resulta necesario implementar un método de levantamiento artificial más eficiente y económicamente viable. En este contexto, se propone la aplicación de una bomba hidráulica tipo jet, con el propósito de evaluar y comparar su desempeño frente a los métodos de levantamiento artificial actualmente empleados en el campo petrolero Aucas, ubicado en la región amazónica del Oriente ecuatoriano (Santillán, 2022).

1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO AUCA

El campo Auca está ubicado geográficamente de la siguiente:

- Norte: Campos Sacha, Culebra – Yulebra y Yuca
- Sur: Campo Cononaco
- Este: Campos Anaconda, Pindo y Conga

- Oeste: Campo Puma

De igual manera, se establecen las siguientes coordenadas:

- Latitud geográfica: Se extiende desde los 0° 34' 00" hasta los 0° 48' 00" de latitud sur.
- Longitud geográfica: Se ubica entre los 76° 50' 00" y los 76° 54' 00" de longitud oeste

Este campo petrolero se ubica dentro de la cuenca sedimentaria del Oriente, y forma parte del corredor hidrocarburífero Sacha–Shushufindi. Se localiza al oeste de la provincia de Orellana, a aproximadamente 260 km al occidente de Quito, y a unos 10 km al sur del límite que separa la provincia de Sucumbíos (Ecuador) del departamento de Putumayo (Colombia) (Díaz, 2021).

Geológicamente, el área corresponde a secuencias sedimentarias continentales y marginales marinas del Cretácico y del Cenozoico, que han generado estructuras trampa favorables para la acumulación de hidrocarburos, y que siguen siendo explotadas en el Oriente ecuatoriano, además de otros campos petrolíferos que se encuentran en la zona de convergencia.

Desde el punto de vista operativo, el campo Auca presenta características relevantes para la exploración y explotación, incluyendo espesores de columna con potencial hidro/carburífero, continuidad lateral de reservorios y accesibilidad relativa por infraestructura regional, lo que lo convierte en un componente estratégico dentro del repertorio petrolero amazónico ecuatoriano (Cherrez, 2024).

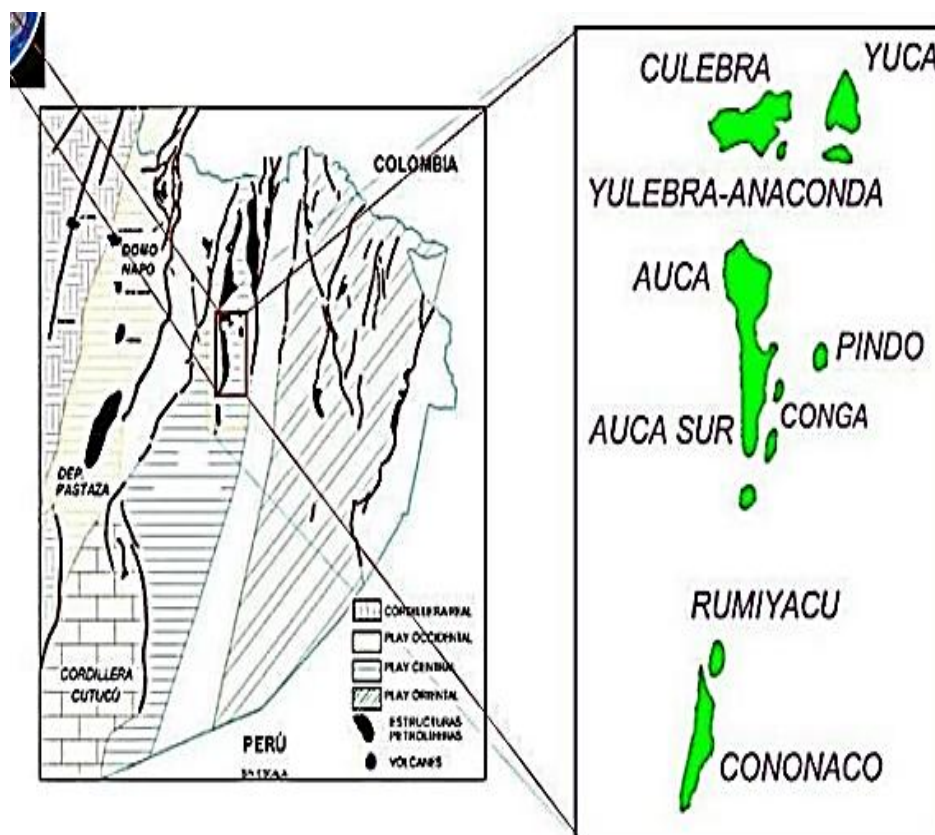
Estudios recientes de caracterización petrofísica y sísmica son fundamentales para precisar su volumen in situ y optimizar planes de desarrollo que reduzcan riesgos técnicos y ambientales. Esto además permite a las empresas a ser más eficiente y a aplicar medidas correctivas en la conservación del medio ambiente porque genera considerar la aplicación de nuevas tecnologías medioambientales (Arias, 2022).

Esta área de producción petrolera se enmarca en la segunda fase principal de la exploración petrolera en la cuenca orientales de Ecuador, ocurrida entre 1967 y 1972.

Durante este período, se consolidó el estatus hidrocarburífero de la región mediante los descubrimientos clave de los yacimientos Shushufindi, Sacha y Lago Agrio, lo que permitió acumular las reservas probadas más significativas del país hasta esa fecha (Mera, 2022).

Gráfico 1.

Ubicación geográfica del campo petrolero Auca en el Oriente ecuatoriano



Nota. Tomado y adaptado de (Chonillo, 2022).

El modelo de Ansari para bombas de eyección representa un enfoque experimental de diseño y análisis aplicado al levantamiento artificial en pozos petroleros. Este método resulta particularmente útil en yacimientos del Oriente ecuatoriano, como el campo Auca, donde se optimiza la producción mediante el uso de fluidos motrices provenientes de zonas inferiores del yacimiento, calculando la potencia requerida para caudales específicos.

Desarrollado a partir de análisis de pozos en esta universidad, el modelo destaca por su capacidad para seleccionar geometrías y parámetros óptimos de bombas de eyección en fluidos bifásicos, optimizando el rendimiento a través de ecuaciones y correlaciones empíricas derivadas de pruebas de laboratorio y campo (Calvache, 2020).

1.3 ANTEDECENTES

Cabe señalar que se tomó como referencia el estudio de Rivadeneira (2021), desarrollado en un campo de la cuenca Oriente del Ecuador, en el que se analizaron pruebas de presión en pozos mediante métodos convencionales, específicamente con el uso de curvas tipo. Dichos resultados fueron comparados con los obtenidos tras la aplicación de la técnica de Síntesis Directa de Tiab (TDS), con el fin de evaluar su factibilidad de implementación.

Otro estudio de referencia clave para respaldar esta investigación es el de Escobar (2021), realizado en México, que analiza el sistema de bombeo hidráulico jet (BHJ). Este método de levantamiento artificial se emplea ampliamente en yacimientos petroleros de diversos países productores de hidrocarburos (Cherrez, 2024).

Existen casos documentados de éxito en pozos donde el BHJ contribuye a más del 50 % de la producción total de crudo en ciertos campos. No obstante, su adopción en México permanece limitada debido a factores como la escasa difusión tecnológica, la ausencia de empresas especializadas, la falta de capacitación en diseño, así como la inexperiencia en operación y diagnóstico de falla (Cherrez, 2024)s.

Asimismo, Vergara (2019) describió un modelo de diseño hidráulico para bombas de eyección (jet pumps) desarrollado por la Universidad de Tulsa. Este enfoque predictivo permite analizar el comportamiento dinámico de la bomba y estimar parámetros clave del sistema, incluyendo la tasa de flujo del fluido motriz, la tasa de flujo de descarga, la presión de succión en la tobera, la relación gas-petróleo (GRP), el coeficiente de pérdidas en la garganta y el difusor, así como la eficiencia global y la potencia requerida (Escobar, 2021).

De esta manera, el modelo facilita la optimización operativa en pozos petroleros, ofreciendo una herramienta valiosa para ingenieros en la selección y dimensionamiento

de equipos de producción artificial (Grijalva, 2024). Este estudio, realizado en el campo Lago Agrio, se basa en un enfoque teórico-experimental aplicado a cinco pozos representativos. Se desarrolló un simulador en Microsoft Excel para ejecutar los cálculos requeridos, detallando paso a paso el procedimiento metodológico con el fin de facilitar su comprensión y replicabilidad (Mariño, 2021).

Entre los análisis realizados, se evaluaron las eficiencias y potencias de las bombas de cada pozo mediante el modelo de Petrie, permitiendo una comparación rigurosa con los resultados del modelo propuesto por la Universidad de Tulsa. Esta validación sirvió para optimizar el dimensionamiento de nuevas geometrías en bombas operadas con bombeo hidráulico tipo jet (Vergara, 2019).

1.4 HIPÓTESIS

La aplicación del modelo de Ansari en una muestra de pozos del campo petrolero Auca equipados con sistemas de levantamiento artificial por bombeo de chorro (jet pump) reproduce de forma fiable el comportamiento hidráulico del sistema. Este enfoque permite estimar con alta precisión variables operativas claves, tales como la presión de fondo, el caudal de producción y la eficiencia de bombeo. Los resultados exhiben una concordancia satisfactoria con los datos operativos reales, considerando las condiciones geológicas y productivas específicas del Oriente ecuatoriano.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 Objetivo General

Evaluar el modelo Ansari en relación a los parámetros operativos, geométricos y las propiedades de los fluidos, aplicado a una muestra de pozos con sistema de levantamiento artificial tipo jet en el campo Auca del Oriente ecuatoriano.

1.5.2 Objetivos específicos

Caracterizar las variables operativas y productivas en el comportamiento de los pozos con sistema de levantamiento artificial tipo jet del campo Auca del Oriente ecuatoriano.

Aplicar el modelo Ansari a los datos operativos de una muestra de pozos con sistema de levantamiento artificial tipo jet del campo petrolero Auca.

Cuantificar el desempeño del modelo Ansari mediante la incorporación de datos reales de producción y presiones de los pozos analizados, para realizar una comparación analítica y porcentual frente a los resultados teóricos o pronosticados por el modelo.

Definir los criterios de aplicabilidad del Modelo Ansari en pozos con sistema de levantamiento artificial tipo jet del campo petrolero Auca.

1.6 ALCANCE

En el marco del alcance de esta propuesta, se analiza la implementación del modelo Ansari en el yacimiento petrolero Auca, con énfasis en estrategias eficientes de despliegue. Este enfoque busca optimizar la producción de hidrocarburos, fomentar la innovación en los procesos de extracción y extender la vida útil de los yacimientos, contribuyendo así al desarrollo productivo regional y al fortalecimiento de la economía nacional (Schlumberger, 2020).

Tras aplicar el modelo propuesto a los pozos 1 y 2 del campo Auca, y comparar sus condiciones operativas actuales, se evidenció que en el 50% de los casos analizados es factible optimizar la potencia hidráulica requerida, para optimizar la producción actual (Calvache, 2020).

Esto se debe a que, para un caudal de producción equivalente, la presión en cabeza de bomba superficial resulta significativamente menor. Dicho modelo destaca por su interfaz intuitiva y portable, compatible con cualquier sistema operativo, lo que facilita su implementación en campo para modernizar las instalaciones de los pozos evaluados (Ricardo, 2024).

1.7 VARIABLES

En el desarrollo de la presente investigación, se requiere identificar las variables de estudio, las cuales se mencionan a continuación:

1.7.1 Variables dependientes

- **Presión de fondo fluyente (Pwf).**
- **Caudal de producción del pozo.**
- **Eficiencia del sistema de levantamiento artificial tipo jet.**
- **Comportamiento hidráulico del sistema jet:** El comportamiento hidráulico de un sistema jet se mide registrando la presión de inyección y el caudal del fluido motriz en superficie, además de la presión de admisión y producción en el pozo.
- **Exactitud de la predicción del modelo (diferencia entre valores calculados y datos reales).** Se mide calculando la diferencia matemática entre los valores calculados por el simulador y los datos reales medidos en campo, utilizando indicadores estadísticos de error y ajuste

1.7.2 Variables independientes

- Métricas estadísticas de error
- desviación entre los valores calculados y los datos reales o históricos.
- Validación de pronósticos

1.8 JUSTIFICACIÓN

Este estudio propone una guía práctica e innovadora para la reinterpretación de pruebas de presión transitorias en pozos equipados con sistemas de levantamiento artificial tipo jet. Además, proporciona una base bibliográfica sólida para investigaciones futuras en el país, fomentando una mayor productividad en las instalaciones petroleras mediante análisis más precisos y eficientes (Del Pezo Yagual, 2022).

Este estudio propone una guía práctica e innovadora para la reinterpretación de pruebas de presión transitorias mediante la integración de sistemas de levantamiento artificial tipo jet. Se ofrece una contribución bibliográfica clave para investigaciones futuras en el país, fomentando interpretaciones más precisas que optimicen la productividad y eficiencia operativa en instalaciones petroleras (Carrillo, 2024).

Este modelo aire-agua fue desarrollado en 1988 por Babu y Dholé en la Universidad de Tulsa (Oklahoma, EE. UU.), empleando agua como líquido impulsor y una mezcla de aire-agua como fluido de producción. Las pruebas se realizaron a presiones

de 3.000 psi para el líquido impulsor y 1.200 psi para el sistema de producción. En total, se llevaron a cabo 676 ensayos a baja presión y 373 a alta presión; en estos últimos, el fluido de producción varió entre 200 y 3.000 psi, con caudales de 200 a 860 bbl/d, mientras que el aire se inyectó a tasas de 0 a 185 MMscf/d, y las presiones de descarga oscilaron entre 800 y 2.000 psi.

Se anticipa que la aplicación de esta técnica genere resultados más representativos de las condiciones reales del yacimiento. En comparación con métodos de análisis convencionales, que priorizan la reducción de costos y equipos, el sistema de levantamiento artificial tipo jet propuesto por la Universidad de Tulsa (modelo Ansari) ofrece ventajas adicionales, tales como una optimización sostenida de la producción petrolera en pozos maduros. De esta forma, es factible reactivar la extracción en los pozos del campo Auca, ubicado en la región oriental de Ecuador, extendiendo su vida útil productiva (Sánchez L. , 2024).

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. Descripción del campo petrolero Auca – pozo 1 y 2

Los pozos Auca 1 y Auca 2 están ubicados en el Bloque 61, en la provincia de Orellana. El campo Auca, donde se encuentran estos pozos, tiene una extensión superficial que varía entre los 92 km² en su zona central y un área total de reserva de hasta 783 km². Es operado por la empresa estatal EP Petroecuador; estos campos petroleros fueron descubiertos en 1970, el yacimiento destaca por sus formaciones productoras Hollín, arenas T y U, y Basal Ten (Díaz, 2021).

Este activo petrolero, inicia su producción en el año 1975 con mecanismos de producción naturales o sea expansión de roca y fluido y empuje de agua. Este campo fue descubierto con la perforación del pozo Auca 1, que se inició el 16 de febrero y fue completado el 30 de marzo de 1975, alcanzando una profundidad de 10578 pies. Su producción fue de 3072 BPPD de los reservorios Hollín (31° API) y “T” (27° API) (Cajo, 2024).

Tabla 1.

Datos clave de los pozos Auca 1 y 2:

DATOS CLAVE DE LOS POZOS AUCA 1 Y 2	
Auca 1 (AU-01):	Fue el pozo descubridor del campo. Su perforación inició el 16 de febrero de 1970 y culminó en marzo del mismo año, alcanzando una profundidad de 10 578 pies. Inició operaciones comerciales en 1975, produciendo inicialmente 3072 barriles diarios (BPPD) de crudo mediano a ligero (31° API en el reservorio Hollín y 27° API en la arena "T").
Auca 2:	Perforado posteriormente en la misma zona de estructura anticlinal del campo, contribuyó a delimitar y confirmar el gran potencial de este bloque, el cual posee un volumen original de hidrocarburos muy importante para la matriz energética del país.

Nota. Tomado y adaptado de (Romero, 2023).

2.1.1 Características de reservorios del campo petrolero Auca – pozo 1 y 2

A lo largo de los años, la actividad petrolera ha sido el soporte de la economía ecuatoriana, por lo que se debe conocer las reservas de cada pozo, la producción diaria y otras acciones concerniente a su vida útil, por lo que a continuación se detallan ciertas características:

Tabla 2

Características del campo Auca – pozo 1 y 2:

CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO AUCA – POZO 1 Y 2:		
Características generales del campo Auca	Descubrimiento	El campo fue descubierto en 1970 tras la perforación del pozo Auca-01.
	Calidad del crudo:	Produce petróleo de tipo mediano a liviano, con un promedio de 30° API (similar al promedio de crudo de la cuenca Oriente ecuatoriana).
	Geología productiva:	Sus principales yacimientos y formaciones productivas son las arenas Hollín, y las arenas T y U de la formación Napo
	Declive natural:	Al ser un campo maduro, sus presiones de yacimiento originales han disminuido sustancialmente a lo largo de las décadas (pasando en ciertas zonas de más de 4.500 psi a presiones cercanas a 1.500 psi, lo cual requiere inyección de agua y técnicas de recuperación secundaria y terciaria para sostener la extracción
Características de los pozos Auca 1 y Auca 2	Auca-01 (pozo descubridor):	Completado el 30 de marzo de 1970. Alcanzó una profundidad cercana a los 10.578 pies y tuvo una producción inicial de más de 3.000 barriles diarios (BPPD).
	Auca-02:	Forma parte de los pozos de desarrollo histórico, operando en el bloque petrolero mediante la plataforma de facilidades internas ACA-002.
	Actualidad técnica:	A más de 5 décadas de su historia, ambos pozos (junto con otros activos del campo) están integrados a campañas de

optimización de fluidos y levantamiento artificial para contrarrestar la caída natural de presión y mantener su viabilidad operativa

Nota. Tomado y adaptado de (Cataña, 2023).

2.1.2. Historial de producción del campo Auca – pozo 1 y 2

Al establecer una información histórica de producción detallada de los pozos 1 y 2, del campo petrolero Auca desde sus inicios (1975) hasta la actualidad, no se la pudo obtener del Ministerio respectivo, debido a una serie de restricciones. Sin embargo, se conoce que el pozo Auca 1 descubrió el yacimiento en febrero de 1970 y comenzó a producir comercialmente en abril de 1975 junto a otros 24 pozos, por lo que se menciona datos que se registran en los portales del ministerio del ramo, pero para poder acceder a ellos, se debe presentar ciertos requisitos (Cualchi, 2023).

Tabla 3

Historial de producción del campo Auca – pozo 1 y 2:

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO AUCA – POZO 1 Y 2		
Resumen histórico de los pozos 1 y 2 (1975-2020)	Descubrimiento (1970):	El pozo Auca 1 fue perforado por Texaco y alcanzó una producción inicial de 3072 barriles por día (BPPD) desde las formaciones Hollín y "T".
	Inicio de producción oficial (1975):	El campo Auca arrancó con 24 pozos en operación (incluyendo los pozos 1 y 2) aportando una producción inicial de 6752 barriles diarios a nivel de campo.
	Década de los 90s:	Para 1993, el campo aumentó su infraestructura a 37 pozos y se comenzó a realizar estudios de simulación matemática debido al declive natural de presión de los pozos originales (incluyendo el pozo Auca 2), impulsando campañas de inyección de agua.

Evolución (2000-2020):	La producción de los pozos de primera generación (como el 1 y 2) bajó considerablemente debido a la madurez del yacimiento, reportando altas tasas de corte de agua. Para estabilizar y elevar la producción global del campo Auca (actual Bloque 61), el operador estatal ejecutó nuevas perforaciones horizontales y pozos de avanzada

Nota. Tomado y adaptado de (Romero, 2023).

Al analizar el historial de producción del campo Auca – pozo 1 y 2, además de los informe técnicos de producción que se emiten cada ciertos periodo de tiempo, y establecer que, al ser los primeros pozos que se explotaron en la década del 70, éstos deben entrar en un proceso de planificación estratégica de recuperación secundaria con inyección de agua pozo a pozo para extender la explotación de los campos y añadida la selección de áreas, para presentar una posible necesidad de disponibilidad de agua cerca de pozos inyectoros (Romero, 2023).

Tabla 4

Datos históricos y estadísticos relevantes

DATOS HISTÓRICOS Y ESTADÍSTICOS RELEVANTES		
Datos históricos y estadísticos relevantes	Pico histórico:	El campo Auca en su conjunto ha logrado producir cifras récord en años recientes, llegando a superar los 70.000 barriles diarios gracias a las nuevas tecnologías y pozos horizontales.
	Datos acumulados:	La información detallada y la serie histórica desagregada de volúmenes anuales o barriles por cada pozo individual no es de dominio público, sino de uso interno operativo. [1]

Nota. Tomado y adaptado de (Nevárez, 2023).

Los datos de producción individual de los pozos Auca-1 y Auca-2 no son públicos en tiempo real. Históricamente, el Auca-1 (pozo descubridor) comenzó aportando unos 3.0723.0723.072 barriles diarios (BPPD). Sin embargo, la Agencia de Regulación y

Control Hidrocarburífero publica solo reportes de campo y de pozos cerrados o con fallas operativas.

2.1.3. Estado actual del campo Auca – pozo 1 y 2:

Es importante mencionar que en la perforación de pozos petroleros se presentan problemas de pequeña y gran magnitud, cuyas consecuencias se ven reflejadas en los altos costos de inversión del Estado para la realización de este tipo de proyectos. Por lo tanto, se deben de realizar estudios especializados para entrar en un proceso de planificación estratégica de recuperación secundaria (Martínez, 2022).

En este contexto, se requiere proponer una evaluación del modelo Ansari, la misma que puede ser aplicada a los pozos 1 y 2 del campo Auca, para un sistema de levantamiento artificial tipo jet en el campo petrolero en el Oriente ecuatoriano (Sabag, 2022).

En la actualidad, los pozos 1 y 2 del campo Auca no son rentables para la producción de petróleo, por sus altos costos operativos y a la baja producción que esta genera, por lo que el estado ecuatoriano busca de manera prolija alternativas de producción que le permitan recuperar la productividad y así sostener la producción y que los equipos que todavía se encuentra en buen estado generen utilidades para la economía del país (Medina, 2022).

Este estudio de investigación propone un modelo de extracción tipo jet, denominado modelo Ansari en los pozos 1 y 2 del campo petrolero Auca equipados con sistemas de levantamiento artificial por bombeo de chorro (jet pump) reproduce de forma fiable el comportamiento hidráulico del sistema para mejorar la producción y hacer rentable su uso (Carrillo, 2024).

Este enfoque permite estimar con alta precisión variables operativas claves, tales como la presión de fondo, el caudal de producción y la eficiencia de bombeo. Los resultados exhiben una concordancia satisfactoria con los datos operativos reales, considerando las condiciones geológicas y productivas específicas del Oriente ecuatoriano (Sabag, 2022).

2.1.4. Sistemas de levantamiento artificial

La estrategia de explotación de un yacimiento implica determinar los niveles de producción en los diferentes pozos o en su punto de drenaje. Para optimizar el beneficio económico del yacimiento, es esencial elegir el método de producción más adecuado. Este método permite mantener los niveles de producción de manera rentable y eficiente, siendo la forma más conveniente y económica de extraer petróleo de un pozo (Pérez, 2023).

En la etapa inicial de la vida productiva, la mayoría de los pozos pueden producir mediante flujo natural. Sin embargo, una vez que se agota este flujo natural, se requiere el uso de una fuente externa de energía para mantener la producción del yacimiento de manera eficiente. Esta fuente de energía se utiliza para levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, en lo que se conoce como levantamiento artificial (Pérez, 2023).

Esto puede lograrse mediante la instalación de dispositivos mecánicos en el pozo, como bombas, o mediante la inyección de gas a cierta profundidad para reducir el peso de la columna hidrostática. El levantamiento artificial es necesario en aquellos pozos donde la presión del yacimiento no es suficiente para llevar los fluidos hasta la superficie. Sin embargo, en muchos casos, se recurre al levantamiento artificial para acelerar la explotación de pozos donde no es estrictamente necesario (Reyes, 2025).

El objetivo de los métodos de levantamiento artificial es minimizar el consumo de energía en la formación productora para maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento, lo que aumenta la producción de fluidos sin generar problemas como el arenamiento o la conificación del agua (Reyes, 2025).

Los sistemas más utilizados en la industria son:

- Levantamiento con bombas mecánicas.
- Levantamiento con bombas electro sumergible.
- Levantamiento con inyección de gas.
- Levantamiento con bombeo por cavidad progresiva (PCP).
- Levantamiento con bombas hidráulicas.

Tabla 5

Sistemas de levantamiento artificial

SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL		
Datos Históricos y Estadísticos Relevantes	Bombeo Mecánico (BM):	Utiliza un balancín en superficie conectado a una sarta de varillas que acciona una bomba de pistón en el fondo del pozo.
	Bombeo Electro sumergible (BES):	Emplea una bomba centrífuga multietapa en el fondo del pozo, impulsada por un motor eléctrico alimentado desde la superficie mediante un cable de potencia.
	Gas Lift (Bombeo Neumático):	Inyecta gas a alta presión en la tubería de producción para aligerar la columna de fluido y reducir la presión necesaria para su ascenso.
	Bombeo por Cavidad Progresiva (PCP):	Un rotor helicoidal gira dentro de un estator de elastómero para crear cavidades progresivas que elevan el fluido hacia arriba.
	Bombeo Hidráulico:	Utiliza un fluido motriz (agua o crudo) bombeado desde la superficie a alta presión para accionar una bomba de fondo, como la de tipo Jet.

Nota. Tomado y adaptado de (Miranda M. , 2024).

2.1.5. Que es el modelo Ansari

El **modelo Ansari** es un modelo mecanicista integral utilizado en la ingeniería de petróleos para predecir y analizar el **flujo multifásico** (gas y líquido fluyendo juntos) dentro de pozos y tuberías de producción. Fue desarrollado por el programa de investigación *Tulsa University Fluid Flow Projects (TUFFP)* (Sánchez, 2022)).

En la industria petrolera, cuando el petróleo crudo sube desde el yacimiento hasta la superficie, la caída de presión hace que los gases disueltos se expandan, creando una mezcla compleja de gas y líquido. El modelo Ansari permite a los ingenieros modelar este fenómeno con alta precisión (Sánchez, 2022).

2.1.6. Funciones principales del modelo

Tabla 6

Funciones principales del modelo

FUNCIONES PRINCIPALES DEL MODELO	
Predicción del patrón de flujo:	Identifica cómo se distribuyen el gas y el líquido dentro de la tubería (por ejemplo, si el flujo es en forma de burbujas, tapones, olas o anular).
Cálculos independientes:	Aplica ecuaciones físicas específicas para cada patrón de flujo detectado para calcular la caída de presión a lo largo del pozo y la fracción de líquido presente en la tubería
VENTAJAS EN EL SECTOR	
Precisión:	Al basarse en la física y la hidrodinámica del flujo en lugar de solo en datos estadísticos, suele ser más exacto al predecir la presión en el fondo del pozo o en líneas de flujo.
Optimización de la producción:	Permite a los ingenieros entender el comportamiento del pozo y optimizar métodos de extracción, como el levantamiento artificial por gas (Gas Lift).
Uso en software:	Dado su alto rigor matemático, se encuentra integrado en programas comerciales de simulación y diseño de pozos utilizados por operadoras petroleras de todo el mundo.

Nota. Tomado y adaptado de (Miranda M. , 2024).

2.1.7. Características principales

En el contexto petrolero, el modelo de Ansari (desarrollado por A.M. Ansari y colaboradores en 1994) es un modelo mecanístico integral diseñado para predecir el comportamiento del flujo multifásico (gas y líquido fluyendo juntos) en pozos verticales y tuberías.

Es ampliamente utilizado en la industria petrolera para calcular la caída de presión y el porcentaje de retención de líquidos (holdup).

Tabla 7

Características principales del modelo Ansari

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL MODELO ANSARI		
Enfoque mecanístico	Criterio	El modelo de Ansari se basa en los principios fundamentales de la física, la termodinámica y la mecánica de fluidos. Utiliza ecuaciones de conservación de masa y cantidad de movimiento para las fases de gas y líquido por separado, lo que le otorga mayor precisión y aplicabilidad en condiciones diferentes a las de su diseño original.
Estructura del modelo	Módulo de predicción de patrones de flujo:	Evalúa las velocidades de los fluidos y sus propiedades para determinar el tipo de configuración física que adopta la mezcla (burbuja, tapón, transición o anular).
	Modelos independientes:	Una vez identificado el patrón, aplica un modelo físico específico para ese régimen particular con el fin de estimar la caída de presión y la retención de líquido.
Características clave por patrón de flujo	Flujo de burbuja (Bubble flow):	El gas se dispersa en forma de burbujas continuas dentro de la fase líquida.
	Flujo de tapón (Slug flow):	Se caracteriza por grandes masas de líquido intercaladas con burbujas de gas de gran tamaño (llamadas burbujas de Taylor) y películas de líquido descendentes.
	Flujo anular (Annular flow):	El líquido fluye como una película sobre las paredes internas de la tubería, mientras que el gas viaja a alta velocidad por el centro transportando gotas de líquido.
Ventajas principales	Precisión mejorada:	Al estar basado en la mecánica de fluidos, ofrece resultados más exactos frente a una amplia variedad de condiciones de campo, diámetros de tubería y tasas de producción.
	Flexibilidad:	Funciona de manera altamente confiable tanto para pozos petroleros fluyentes como para instalaciones en superficie.
	Uso en simuladores:	Su estructura ha servido de base para potenciar la precisión de software de simulación comercial de flujo, como PIPESIM o OLGA.

Nota. Tomado y adaptado de (Miranda M. , 2024).

2.1.8. Sistema de levantamiento artificial tipo jet

Es un método de extracción de hidrocarburos que utiliza un fluido a alta presión (fluido motriz) desde la superficie para arrastrar el petróleo del yacimiento hacia arriba. Funciona mediante el Efecto Venturi, donde la ausencia de partes móviles en el fondo lo hace ideal para crudos pesados, arena y pozos desviados (Herbert, 2022).

Tabla 8

Sistema de levantamiento artificial tipo jet

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL TIPO JET		
Funcionamiento	Fluido motriz:	Una bomba en superficie envía un fluido a alta presión (agua o petróleo) hacia el fondo del pozo.
	Efecto Venturi	Al pasar por la boquilla de la bomba tipo jet, el fluido motriz aumenta su velocidad y disminuye su presión, creando un efecto de succión.
	Mezcla y ascenso	Esta succión extrae el petróleo del yacimiento. Ambos fluidos se mezclan en la "garganta" y el difusor, ganando la presión necesaria para ascender hasta la superficie
Ventajas principales	Sin partes móviles en el fondo	No utiliza pistones ni varillas, lo que reduce drásticamente el desgaste por fricción.
	Alta tolerancia a sólidos y corrosión	Maneja fluidos con altas cantidades de arena o agua sin atascarse.
	Recuperación sencilla	La bomba de fondo puede extraerse y reemplazarse circulando fluidos inversamente, sin necesidad de usar torres de perforación (taladros).
	Versatilidad	Es altamente efectivo en pozos profundos, horizontales o muy desviados.

Nota. Tomado y adaptado de (Miranda M. , 2024).

El sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet está compuesto por un conjunto integrado: motor, bomba superficial, separador de fases y bomba de fondo jet. Su principio de operación se basa en la inyección de un fluido a alta

velocidad desde la superficie hacia el pozo, generando una diferencia de presión que impulsa la columna de producción (Robalino, 2023).

Entre sus ventajas destaca la posibilidad de extraer hidráulicamente la bomba de fondo hasta la superficie para labores de inspección y mantenimiento, lo que reduce tiempos de intervención y costos operativos al evitar la necesidad de técnicas más complejas de recuperación. Además, este sistema ofrece flexibilidad de diseño para pozos con variaciones de producción y permite una operación continua con control remoto de las condiciones de flujo (Suarez, 2024).

El bombeo hidráulico tipo jet constituye una alternativa innovadora y confiable para la explotación de pozos, susceptible de emplearse a lo largo de su vida productiva. Su implementación contribuye a maximizar la recuperación de hidrocarburos al adaptarse a variaciones en las condiciones operativas del yacimiento (Antolinos, 2025).

2.1.9. Bombeo tipo jet

El bombeo tipo jet constituye un método de levantamiento artificial que emplea un fluido motriz, agua, petróleo o una mezcla, y una bomba diseñada para transferir energía al fluido producido mediante el efecto Venturi (Grijalva, 2024).

Dicho efecto se genera por la variación geométrica entre la garganta y la tobera del conjunto, provocando una aceleración del fluido inyectado desde superficie y, por consiguiente, una conversión de energía: la energía de presión del fluido motriz se transforma en energía cinética en la tobera y, al mezclarse con el flujo ascendente en la garganta, parte de esa energía cinética se reconvierte en presión disponible para impulsar el fluido de fondo hacia la superficie (Nohemi, 2023).

Este mecanismo permite incrementar el caudal y reducir la contrapresión de fondo sin partes móviles en el pozo, lo que facilita la operación y el mantenimiento en pozos con condiciones específicas de producción. Este sistema de levantamiento artificial es especialmente adecuado para pozos productores de fluidos corrosivos o con presencia de sólidos abrasivos, pues la bomba no posee piezas móviles; en consecuencia, ofrece mayor resistencia a ambientes hostiles y una vida útil prolongada. El diagrama esquemático de la bomba tipo jet.

El bombeo tipo jet tiene las siguientes partes:

2.1.10. Tanque de almacenamiento

El tanque contiene el fluido motriz que se bombea al pozo para suministrar la energía necesaria al sistema de inyección. Este equipo está diseñado para garantizar condiciones operativas seguras y homogéneas del fluido (presión, temperatura y composición), e incorpora dispositivos de medición y control (indicadores de nivel, válvulas de alivio y sistemas de muestreo) que permiten gestionar la dosificación y prevenir la contaminación o degradación del fluido (Grijalva, 2024).

La selección del material y la configuración del tanque se determinan en función de la compatibilidad químico-física del fluido almacenado, los requisitos de operación a presión y las normas de integridad estructural vigentes en la industria petrolera.

Este proceso incluye la evaluación de la resistencia a la corrosión, la compatibilidad con hidrocarburos y aditivos, el diseño para esfuerzos transientes y permanentes, y la verificación del cumplimiento de códigos y estándares (por ejemplo, API, ASME y normativa local). Asimismo, se consideran criterios de seguridad operacional, inspección y mantenimiento para garantizar la vida útil y la integridad del sistema de almacenamiento (Carvajal, 2024).

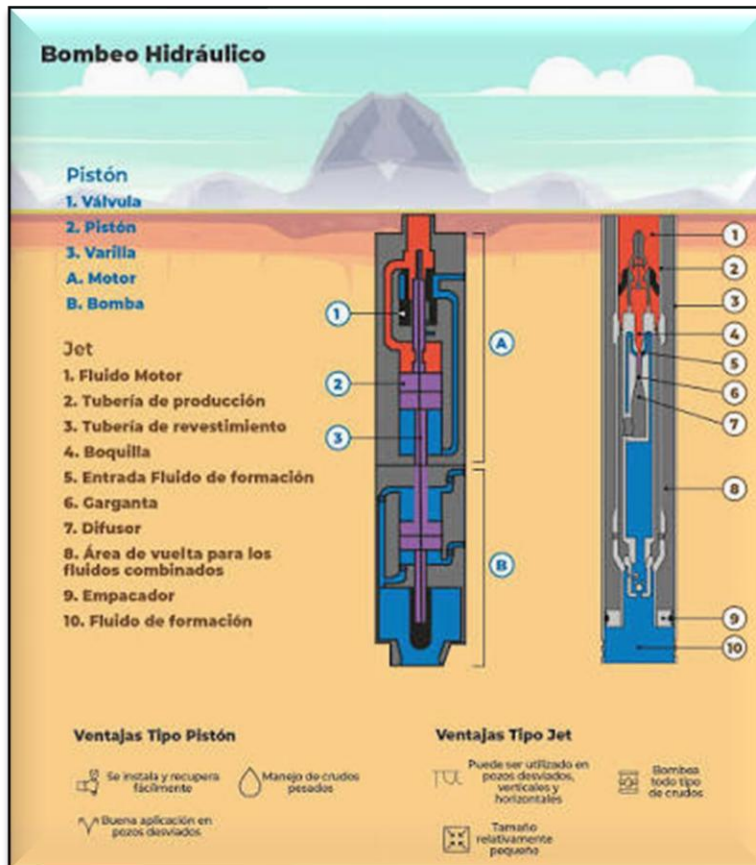
Motor

El motor suministra la potencia necesaria para accionar la bomba de superficie, permitiendo el desplazamiento y la elevación del fluido motriz desde el yacimiento hasta la superficie.

En aplicaciones petroleras, la selección del motor (eléctrico, de combustión interna o hidráulico) se realiza según requisitos de par, régimen, eficiencia y condiciones operativas, garantizando la compatibilidad con el tren de transmisión y los sistemas de control para optimizar el rendimiento y la seguridad del sistema de levantamiento artificial (ELECTROCENTRÍFUGO, A., 2023).

Gráfico 2.

Esquema del sistema de bombeo hidráulico jet



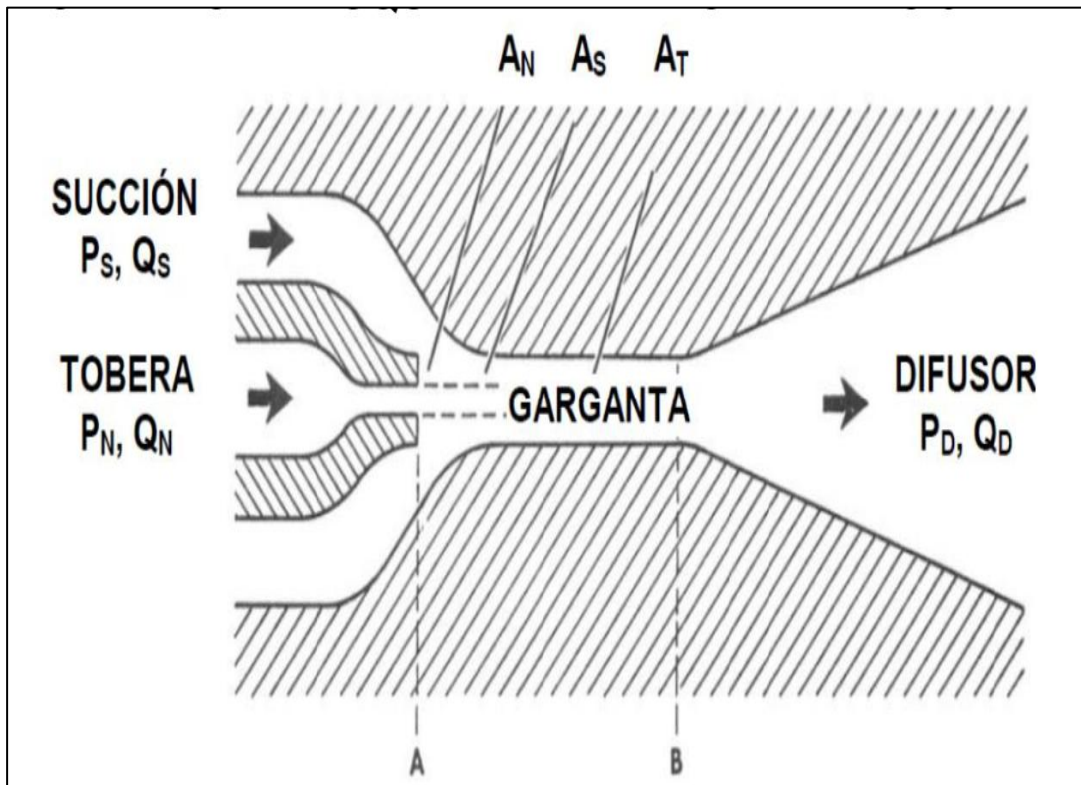
Nota. Tomado y adaptado de Universidad de los Andes.

El diagnóstico riguroso de la arquitectura del bombeo hidráulico —abarcando desde la unidad de superficie hasta la bomba de subsuelo— es crucial para comprender la eficiencia volumétrica en la extracción de crudo (Ricardo R. , 2026).

Asimismo, el examen de sus variables operativas, tales como el régimen de bombeo y la longitud de carrera, es indispensable para optimizar el consumo energético y prolongar la vida útil del activo. Esta comprensión permite identificar limitaciones y oportunidades, orientar la evaluación de alternativas tecnológicas y justificar la adopción de soluciones que optimicen la extracción y el rendimiento de los yacimientos (MENDOZA, 2024).

Gráfico 3.

Esquema de la bomba tipo jet



Nota. Tomado y adaptado de Universidad de los Andes.

En este marco analítico, la modelación funcional del mecanismo de levantamiento artificial resulta imperativa para diagnosticar su rendimiento en fondo de pozo. Comprender estas variables operativas facilita el diseño e implementación de tecnologías disruptivas que elevan la eficiencia energética y la tasa de flujo del hidrocarburo (Borbor, 2023).

En última instancia, esta estrategia técnica viabiliza la viabilidad económica del proyecto mediante la maximización del valor presente neto (VPN) del campo seleccionado (Suárez, 2023).

2.1.11. Unidad de bombeo superficial (Bomba Tríplex):

Este sistema de desplazamiento positivo es el encargado de presurizar e inyectar el fluido motriz hacia el fondo del pozo dentro del esquema de levantamiento artificial

por bombeo hidráulico. En la industria petrolera local, predomina el uso de bombas reciprocantes de configuración tríplex (Álvarez, 2022.).

Estos equipos operan mediante un arreglo de tres pistones o émbolos que se desplazan de manera alterna dentro de camisas con sistemas de sellado de alta precisión metal-metal, utilizando además válvulas de retención tipo bola para controlar de forma eficiente la admisión y descarga del fluido a altas presiones (Sares, 2022).

Separador

Los separadores de fases constituyen equipos críticos en las facilidades de superficie y estaciones de flujo para el tratamiento de hidrocarburos. Su función principal es la segregación de las corrientes fluidas multifásicas provenientes de los pozos productores, clasificándose en sistemas bifásicos (líquido-gas o petróleo-agua) o trifásicos (agua, petróleo y gas), según la naturaleza termodinámica del fluido (Palacio, 2024).

La selección de su configuración geométrica, vertical u horizontal responde estrictamente a criterios de diseño de ingeniería, tales como las tasas de flujo volumétrico (caudales), el tiempo de residencia requerido y la relación gas – aceite requerido para la operabilidad e los equipos (GOR) (Bouza, 2025).

En los sistemas de levantamiento artificial por bombeo jet, dicho componente cumple la función crítica de condicionar el flujo multifásico proveniente del pozo. Su propósito es segregar de forma eficiente el fluido motriz inyectado de la producción original del yacimiento; esta separación es indispensable para reajustar las propiedades operacionales del fluido de potencia antes de su reinyección al ciclo, garantizando así la continuidad y sostenibilidad energética del proceso de extracción hidrodinámica (Melo, 2018)

Manifold o múltiple

El múltiple de producción (manifold) constituye un arreglo estratégico de válvulas diseñado para optimizar la gestión y distribución de los fluidos extraídos. Este sistema

permite regular y canalizar el flujo proveniente de un pozo individual o de un conjunto de pozos en simultáneo hacia las etapas de separación primaria (Farez, 2025).

Asimismo, la infraestructura integra un colector de distribución que dosifica y redirige el fluido motriz hacia los diferentes pozos en función de los requerimientos operativos y de los mecanismos de levantamiento artificial implementados en cada localización, para poder optimizar la producción de las actividades petrolero (Silva, 2025).

Válvula de control

Este dispositivo se emplea para regular el flujo de fluido motriz inyectado hacia el pozo. El equipo garantiza un caudal constante de energía hidráulica hacia la bomba de subsuelo, mitigando el impacto de las fluctuaciones en el volumen de producción. Su instalación se efectúa directamente en el cabezal del pozo, donde se lleva a cabo las actividades de análisis (Ross, 2023).

La selección y especificación técnica de la válvula de subsuelo están intrínsecamente condicionadas por la naturaleza del sistema de fluido motriz implementado y la configuración mecánica de la bomba subsuperficial que se va a emplear (Ricardo R. , 2026).

Bomba de fondo

A diferencia de los sistemas mecánicos convencionales, la bomba de propulsión tipo jet (o eyector hidráulico) opera bajo un principio cinético que prescinde de componentes móviles subsuperficiales, las cuales se adaptan a las características en que opera el pozo dentro de la zona de extracción (Cabrera, 2024).

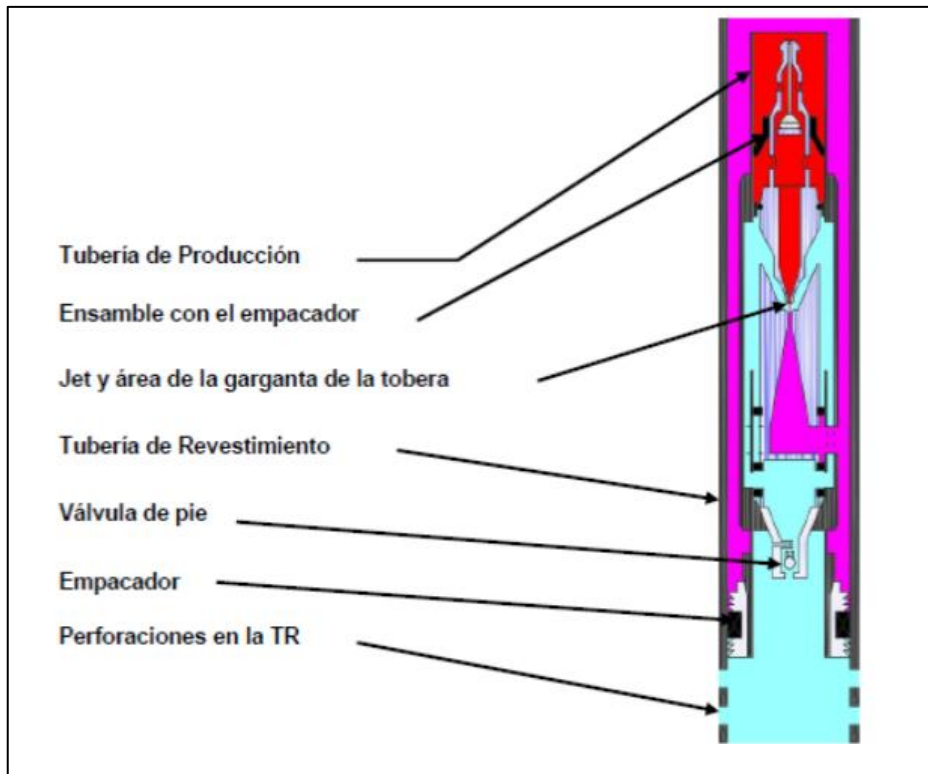
Su arquitectura interna integra elementos fundamentales como el motor hidráulico, la válvula motriz con sus respectivas varillas (superior, media e inferior), la bomba hidráulica, el tubo de balance y los orificios de eyección que posee cada una de ellas (Solà, 2023).

Este diseño modular permite configurar el aparejo tanto en modalidad fija como libre (intercambiable por flujo inverso), adaptándose a las necesidades operativas del

pozo. En el Gráfico 4 se detalla la configuración esquemática de este mecanismo de fondo (Ricardo R. , 2026).

Gráfico 4

Diagrama de la bomba tipo jet



Nota. Tomado y adaptado de Universidad de los Andes.

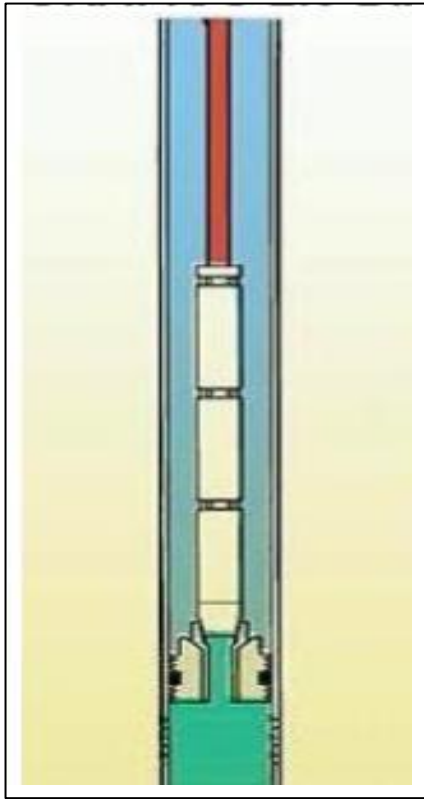
Bomba fija

Este mecanismo se encuentra integrado de forma directa a la sarta de producción; por consiguiente, su mantenimiento o reemplazo exige la extracción completa de dicha tubería. En el ámbito operativo actual, coexisten múltiples configuraciones de bombas fijas, cuya versatilidad permite su implementación tanto en sistemas de circulación de fluido motriz abiertos como cerrados (Toro, 2025).

Los parámetros gobernantes de mayor impacto en la industria hidro carburífera se analizan subsecuentemente. Por su parte, la configuración mecánica y la disposición espacial de los elementos se esquematizan en el Gráfico 5, proporcionando un marco visual técnico para la evaluación del diseño de fondo (Sotelo, 2024).

Gráfico 5.

Diagrama de representación de bomba fija



Nota. Tomado y adaptado de (Mariño, 2021).

2.1.12. Bomba fija para tubería de revestimiento

Esta configuración de bomba de subsuelo incorpora un elemento sellante de tipo recuperable en su sección superior, diseñado para asegurar el anclaje mecánico e hidráulico contra la tubería de revestimiento (casing). En arreglos de producción de tipo abierto, el fluido de potencia y los hidrocarburos producidos convergen en el espacio anular, ascendiendo simultáneamente hacia la superficie como una sola corriente homogénea (Arias, 2022).

En configuraciones de pozo de ciclo cerrado, resulta indispensable la integración de una sarta complementaria dispuesta en geometría concéntrica o paralela. El arreglo concéntrico, específicamente, introduce una tubería de menor diámetro en el interior de la sarta de producción; esta disposición segmenta el espacio físico y da origen a dos anulares diferenciados, los cuales optimizan la gestión hidráulica y el flujo de fluidos.

El fluido motriz se desplaza a través de la sarta concéntrica interna y retorna por el espacio anular delimitado entre esta y la tubería de producción. Simultáneamente, los fluidos de formación extraídos ascienden por el espacio anular configurado entre el revestido y la tubería de producción (Grijalva, 2024).

Esta configuración mecánica optimiza las tasas de flujo, lo que otorga al sistema la capacidad de gestionar elevados volúmenes de producción de los campos petroleros (Melo, 2018).

Bomba fija inserta

Esta configuración mecánica contempla el despliegue concéntrico de una sarta continua o tubería flexible (velocity string o macaroni tubing) en el interior de la tubería de producción base (tubing). La selección del diámetro nominal del conducto interno del motor (Florido, 2025).

En este contexto, el cual oscila habitualmente entre $\frac{3}{4}$ y $1\frac{1}{4}$ de pulgada, está supeditada rigurosamente a las restricciones geométricas del pozo y al modelado hidráulico requerido para optimizar los regímenes de flujo y mitigar la carga de líquido en los pozos (Rivera, 2025).

En un sistema de configuración abierta, este diseño facilita que el fluido motriz y los hidrocarburos producidos en este pozo, asciendan simultáneamente hacia la superficie. Este retorno se efectúa a través del espacio anular comprendido entre las sargas de inyección y de producción (Miranda, 2015), por lo tanto, lo descrito, se menciona en el Gráfico 5.

2.1.13. Bomba fija para tubería de producción

El diseño de esta configuración guarda similitud arquitectónica con el de una bomba insertable fija; no obstante, ofrece la ventaja operativa de gestionar caudales significativamente mayores. Una limitante intrínseca de este arreglo es que su instalación restringe el mecanismo de levantamiento exclusivamente a un sistema de inyección de fluido motriz de circuito abierto (Laiton, 2025).

Bomba libre

A diferencia de las configuraciones convencionales, estas unidades de bombeo operan sin un mecanismo de anclaje mecánico a la columna de producción. Esta característica de diseño permite su optimización operativa, facilitando la recuperación del aparejo a la superficie mediante la circulación inversa del fluido motriz (Ricardo R. , 2026).

Esta ventaja operativa disminuye sustancialmente tanto los costos asociados a la intervención y reacondicionamiento del sistema de levantamiento artificial, como los tiempos no productivos (NPT) en el pozo. Con base en este principio, se clasifican los mecanismos principales a continuación. La configuración estructural y el diagrama de flujo de una bomba libre se ilustran detalladamente en la Figura 6 (Ricardo R. , 2026).

Gráfico 6

Diagrama representativo de bomba libre



Nota. Tomado y adaptado de (Ricardo R. , 2026).

2.1.14. Sistemas de bombeo hidráulico tipo libre en tuberías de revestimiento (Casing Free Pumps)

Esta configuración tecnológica es aplicable tanto en circuitos de fluido motriz abiertos como cerrados. En un esquema abierto, el fluido de potencia inyectado y los hidrocarburos producidos se mezclan, retornando hacia la superficie a través del espacio

anular mediante un niple de asentamiento con ventana posicionado en la sección inferior del aparejo (Grijalva, 2024).

Por el contrario, en un circuito cerrado se integra una sarta de tubería paralela para canalizar el retorno exclusivo del fluido motriz hacia la superficie, segregando así el caudal de producción petrolera, el cual se recupera de forma independiente por el espacio anular (ELECTROCENTRÍFUGO, A., 2023).

2.1.15. Bomba de tuberías paralelas

El diseño de este aparejo incorpora una línea de servicio paralela a la tubería de producción (production tubing). Esta configuración facilita tanto la recuperación hidráulica de la bomba como el retorno del fluido motriz en sistemas de ciclo cerrado.

Al operar bajo esta modalidad, el gas libre del yacimiento se segrega de forma natural a través del espacio anular, evitando el bloqueo por gas (gas lock) e incrementando sustancialmente la eficiencia volumétrica del sistema de levantamiento (Zambrano, 2024).

2.1.16. Sistemas de inyección de fluido motriz

En esta configuración, se acopla una tubería de potencia paralela a la columna de producción principal. Dicha sarta auxiliar facilita tanto la recuperación mecánica del aparejo de bombeo como el retorno del fluido motriz hacia la superficie, operando bajo un esquema de sistema cerrado (ELECTROCENTRÍFUGO, P. , 2023).

Al emplear esta modalidad, las fases gaseosas provenientes del yacimiento se segregan y liberan de forma natural a través del espacio anular, lo que mitiga el efecto de interferencia por gas en la succión y, por consiguiente, optimiza la eficiencia volumétrica del sistema (González, 2022).

2.1.17. Sistema abierto de inyección de fluido motriz

En la configuración de circulación directa para sistemas de levantamiento artificial por bombeo jet, el fluido motriz y los hidrocarburos producidos se homogeneizan en la cámara de mezcla y el difusor del fondo del pozo. Posteriormente,

este fluido combinado se transporta hacia la superficie para su posterior procesamiento en una estación de flujo, donde ingresa a sistemas de separación física (bifásica o trifásica) (Román, 2021).

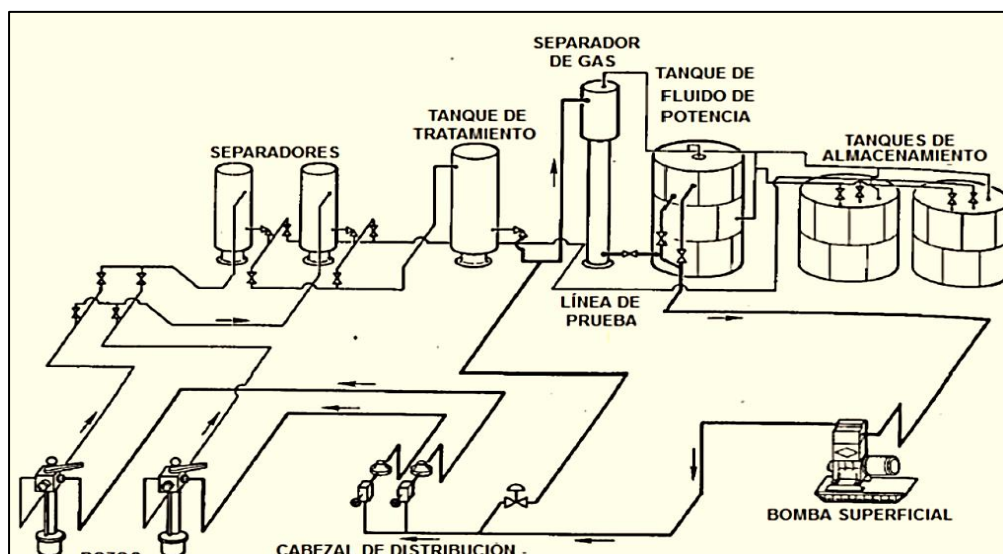
Este proceso descompone la emulsión en sus fases constituyentes: petróleo, agua e hidrocarburos gaseosos. Finalmente, las fases líquidas segregadas se dirigen hacia tanques de almacenamiento específicos, desde los cuales se recircula selectivamente el crudo o el agua de formación para reinyectarse como vector energético (fluido motriz), cerrando así el ciclo operativo (Torres, 2022).

Cuando se selecciona agua como fluido de potencia (o motriz), es indispensable acondicionarla mediante la adición de agentes lubricantes, inhibidores de corrosión y otros aditivos químicos especializados (Soto, 2024).

Esta dosificación es crucial para mitigar el desgaste mecánico y prevenir la degradación de los componentes, garantizando así la integridad estructural y la vida útil del sistema. En la Figura 7 se ilustra la arquitectura de un sistema de lazo abierto para la inyección de este fluido (Cherrez, 2024).

Gráfico 7

Sistema abierto de inyección de fluido motriz



Nota. Tomado y adaptado de (Grijalva, 2024).

2.1.18. Sistema cerrado de inyección de fluido motriz

En los sistemas de levantamiento artificial por bombeo hidráulico de ciclo cerrado, el fluido motriz opera de forma aislada y no entra en contacto con los hidrocarburos producidos por la formación. Su función principal consiste en transferir energía hidráulica directamente a la unidad de bombeo de subsuelo, para luego ser canalizado hacia la superficie (Cañar, 2022).

Esta configuración mecánica requiere la instalación de una sarta de tubería adicional destinada exclusivamente al retorno del fluido motriz, así como la integración de un ensamblaje de fondo especializado denominado cámara de inyección. La arquitectura y el flujo operacional de este mecanismo de inyección cerrada se ilustran detalladamente en la Figura 8 (Cañar, 2022).

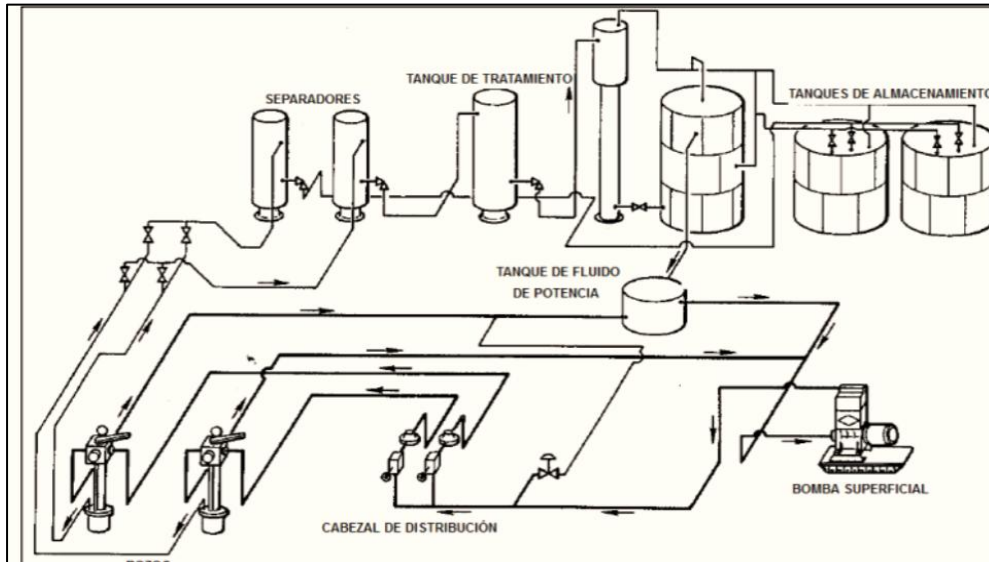
En el contexto del levantamiento artificial por bombeo hidráulico, el agua predomina como el fluido motriz de mayor elección debido a su viabilidad económica y abundante disponibilidad en los campos de producción, que se hayan ubicadas en el Oriente ecuatoriano (Ross, 2023).

No obstante, su implementación requiere un acondicionamiento químico riguroso antes de la inyección; esta fase de tratamiento incluye la dosificación de inhibidores de corrosión, agentes lubricantes y biocidas específicos, indispensables para mitigar el desgaste prematuro de los componentes internos y prolongar la vida útil de los equipos de fondo y superficie (Alejandro, 2025).

La principal atribución de este esquema tecnológico radica en su capacidad para mitigar la incertidumbre metrológica, garantizando la cuantificación precisa y continua de los volúmenes de hidrocarburos extraídos bajo condiciones dinámicas de flujo (Alejandro, 2025).

Gráfico 8.

Sistema cerrado de inyección de fluido motriz



Nota. Tomado y adaptado de (Grijalva, 2024).

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1. Enfoque de investigación

El presente trabajo se desarrolló bajo un enfoque cuantitativo, ya que se fundamentó en el análisis de datos numéricos de producción y operación de dos pozos con sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet del campo Auca. Mediante la aplicación del modelo hidrodinámico de Ansari se calcularon y evaluaron variables operativas, permitiendo analizar el comportamiento del sistema y comparar los resultados obtenidos para determinar su desempeño.

3.2. Diseño de investigación

El presente trabajo se desarrolló bajo un diseño no experimental, ya que las variables de estudio no fueron manipuladas, sino analizadas a partir de información técnica y operativa de dos pozos con sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet del campo Auca. Asimismo, corresponde a un diseño documental y de campo, debido a que se recopiló información proveniente de registros técnicos y bases de datos operacionales, la cual fue procesada mediante la aplicación del modelo hidrodinámico de Ansari para evaluar el comportamiento de los pozos.

3.3. Población

La población de estudio estuvo conformada por los pozos del campo petrolero Auca que operan mediante el sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet. Estos pozos constituyen el universo de análisis para la aplicación del modelo hidrodinámico de Ansari, desarrollado por la Universidad de Tulsa.

3.4. Muestra

La muestra estuvo conformada por dos pozos del campo Auca: ACSD-01 y ACSD-02. La selección fue de tipo no probabilística, basada en la disponibilidad de información técnica y operativa necesaria para aplicar el modelo de Ansari y evaluar su desempeño bajo las condiciones de producción de cada pozo.

3.5. Criterios de selección de los pozos

La selección de los pozos se realizó considerando la disponibilidad de información técnica y operativa contenida en la documentación consultada. Se escogieron los pozos ACSD-01 y ACSD-02 debido a que disponían de los datos necesarios para la aplicación del modelo hidrodinámico de Ansari, permitiendo evaluar su comportamiento y comparar los resultados obtenidos bajo condiciones reales de operación.

3.6. Fuentes de Información

La información utilizada en esta investigación provino de documentación técnica elaborada con información de Petroamazonas EP. A partir de estos documentos se obtuvieron los datos técnicos y operativos requeridos para la aplicación del modelo hidrodinámico de Ansari, constituyendo la base para el desarrollo del análisis y la evaluación de los resultados obtenidos.

3.7. Procedimientos de validación de información

La validación de la información se realizó mediante la revisión de la consistencia y completitud de los datos técnicos y operativos obtenidos de la documentación consultada. Se verificó que las variables de entrada requeridas por el modelo hidrodinámico de Ansari, como caudal, presiones, propiedades de los fluidos y dimensiones del sistema de bombeo hidráulico tipo jet, fueran coherentes y suficientes para su aplicación. Posteriormente, los resultados generados por el programa implementado en MATLAB fueron analizados y comparados con el comportamiento esperado del sistema de producción, con el fin de evaluar la confiabilidad de los cálculos obtenidos.

3.8. Descripción del modelo propuesto por la Universidad de Tulsa

Este modelo fue desarrollado en la Universidad de Tulsa en Oklahoma en 1988 por Bahoua Jiao mediante el uso de una mezcla de aire y agua como fluido de producción y agua como fluido motriz, a 3 000 psi y 1 200 psi respectivamente (Sevilla, 2023).

Se realizaron 676 pruebas de baja presión y 373 pruebas con altas presiones, en estas últimas se utilizó fluido desde 200 a 3 000 psi con caudales de 200 a 860 bls/d mientras que el aire se bombeo en caudales desde 0 a 185 Mft³/d y las presiones de descarga oscilaron entre 800 a 2 000 psi (Sevilla, 2023).

Los principales datos recuperados de este modelo experimental fueron las presiones de succión y descarga y la presión y caudal del fluido motriz. Este modelo, en comparación con su antecesor, el modelo de Petrie, Wilson y Smart, únicamente difiere en los coeficientes adimensionales de pérdida de presión en la tobera y pérdida de presión en la garganta, que se representan como K_n y K_{td} respectivamente (Sevilla, 2023).

3.9. Presentación del modelo

Este modelo busca predecir la resta de presión N como función de la relación adimensional de flujo de masa (Martínez F. , 2023).

$$N = \frac{P_D - P_S}{P_N - P_D}$$

A continuación, se presentará el modelo en unidades de campo.

3.9.1. Procedimiento de cálculo según el método de la universidad de Tulsa

Para este método, se necesitarán los siguientes datos obtenidos del diseño mecánico del pozo, pruebas de laboratorio y pruebas de presión. Estos datos deben estar en unidades de campo para poder aplicarlos directamente en las correlaciones (Suárez S. , 2022).

- Profundidad de la bomba (ft).
- Diámetro exterior del casing (pg).
- Diámetro interior del casing (pg).
- Diámetro exterior del tubing (pg).
- Diámetro interior del tubing (pg).
- Diámetro exterior de las juntas del tubing (pg).
- Temperatura de fondo (°F).
- Temperatura de cabeza (°F).

- Presión de succión (psi).
- Presión de cabeza (psi).
- Tasa de producción (bl/día).
- Corte de agua.
- GOR (PCS/bl).
- API (°API).
- Gradiente del agua de formación (psi/ft).
- Viscosidad del agua (cP).
- Viscosidad del petróleo (cP).
- Gradiente del petróleo (psi/ft).
- Presión de operación asumida (psi).

Adicional a estos datos, se necesitará las áreas de la tobera y garganta (AN y AT) brindados por el fabricante de la bomba. Estas áreas se obtienen de las siguientes tablas de la Tabla 9

Tabla 9

Área de garganta y de tobera

Claw			
Garganta		Tobera	
No.	Área	No.	Área
A	0.0046	1	0.0018
B	0.0072	2	0.0030
C	0.0104	3	0.0038
D	0.0142	4	0.0054
E	0.0187	5	0.0074
F	0.0239	6	0.0094
G	0.0311	7	0.0108
H	0.0376	8	0.0122
I	0.0447	9	0.0148
J	0.0526	10	0.0175
K	0.0654	11	0.0239
L	0.0796	12	0.0311
M	0.0957	13	0.0450
N	0.1190	14	0.0658
O	0.1445	15	0.0851

P	0.1763	16	0.1251
Q	0.2154	17	0.1552
R	0.2593	18	0.1950
S	0.3127	19	0.2464
T	0.3760	20	0.3119
U	0.4515	21	0.3821
V	0.5426		
W	0.6520		

Nota. Tomado y adaptado del Programa implementado en MATLAB para la aplicación del modelo hidrodinámico de Ansari (2025).

Tabla 10

Área de garganta y de tobera

Guiberson			
Garganta		Tobera	
No.	Área	No.	Área
0	0.0044	DD	0.0016
0	0.0071	CC	0.0028
0	0.0104	BB	0.0038
1	0.0143	A	0.0055
2	0.0189	A+	0.0075
3	0.0241	B	0.0095
4	0.0314	B+	0.0109
5	0.0380	C	0.0123
6	0.0452	C+	0.0149
7	0.0531	DD	0.0177
8	0.0661	E	0.0241
9	0.0804	F	0.0314
10	0.0962	G	0.0452
11	0.1195	H	0.0661
12	0.1452	I	0.0855
13	0.1772	J	0.1257
14	0.2165	K	0.1590
15	0.2606	L	0.1963
16	0.3127	M	0.2463
17	0.3750	N	0.3117
18	0.4513	P	0.3848
19	0.5424		
20	0.6518		

Nota. Tomado y Adaptado del Programa implementado en MATLAB para la aplicación del modelo hidrodinámico de Ansari. (2025)

Tabla 11*Área de garganta y de tobera*

Kobe			
Garganta		Tobera	
No.	Área	No.	Área
1	0.0060	1	0.0024
2	0.0077	2	0.0031
3	0.0100	3	0.0040
4	0.0129	4	0.0052
5	0.0167	5	0.0067
6	0.0215	6	0.0086
7	0.0278	7	0.0111
8	0.0359	8	0.0144
9	0.0464	9	0.0186
10	0.0599	10	0.0240
11	0.0774	11	0.0310
12	0.1000	12	0.0400
13	0.1292	13	0.0517
14	0.1668	14	0.0668
15	0.2154	15	0.0863
16	0.2783	16	0.1114
17	0.3594	17	0.1439
18	0.4642	18	0.1858
19	0.5995	19	0.2400
20	0.7743	20	0.3100
21	1.0000		
22	1.2916		
23	1.6681		

Nota. Tomado y adaptado del Programa implementado en MATLAB para la aplicación del modelo hidrodinámico de Ansari. (2025).

Tabla 12*Área de garganta y de tobera*

National			
Garganta		Tobera	
No.	Área	No.	Área
1	0.0064	1	0.0024
2	0.0081	2	0.0031
3	0.0104	3	0.0039

4	0.0131	4	0.0050
5	0.0167	5	0.0064
6	0.0212	6	0.0081
7	0.0271	7	0.0103
8	0.0346	8	0.0131
9	0.0441	9	0.0167
10	0.0562	10	0.0212
11	0.0310	11	0.0271
12	0.0910	12	0.0346
13	0.1159	13	0.0441
14	0.1476	14	0.0562
15	0.1879	15	0.0715
16	0.2392	16	0.0910
17	0.3046	17	0.1159
18	0.3878	18	0.1476
19	0.4938	19	0.1879
20	0.6287	20	0.2392

Nota. Tomado y adaptado del Programa implementado en MATLAB para la aplicación del modelo hidrodinámico de Ansari. (2025).

Se selecciona el tipo de sistema de bombeo tipo jet sistema abierto o sistema cerrado.

Se calcula G_S , el gradiente del fluido que ingresa a la bomba:

$$G_S = f_w * G_w + (1 - f_w) * G_o$$

f_w : fracción de agua.

G_w : gradiente del agua.

G_o : gradiente del petróleo.

Se calcula ACM, área mínima de la garganta para evitar cavitación:

$$A_{cm} = 80 * \left[\frac{1}{691} * \sqrt{\frac{G_S}{P_s}} + \left(\frac{(1 - f_w) * GOR}{24650 * P_s} \right) \right]$$

P_S : Presión de succión.

GOR : Relación gas-petróleo.

Se selecciona un valor de A_N y A_T que cumpla con:

$$(A_T - A_N) > A_{CM}$$

A_T : Área de la garganta.

A_N : Área de la tobera.

Se calcula R , la relación adimensional entre la garganta y la tobera:

$$R = \frac{A_T}{A_N}$$

Se asume P_T , un valor de presión de operación en superficie:

Se calcula la presión y el caudal en la tobera:

$$P_n = P_T + (G_N * L) + (P_{FN})_{estimado}$$

$$Q_N = 832 * A_N * \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}}$$

G_N : gradiente del fluido en la tobera.

L : profundidad de la bomba.

P_N : presión en la tobera.

El termino PFN se refiere a la pérdida de presión en la tubería debido a la fricción. Este factor tiene dependencia directa con el corte de agua, la viscosidad del fluido, y la longitud del tubing. El valor de PFN (estimado) es usualmente el 1 % del valor de P_n .

Se calcula las pérdidas de presión por fricción del fluido motriz que circula en la tubería de inyección:

$$v = 0.01191 * \frac{Q_N}{\phi_{int tubing}}$$

$$\rho_{osc} = \frac{141.5}{131.5 + API}$$

$$T_{prom} = \frac{T_{cabeza} + T_{fondo}}{2}$$

$$\rho_o = \frac{\rho_{osc}}{1 + \frac{T_{prom} - 68}{1885}}$$

$\phi_{int tubing}$: Diámetro interno del tubing.

T_{prom} : Temperatura promedio del fluido.

T_{cabeza} : Temperatura del fluido en la cabeza del pozo.

T_{fondo} : Temperatura del fluido en el fondo del pozo.

ρ_o : Densidad del fluido a condiciones del pozo.

ρ_{osc} : Densidad del fluido a condiciones estándar.

$^{\circ}API$: Gravedad API del fluido.

Con estos datos se calcula el número de Reynolds:

$$N_{Re} = 7.742 * 10^3 * \frac{v * \phi_{int tubing}}{\frac{\bar{\mu}}{\bar{\rho}}}$$

Si es que se tiene flujo laminar ($N_{Re} < 2100$) entonces se usa las siguientes ecuaciones

$$P_{FN} = 7.95 * 10^{-6} * \frac{\bar{\mu} * L * Q_N}{(\phi_{int tubing})^4}$$

Si es que se tiene flujo laminar ($NRe > 2100$), entonces se usa las siguientes ecuaciones:

$$f = 0.0361 * \frac{\left(\frac{\bar{\mu}}{\bar{\rho}}\right)^{0.21}}{(d * v)^{0.21}}$$

$$P_{FN} = 11.46 * 10^{-6} * \rho_o * L * f * \frac{(Q_N)^2}{(\phi_{int_{tubing}})^5}$$

P_{FN} : Perdidas de presión por fricción.

Se calcula la presión con la que el fluido motriz entra a la tobera:

$$P_n = P_T + (G_N * L) + P_{FN}$$

Se calcula el caudal de fluido motriz en la tobera:

$$Q_N = 832 * A_N * \sqrt{\frac{P_n - P_s}{G_N}}$$

Se calcula el caudal de descarga:

$$Q_D = Q_s + Q_n$$

Se calcula el gradiente de presión de fluido de descarga:

$$G_D = \frac{G_N Q_N + G_S Q_S}{Q_D}$$

Se calcula el corte de agua en el fluido de descarga:

$$f_{wd} = f_w * \frac{Q_s}{Q_d}$$

QD : Caudal de descarga.

Se calcula la relación gas-liquido GLR

$$GLR = \frac{Q_s * (1 - f_w) * GOR}{Q_D}$$

Se calcula las perdidas por fricción en la tubería de producción:

$$GLR \leq 10$$

$$v = 0.01191 * \frac{Q_N}{\left(\phi_{int_{casing}}\right)^2 - \left(\phi_{ext_{tubing}}\right)^2}$$

$$N_{Re} = 7.742 * 10^3 * \frac{v * \left(\phi_{int_{casing}} - \phi_{ext_{tubing}}\right)}{\frac{\bar{\mu}}{\bar{\rho}}}$$

Flujo turbulento (NRe>2100)

$$e = \frac{\phi_{int_{casing}} - \phi_{juntas_{tubing}}}{\phi_{int_{casing}} - \phi_{ext_{tubing}}}$$

$$f = 0.0361 * \frac{\left(\frac{\bar{\mu}}{\bar{\rho}}\right)^{0.21}}{\left(\left(\phi_{int_{casing}} - \phi_{ext_{tubing}}\right) v\right)^{0.21}}$$

$$\mu_D = (1 - f_w) * \mu_o + f_w * \mu_w$$

$$\bar{\gamma} = \frac{G_D}{0.433}$$

$$P_{FD}$$

$$= \frac{11.46 * 10^{-6} * \bar{\gamma} * L * f * (Q_D)^2}{\left(\phi_{int_{cas}} - \phi_{ext_{tub}}\right) * \left(\left(\phi_{int_{cas}}\right)^2 \left(\phi_{ext_{tub}}\right)^2\right)^2 * \left(\frac{\phi_{int_{cas}}}{\phi_{int_{cas}} - \phi_{ext_{tub}}}\right)^{0.1} * (1 + 1.5 * e^2)^{0.25}}$$

$\phi_{juntas_{tubing}}$: Diámetro de las juntas del tubing.

μ_D : Viscosidad del fluido de descarga.

μ_w : Viscosidad del agua.

μ_o : Viscosidad del petróleo.

$\bar{\gamma}$: Gradiente del fluido.

P_{FD} : Perdidas de presión por fricción en el fluido de descarga.

Flujo laminar ($NRe \leq 2100$)

$$e = \frac{2 * \phi_{juntas_{tub}}}{\phi_{int_{cas}} - \phi_{ext_{tub}}}$$

$$P_{FD} = \frac{7.95 * 10^{-6} * \mu * L * Q_D \left(\frac{\phi_{int_{cas}}}{\phi_{int_{cas}} - \phi_{ext_{tub}}} \right)^{0.1}}{(\phi_{int_{cas}} - \phi_{ext_{tub}}) * \left((\phi_{int_{cas}})^2 (\phi_{ext_{tub}})^2 \right)^2 * (1 + 1.5 * e^2)}$$

$$P_D = G_D * L + P_{FD} + P_{wh}$$

P_D : Presión de descarga.

P_{wh} : Presión de cabeza.

$$GLR > 10$$

Para calcular la presión de descarga P_D en el caso de que GLR sea igual o mayor a 10 PCS/bl, se aplica el método para calcular la presión final de Hagerdorn y Brown.

Se establece el coeficiente adimensional de pérdida en la tobera:

$$KN=0.04$$

Este coeficiente se lo toma de la tesis de la Universidad de Tulsa de donde se obtuvo el modelo

Se calcula el coeficiente de pérdida de presión en la garganta y en el difusor:

$$R_p = \frac{P_D}{P_N}$$

$$K_{TD} = 0.1 + 3.67 * 10^{-3} * R_p^{-2.33} * GLR^{0.63} * R^{0.33}$$

Se calcula la tasa adimensional de flujo másico:

$$Q_G = \frac{Q_S * GLR}{1000}$$

$$M = \frac{Q_S + 0,2178 * Q_G}{Q_N}$$

Q_G : Caudal de gas

Se calcula los parámetros adimensionales B y C necesarios para el cálculo de la recuperación de presión adimensional en el paso 20

$$B = 2R * \left[\frac{(1 - 2R) * (M^2 * R^2)}{(1 - R)^2} \right]$$

$$C = R^2 * (1 + M)^2$$

M: Flujo másico adimensional.

Se calcula la recuperación de presión adimensional:

$$H = \frac{B - (1 - K_{TD}) * C}{(1 - K_N) - B + (1 - K_{TD}) * C}$$

Se recalcula la presión en la tobera:

$$P'_N = \frac{P_D - P_S}{H} + P_D$$

Se recalcula la presión de succión de la bomba:

$$P'_S = P_D - H * (P'_N - P_D)$$

Se recalcula la presión de operación de la bomba en superficie:

$$P'_T = P'_N - G_N * L + P_{FN}$$

Se calcula el caudal de succión de la bomba en el que empieza la cavitación:

$$Q_{SC} = Q_S * \frac{A_T - A_N}{A_{CM}}$$

Se calcula la eficiencia de la bomba:

$$E = M * H$$

Se calcula la potencia de la bomba en superficie:

$$HP = 1.7 * 10^{-5} * Q_N * P'_T$$

Una vez comprendido el modelo Ansari y su aplicación mediante formulaciones matemáticas, y disponiendo de los datos relevantes de los pozos objeto de estudio, procede recopilar la información pertinente y seleccionar el software más adecuado según los objetivos del análisis. Esta elección debe priorizar herramientas que permitan procesar con precisión datos de producción, presión, y propiedades de yacimiento, y que faciliten la generación de imágenes, gráficos y tablas robustas y reproducibles (HERNÁNDEZ, 2021).

Los resultados más relevantes, tales como tasas de producción, perfiles de presión, curvas de declinación y mapas de permeabilidad, deben priorizarse en la presentación, pues constituyen la base para diagnosticar problemas de comportamiento de los pozos. Con una interpretación cuantitativa apoyada en el modelo Ansari, es posible identificar causas específicas de baja productividad (por ejemplo, daño de filtro, obstrucción, baja permeabilidad o problemas de flujo multifásico) y proponer medidas correctivas técnicas, como estimulaciones hidráulicas, reconfiguración de completaciones, o ajustes en los parámetros de producción (MEJIA, 2024).

Finalmente, se recomienda documentar meticulosamente los criterios de selección de software, las versiones utilizadas, los algoritmos implementados y las rutinas de procesamiento de datos, para garantizar la reproducibilidad y minimizar riesgos de sesgo o error. Esta práctica, además de mejorar la calidad técnica del estudio, contribuye a

reducir al mínimo posible la coincidencia no intencional con trabajos previos, al asegurar que los procedimientos y resultados sean originales y verificable (Paladino, 2025).

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. Resultados obtenidos al aplicar el modelo de la universidad de Tulsa a los pozos de muestra

El modelo descrito se aplicó a dos pozos seleccionados del campo Auca, ubicado en el Oriente ecuatoriano. Los pozos Auca ACSD-01 y Auca ACSD-02 cuentan actualmente con un sistema de levantamiento artificial mediante bombas Jet de configuración convencional

Para garantizar la comparabilidad de resultados se registraron las condiciones operativas promedio de cada pozo, presión de fondo, producción de fluido, relación agua-hidrocarburo y régimen de inyección, antes y después de la implementación del modelo, permitiendo evaluar su eficacia bajo condiciones de campo representativas.

Para los cálculos presentados se empleó como referencia la presión de operación actual de los pozos, con el fin de comparar los resultados y evaluar la posibilidad de optimizar la producción mediante la implementación del modelo propuesto por la Universidad de Tulsa.

Este enfoque permitió cuantificar desviaciones entre las condiciones reales y las predichas por el modelo, identificar parámetros sensibles que afectan el rendimiento y estimar ganancias potenciales en la tasa de extracción. Los procedimientos incluyeron la normalización de datos operativos, la verificación de consistencia temporal de las mediciones y la realización de análisis de sensibilidad para aislar las variables con mayor influencia sobre la respuesta del sistema.

Los resultados se presentan como diferencias absolutas y relativas respecto a la línea base operativa, acompañados de intervalos de confianza y criterios de significancia estadística para respaldar la robustez de las conclusiones.

El modelo de Ansari, desarrollado por la Universidad de Tulsa, fue aplicado mediante un programa desarrollado en MATLAB, el cual permitió ejecutar la secuencia

de cálculos establecida por el modelo a partir de los datos disponibles de los pozos seleccionados. La aplicación recibe como entradas los parámetros operativos y las propiedades de los fluidos requeridas por el modelo y procesa estos datos de manera secuencial para obtener las principales variables de operación del sistema. El programa permite:

Presentar las expresiones matemáticas empleadas en cada etapa del procedimiento.

Además, desglosar los resultados numéricos paso a paso para facilitar la verificación y la validación.

Finalmente, exportar salidas gráficas y tablas resumidas para su análisis posterior. Esta funcionalidad mejora la reproducibilidad del método y sirve como recurso pedagógico para investigadores y profesionales del sector hidro carburífero.

Durante el desarrollo del programa se efectuaron cálculos de validación para verificar su correcto desempeño; dichos ensayos numéricos se realizaron tomando como referencia los registros del pozo Auca ACSO-01.

Los procedimientos de verificación incluyeron la comparación de resultados con datos de campo y la evaluación de la estabilidad numérica de los algoritmos empleados, asegurando reproducibilidad y trazabilidad de los resultados.

Al ejecutar los cálculos con el software, se observó una discrepancia de 2 HP en la potencia estimada de la bomba de superficie en ambos escenarios evaluados, lo que corresponde a errores relativos de 2,2 % y 2,7 %, respectivamente.

Estas desviaciones se asignan a variaciones en las condiciones de entrada y a la sensibilidad del modelo numérico frente a parámetros clave (por ejemplo, pérdida de carga, rendimiento hidráulico y rendimiento mecánico), por lo que resultan compatibles con la incertidumbre esperada en ensayos operativos.

Para reducir la influencia de dichas fuentes de error, se recomienda realizar análisis de sensibilidad adicionales y validar los resultados mediante ensayos experimentales o mediante la comparación con datos de campo

4.2. Estudio del pozo Auca ACSD – 01

Los datos del pozo empleados para la aplicación del modelo de la Universidad de Tulsa se consignan en la Tabla 10. Estos datos incluyen variables relevantes para la modelación petrofísica y de producción, entre ellas profundidad, litología, porosidad, permeabilidad, presión estática, temperatura de fondo y registros de producción, y se utilizaron como insumo para calibrar y validar los parámetros del modelo.

La selección y el procesado de las variables siguieron criterios de calidad de datos y coherencia metodológica, detallados en la sección de materiales y métodos, con el fin de garantizar la reproducibilidad y la validez estadística de los resultados.

Como evidencia del trabajo realizado y del software empleado, se incluyeron capturas de pantalla del entorno MATLAB durante la ejecución de los cálculos correspondientes al pozo Auca ACSD-01. Las imágenes documentan las rutinas, las condiciones de entrada y los resultados intermedios y finales, y permiten reproducir los procedimientos numéricos.

El procesamiento siguió la metodología ejemplificada por la Universidad de Tulsa y descrita en Borbor (2023), adaptándose a los parámetros específicos del pozo (geometría, propiedades del yacimiento y condiciones de flujo). Además, se registraron las versiones del software, los scripts utilizados y los criterios de convergencia aplicados, con el fin de garantizar trazabilidad, transparencia y replicabilidad de los análisis.

Gráfico 9

Diseño de bomba jet, mediante el método de la Universidad de Tulsa

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

Diseño de bomba jet, mediante el método de la Universidad de Tulsa

Datos mecánicos del pozo		Datos de bomba jet		Datos de fluido	
OD Casing	7 pg	Profundidad de la bomba	1.005e+04 ft	Tasa de producción	510 bl/día
ID Casing	6.276 pg	Presión de succión	901 psia	Corte de agua	0.29
OD Tubing	3.5 pg	Presión de operación (asumida)	3333 psi	GOR	147.2 PCS/bl
ID Tubing	2.992 pg	Área Tobera (Tablas)	0.0122 pg ²	*API	16.7 *API
OD Juntas Tubing	4.5 pg	Área garganta (Tablas)	0.0311 pg ²	Grad. Agua de formación	0.42 psi/ft
Temperatura de fondo	228 °F	Ver áreas disponibles de garganta y tobera de la bomba		Gradiente petróleo	0.3736 psi/ft
Temperatura de cabeza	110 °F			Viscosidad del agua	0.262 cP
Presión de cabeza	88 psia			Viscosidad del petróleo	4.255 cP

CALCULAR

Nota. Tomado y adaptado de (MathWorks, 2026) - Ever González y Adrián Vera.

Tabla 13

Datos usados para el análisis del pozo Auca ACSD – 01

Dato	Símbolo	Valor	Unidad
Profundidad de la bomba	L	10050	ft
OD casing	$\phi_{extcasing}$	7	pg
ID casing	$\phi_{intcasing}$	6.276	pg
OD tubing	$\phi_{exttubing}$	3.5	pg
ID tubing	$\phi_{intcasing}$	2.992	pg
OD juntas tubing	$\phi_{juntas tubing}$	4.5	pg
Temperatura de fondo	Tfondo	228	°F
Temperatura de cabeza	Tcabeza	110	°F
Presión de succión	Pwf	901	psi
Presión de cabeza	Pwh	30	psi

Tasa de producción	Qs	510	bpd
Corte de agua	fw	0.29	
GOR	GOR	147.17	PCS/bl
Gravedad API	API	16.7	API
Gradiente agua formación	Gw	0.42	psi/ft
Viscosidad del agua	μ_w	0.262	cP
Viscosidad del petróleo	μ_o	4.255	cP
Gradiente petróleo	Go	0.3736	psi/ft
Presión de operación	Pt	3333.3	psi
Área tobera (tablas)	An	0.0122	pg ²
Área garganta (tablas)	At	0.0311	pg ²

Nota. Tomado y adaptado a partir de documentación técnica con información de Petroamazonas EP. (2025) - Ever González y Adrián Vera.

Una vez recopilados los datos del pozo Auca ACSD-01 y preparado el script en MATLAB, se incorporaron a la plataforma los valores consignados en la Tabla 13. Sobre esa base se generó el Gráfico 10, que ilustra los resultados cuantitativos de la evaluación.

Los resultados gráficos se sintetizaron posteriormente en la Tabla 11 para facilitar la comparación numérica y el análisis estadístico. Este procedimiento permitió verificar la coherencia entre las salidas computacionales y los registros experimentales, además de asegurar la trazabilidad de los datos utilizados en la interpretación.

Gráfico 10

Resultados obtenidos

RESULTADOS

Resultados	Resultados detallados	Ecuaciones	Ecuaciones continuación	Bibliografía							
Gs	0.38706	psi/ft	NRe Fluido Iny	8524.8364	NRe descarga	3642.9906	Flujo masico adimensional	0.40016			
Acm	0.017697	pg ²	f Fluido Motriz	0.035377	e	0.63977	B	0.79893			
(At-An)>Acm	Valido		Pfn Fluido motriz	25.977	psi	f Fluido descarga	0.042292	C	0.30168		
R	0.39228		Pn real	7062.003	psi	Viscosidad descarga	3.0424	cP	Recuperacion de presion (adim)	0.72929	
Pn estimado	7017.802	psi	Qn real	1303.4832	bl/dia	Grav. especifica descarga	0.87156		Presion en la tobera (recalculada)	7842.2022	psi
Qn estimado	1298.799	bl/dia	Q fluido descarga	1813.4832	bl/dia	Perdidas de presion descarga	5.5841	psi	Presion de succion (recalculada)	901	psi
Vel fluido motriz	1.7279	ft/s	Grad fluido descarga	0.37739	psi/ft	Presion de descarga	3828.3065	psi	Presion de operacion (recalculada)	4113.4992	psi
DensidadOilSC	0.95479	g/cm ³	Frac Agua en la descarga	0.081556		Rp	0.5421		Tasa limite de cavitacion	544.6728	bl/dia
T Promedio	169	°f	GLR	29.3856	PCS/bl	Coef. de perdidas en la garganta	0.19442		Eficiencia	0.29184	
DensidadOil	0.90623	g/cm ³	Vel fluido descarga	0.79587	ft/s	Qg	53.2903	MPCS/dia	Potencia de la bomba en superficie	101.2799	HP

Nota. Tomado y adaptado de (MathWorks, 2026) - Ever González y Adrián Vera.

Tabla 14

Resultados del pozo Auca ACSD – 01

No.	Descripción del cálculo	Símbolo	Valor	Unidad
1	Selección del método de inyección del fluido motriz.	-	Sistema Abierto	-
2	Cálculo del gradiente del fluido de entrada a la bomba.	Gs	0.387	psi/ft
3	Cálculo del área anular mínima de la garganta para evitar cavitación.	Acm	0.0176	pg ²
4	Comprobación que los valores de AT y AN cumplan que $(AT-AN) > Acm$.	$(AT-AN) > Acm$	Áreas válidas	-
5	Cálculo de la relación adimensional entre el área de la tobera y el área de la garganta.	R	0.392	-
6	Se asume un valor de presión de operación en la bomba de superficie.	Pt	3333.3	psi
7	Cálculo de la presión y la tasa de fluido motriz en la tobera.	Pn Qn v posc	7017.80 1298.8 1.728 0.954	psi bpd ft/s g/cm ³
8	Cálculo de las pérdidas de presión en la tubería de fluido motriz.	Tprom po NRe f PFn	169 0.906 8524.836 0.0353 25.977	°F g/cm ³ - - psi
9	Cálculo de la presión y la tasa de fluido motriz en la tobera.	Pn Qn	7062.003 1303.483	psi bpd
10	Cálculo del caudal de descarga.	QD	1813.483	bpd
11	Cálculo del gradiente del fluido de descarga.	GD	0.3774	psi/ft
12	Cálculo del corte de agua en el fluido de descarga.	fwD	0.0815	-
13	Cálculo de la relación gas-líquido.	GLR v NRe	29.385 0.795 3642.99	PCS/bl ft/s -
14	Cálculo de las pérdidas de presión en la tubería de descarga.	e f μD Y PFD	0.639 0.0422 3.0424 0.8715 5.584	- - cP - psi
15	Cálculo de la presión de descarga.	PD	3828.306	psi
16	Se toma el valor del coeficiente de pérdida en la tobera, según el método de la U Tulsa.	KN	0.04	-
	Cálculo del coeficiente de pérdida en la	Rp	0.542	-

17	garganta y el difusor.	KTD	0.194	-
18	Cálculo de la tasa de flujo másico, adimensional.	Qg M	53.29 0.4	MPCS/d -
19	Cálculo de los parámetros adimensionales B y C.	B C	0.798 0.301	- -
20	Cálculo de la recuperación de presión adimensional.	H	0.729	-
21	Re-cálculo de la presión en la tobera.	P _h	7842.202	psi
22	Re-cálculo de la presión de succión de la bomba.	P _s	901	psi
23	Recálculo de la presión de operación en la bomba de superficie.	P _t	4113.5	psi
24	Cálculo de la tasa de flujo en la succión de la bomba a partir de la cual inicia la cavitación.	Q _{sc}	544.67	bpd
25	Cálculo de la eficiencia de la bomba.	E	0.291	-
26	Cálculo de la potencia de la bomba en superficie.	HP	101.28	HP

Nota. Tomado y adaptado de (MathWorks, 2026) - Ever González y Adrián Vera.

Como se muestra en la Tabla 14, la presión de operación recalculada para la bomba de fondo asciende a 4 113,5 psi, mientras que la presión efectiva en superficie es de 3 333,3 psi. Esta discrepancia de 780,2 psi indica que el modelo sobreestima las exigencias operativas en las condiciones reales del pozo.

Por tanto, y debido al riesgo asociado a una selección de equipo basada en parámetros no representativos, la aplicación del presente modelo no se recomienda para este pozo sin una reevaluación que incorpore los perfiles reales de flujo, pérdidas por fricción y las condiciones de compresibilidad del fluido.

4.3. Estudio del pozo Auca ACSD – 02

Continuando con la línea analítica establecida, se procedió a la caracterización del pozo Auca ACSD–02 mediante los registros sistematizados en la Tabla 15.

Dicha información fue procesada en el software de modelamiento hidráulico aplicando los fundamentos del modelo de mecanístico de la Universidad de Tulsa; las tendencias cinéticas y los perfiles de producción calculados se exponen rigurosamente en el Gráfico 11.

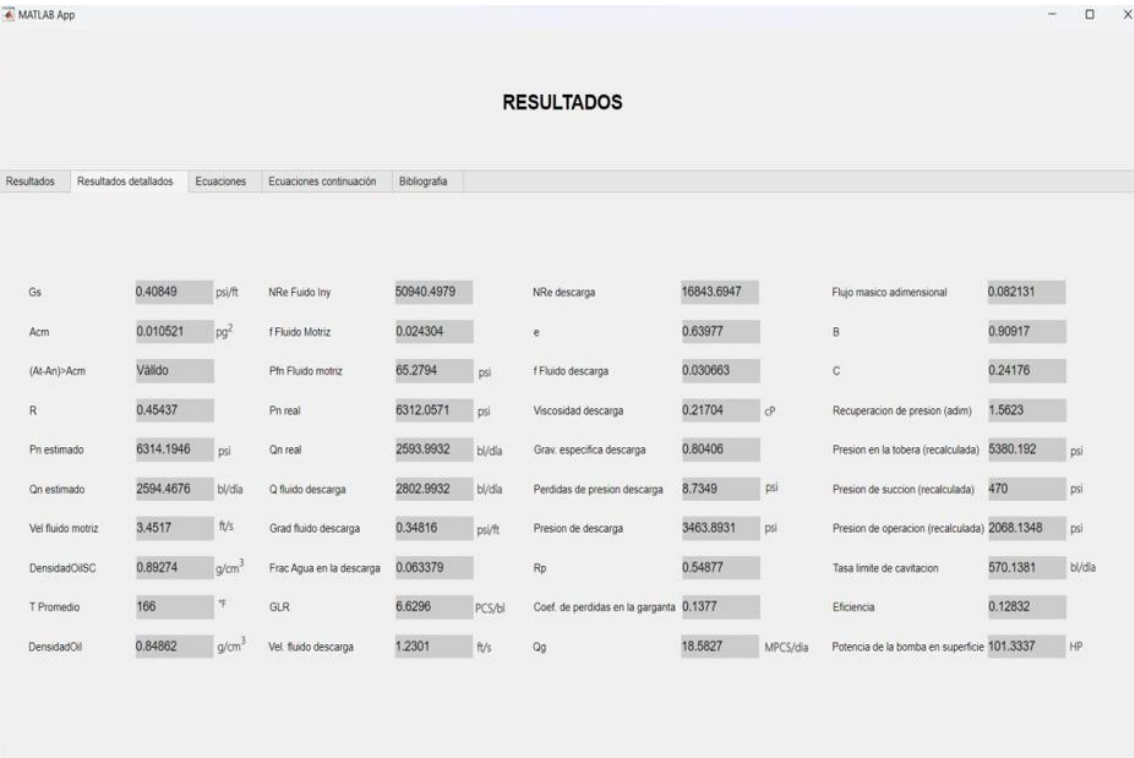
Tabla 15*Datos usados para el pozo Auca ACSD – 02*

Dato	Símbolo	Valor	Unidad
Profundidad de la bomba	L	9837.93	ft
OD casing	$\emptyset_{extcasing}$	7	pg
ID casing	$\emptyset_{intcasing}$	6.276	pg
OD tubing	$\emptyset_{exttubing}$	3.5	pg
ID tubing	$\emptyset_{intcasing}$	2.992	pg
OD juntas tubing	$\emptyset_{juntas tubing}$	4.5	pg
Temperatura de fondo	Tfondo	222	°F
Temperatura de cabeza	Tcabeza	110	°F
Presión de succión	Pwf	470	psi
Presión de cabeza	Pwh	30	psi
Tasa de producción	Qs	209	bpd
Corte de agua	fw	0.85	
GOR	GOR	592.75	PCS/bl
Gravedad API	API	27	API
Gradiente agua formación	Gw	0.42	psi/ft
Viscosidad del agua	μ_w	0.272	cP
Viscosidad del petróleo	μ_o	1.332	cP
Gradiente petróleo	Go	0.343	psi/ft
Presión de operación	Pt	3000	psi
Área tobera (tablas)	An	0.0239	pg ²
Área garganta (tablas)	At	0.0526	pg ²

Nota. Tomado y adaptado a partir de documentación técnica con información de Petroamazonas EP. (2025) .- Ever González y Adrián Vera.

Gráfico 11

Resultados obtenidos



Nota. Tomado y adaptado de (MathWorks, 2026) - Ever González y Adrián Vera.

Después de ingresar los datos en la aplicación, se obtuvieron los resultados que se presentan en la Tabla 16. Estos resultados incluyen las variables analizadas, los valores estadísticos principales (medias, desviaciones estándar y rangos), y los indicadores de calidad del ajuste empleados en el estudio.

La Tabla 16 muestra, además, la distribución de las observaciones por categorías operativas y las métricas temporales relevantes para el análisis de rendimiento, lo que permite una interpretación cuantitativa robusta de los efectos observados en las condiciones de ensayo.

Los procedimientos de validación y las técnicas de tratamiento de datos (filtrado de ruido, imputación de valores faltantes y verificación de consistencia) se aplicaron antes

del cálculo de las estadísticas descritas para garantizar la reproducibilidad y la fiabilidad de los resultados.

Tabla 16

Resultados del pozo Auca ACSD – 02

No	Descripción del cálculo	Símbolo	Valor	Unidad
1	Selección del método de inyección del fluido motriz.	-	Sistema Abierto	-
2	Cálculo del gradiente del fluido de entrada a la bomba.	Gs	0.408	psi/ft
3	Cálculo del área anular mínima de la garganta para evitar cavitación.	Acm	0.0105	pg ²
4	Comprobación que los valores de AT y AN cumplan que (AT-AN)>Acm.	(AT-AN)>Acm	Áreas válidas	-
5	Cálculo de la relación adimensional entre el área de la tobera y el área de la garganta.	R	0.454	-
6	Se asume un valor de presión de operación en la bomba de superficie.	Pt	3000	psi
7	Cálculo de la presión y la tasa de fluido motriz en la tobera.	Pn Qn v posc	6323.935 2592.855 3.449 0.892	psi bpd ft/s g/cm ³
8	Cálculo de las pérdidas de presión en la tubería de fluido motriz.	Tprom ρo NRe f PFn	166 0.848 50908.838 0.0243 65.206	°F g/cm ³ - - psi
9	Cálculo de la presión y la tasa de fluido motriz en la tobera.	Pn Qn	6321.967 2592.419	psi bpd
10	Cálculo del caudal de descarga.	QD	2801.419	bpd
11	Cálculo del gradiente del fluido de descarga.	GD	0.349	psi/ft
12	Cálculo del corte de agua en el fluido de descarga.	fwD	0.0634	-
13	Cálculo de la relación gas-líquido.	GLR v NRe	6.633 1.229 16834.238	PCS/bl ft/s -
	Cálculo de las pérdidas de presión en la	e f	0.639 0.0306	- -

14	tubería de descarga.	μD	0.217	cP
		Υ	0.806	-
		PFD	8.749	psi
15	Cálculo de la presión de descarga.	PD	3473.149	psi
16	Se toma el valor del coeficiente de pérdida en la tobera, según el método de la U Tulsa.	KN	0.04	-
17	Cálculo del coeficiente de pérdida en la garganta y el difusor.	Rp	0.549	-
		KTD	0.137	-
18	Cálculo de la tasa de flujo másico, adimensional.	Qg	18.58	MPCS/d
		M	0.0822	-
19	Cálculo de los parámetros adimensionales B y C.	B	0.909	-
		C	0.241	-
20	Cálculo de la recuperación de presión adimensional.	H	1.562	-
21	Re-cálculo de la presión en la tobera.	P'n	5395.408	psi
22	Re-cálculo de la presión de succión de la bomba.	P's	470	psi
23	Re-cálculo de la presión de operación en la bomba de superficie.	P't	2068.135	psi
24	Cálculo de la tasa de flujo en la succión de la bomba a partir de la cual inicia la cavitación.	Qsc	570.049	bpd
25	Cálculo de la eficiencia de la bomba.	E	0.128	-
26	Cálculo de la potencia de la bomba en superficie.	HP	101.532	HP

Nota. Tomado y adaptado de (MathWorks, 2026) - Ever González y Adrián Vera.

Para la optimización del sistema de levantamiento artificial en este yacimiento, se implementó una bomba hidráulica de tipo jet (modelo Claw 11J). La selección de este equipo mecánico demostró una alta eficiencia operativa, fundamentada en la compatibilidad termo/hidráulica con la infraestructura disponible en superficie.

Específicamente, el diseño del eyector y la garganta de la bomba jet se alineó óptimamente con la presión de descarga de la bomba de superficie, la cual suministra el fluido motriz a una tasa constante bajo una presión de operación de 3,000 psi (20.68 MPa). Esta sinergia de presiones minimizó las pérdidas por cavitación y maximizó el rendimiento del fluido de potencia.

Mediante la implementación del modelo de flujo multifásico de la Universidad de Tulsa (TUFFP), la recalculación de la presión de descarga en la bomba de superficie arrojó un valor de 2068.14 psi para el caudal de diseño establecido.

Esta reducción en el requerimiento de presión optimiza la potencia hidráulica del sistema, lo que se traduce directamente en una disminución de los costos operativos (OPEX) asociados al consumo energético y al desgaste mecánico de los componentes de superficie.

La presente investigación se limitó al análisis de los sistemas de levantamiento artificial por bombeo tipo jet de la línea Claw, dada su alta tasa de penetración y disponibilidad en el mercado hidro/carbonífero local. No obstante, la evaluación geométrica determinó que el modelo Guiberson 11J constituye una alternativa técnicamente viable para la sustitución de la bomba Jet Claw 12L.

Esta compatibilidad operativa se fundamenta en su configuración de diseño, la cual integra un área de boquilla (tobera) de $0.0239 \text{ (pg}^2\text{)}$ y un área de garganta de $0.0526 \text{ (pg}^2\text{)}$; dimensiones que validan de forma precisa la relación de áreas óptima de 0.454 requerida por el sistema.

4.4. Resumen de resultados

La Tabla 17 presenta de forma sintetizada los resultados obtenidos mediante la aplicación y validación del modelo matemático de Ansari en los pozos piloto Auca ACSD 01 y Auca ACSD 02. El análisis comparativo integra las principales variables hidráulicas y operacionales del sistema de bombeo Jet, con especial énfasis en las condiciones de presión, caudal y relaciones adimensionales obtenidas para cada pozo. Esta aproximación permite evaluar el comportamiento hidráulico del sistema y analizar la respuesta del modelo bajo las condiciones específicas de los pozos estudiados.

Tabla 17*Resumen de resultados*

Nº Pozo	Geometría de bomba (actual)	Geometría de bomba (sugerida)	Presión de operación de bomba de superficie (actual) (psi)	Presión de operación de bomba de superficie (sugerida) (psi)	Recomendado
Pozo Auca ACSD – 01	12L	8G	3 333.30	4 113.50	NO
Pozo Auca ACSD – 02	12L	11J	3 000.00	2 068.13	SI

Nota. Tomado y adaptado de (MathWorks, 2026) - Ever González y Adrián Vera.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

Una vez analizados los resultados de los dos pozos mediante el modelo Ansari desarrollado en la University of Tulsa, y tras comparar la equivalencia de sus producciones con el comportamiento operativo observado, se procedió a evaluar la eficiencia de ambos procesos. A partir de dicho análisis, es posible establecer lo siguiente:

El modelo de Ansari, desarrollado en la Universidad de Tulsa, integra múltiples variables operacionales para ofrecer un diagnóstico riguroso del sistema. Este enfoque integral facilita la caracterización precisa de las condiciones de flujo, optimizando los criterios de selección de la bomba y proyectando los niveles de producción con alta fidelidad técnica.

Para el pozo Auca ACSD-01, se estableció inicialmente una presión nominal de operación en la bomba de superficie de 3333,33 psi. Tras la simulación y aplicación del modelo matemático, se determinó una nueva presión operativa de 4113,49 psi. Este incremento del 23 % en la presión de cabezal, manteniendo constante la tasa de producción de fluidos, demuestra que la implementación de este modelo no es técnicamente viable para este activo, debido al aumento de la carga hidrostática o las pérdidas por fricción asociadas.

Para el pozo Auca ACSD-02, se estableció inicialmente una presión de operación de 3000 psi en la bomba de superficie. Tras la implementación del modelo hidrodinámico de Ansari (desarrollado por la Universidad de Tulsa), el parámetro óptimo calculado se redujo a 2068,07 psi. Este decremento representa una optimización del 31,06 % en el requerimiento de presión en superficie para mantener constante la tasa de producción original. En consecuencia, los resultados validan la viabilidad técnica y la alta aplicabilidad del modelo de Ansari para las condiciones operativas de este yacimiento.

El análisis comparativo determinó que el método propuesto exhibe una mayor eficiencia y efectividad en el diseño y selección de sistemas de levantamiento artificial por bombeo jet en contraste con la metodología convencional. No obstante, la validación empírica demostró una tasa de éxito del 50 % en la muestra evaluada, registrando un comportamiento operativo favorable exclusivamente en el pozo Auca ACSD-02.

Los resultados obtenidos para el pozo Auca ACSD-02 sugieren un posible ahorro económico derivado de la reducción del requerimiento de presión de operación en superficie.

5.2 RECOMENDACIONES

Se sugiere la implementación del modelo hidrodinámico de Ansari (desarrollado por la Universidad de Tulsa) en los pozos de la cuenca Oriente ecuatoriana que operan mediante levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet. La adopción de este enfoque mecanístico optimiza los criterios de selección y dimensionamiento de la bomba de chorro, debido a su robustez en la modelación del flujo multifásico y su precisión en la determinación de las variables operativas críticas.

Se recomienda extender la aplicación del modelo propuesto a la totalidad, o al menos a una muestra representativa, de los pozos ubicados en los campos petroleros del Oriente ecuatoriano. Esta implementación permitirá evaluar comparativamente el desempeño operativo de cada pozo, identificar oportunidades de optimización y validar la capacidad predictiva del modelo bajo diferentes condiciones de producción. La optimización de los parámetros operacionales contribuirá a un aprovechamiento más eficiente de los recursos técnicos y económicos, favoreciendo la reducción de los costos de operación y el incremento de la productividad. En consecuencia, se generarán beneficios tanto para las empresas operadoras como para el Estado ecuatoriano, al maximizar la rentabilidad y la sostenibilidad de la explotación de los recursos hidrocarbúricos.

Para la implementación del método de Ansari en aplicaciones industriales, se recomienda emplear herramientas computacionales especializadas que, mediante la adquisición de las licencias correspondientes, permitan estimar con mayor precisión las pérdidas de presión por fricción a lo largo del sistema de producción. Si bien la correlación propuesta por Brown y Coberly constituye una alternativa técnicamente válida para la estimación de este parámetro, la utilización de software especializado incrementa la exactitud de los cálculos y reduce la incertidumbre asociada a las predicciones del comportamiento hidráulico del pozo.

Se recomienda que la Universidad Estatal Península de Santa Elena fortalezca la disponibilidad y el acceso a plataformas digitales, software especializado y recursos

computacionales orientados a la formación de los estudiantes, particularmente de la carrera de Ingeniería en Petróleos. La incorporación de estas herramientas tecnológicas facilitará el desarrollo de investigaciones científicas y técnicas de mayor calidad, así como la ejecución de análisis, simulaciones y modelamientos propios de la ingeniería petrolera. Asimismo, contribuirá a optimizar los procesos de enseñanza-aprendizaje, incrementar la eficiencia en el desarrollo de proyectos de investigación y reducir las limitaciones asociadas al procesamiento y análisis de datos, favoreciendo la obtención de resultados con un mayor nivel de confiabilidad, precisión y rigor científico.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alejandro, F. (. (2025). *Gestión integral de tratamientos químicos en fondo de pozo como estrategia para optimizar y/o mantener la performance de producción.*
- Álvarez, K. (2022.). *Analisis Tecnico Entre Unidades De Desplazamiento Positivo Triplex y Unidades Centrifugas HPS Para Optimizar El Sistema De Fluido Motriz En El Campo.*
- Antolinos, P. (2025). *Mejora de sistemas de extracción de agua de pozos mediante bombas manuales usadas en países en vías de desarrollo.*
- Arias, H. G. (2022). *Estudio de factibilidad para reparar el solapamiento excesivo de tubería entre el casing de la sección media y el liner de producción de un pozo productor comunicado con un acuífero superior.*
- Borbor, H. (2023). *Implementación de inteligencia artificial para la predicción y optimización del rendimiento.*
- Bouza, E. (2025). *Parámetros requeridos para el diseño de separadores.*
- Cabrera, D. (2024). *Fundamentos de la propulsión naval.*
- Cajo, J. (2024). *Estudio para optimizar la producción de petróleo con el sistema de bombeo hidráulico en el campo Auca.*
- Calvache, L. (2020). *Estudio técnico económico para la optimización de producción mediante el cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible en pozos candidatos del bloque 44. Fialnet.*
- Cañar, E. (2022). *Estudio del sistema de bombeo hidráulico.*
- Carrillo, F. (2024). *Optimizar el sistema de levantamiento artificial a través del análisis nodal de bombeo electrosumergible y bombeo hidráulico tipo jet en el pozo.*

- Carvajal, J. (2024). *Propuesta de un plan de gestión de integridad en un proceso de combustión in situ.*
- Cataña, A. (2023). *Estudio para incrementar la producción de los Campos Auca y Culebra de la empresa EP PETROECUADOR, mediante la aplicación de estimulaciones matriciales con el fluido oneSTEP .*
- Cherrez, D. (2024). *Diseño de un banco de pruebas para determinación de la vida útil remanente en sistemas de transmisión de engranajes rectos aplicando la metodología TRIZ .*
- Chonillo, V. Y. (2022). *ánalisis de la selección de los fluidos de perforación utilizados en pozos petroleros de un campo de la Cuenca Oriente.*
- Cualchi, B. (2023). *Selección de pozos candidatos para un proyecto de recuperación secundaria en Basal Tena en la parte central del Campo Auca.*
- Del Pezo Yagual, J. (2022). *Screening para selección de levantamiento artificial aplicado a un pozo en un campo maduro perteneciente al oriente ecuatoriano.*
- Díaz, J. (2021). *Propuesta de gestión socio ambiental integral en un campo petrolero de la región amazónica.*
- ELECTROCENTRÍFUGO, A. (2023). *Ingeniero petrolero.*
- ELECTROCENTRÍFUGO, P. . (2023). *Aplicación del sistema artificial de producción por bombeo electrocéntrico en pozos extractores de agua.*
- Escobar, M. (2021). *Análisis de la derivada de presión en yacimientos con tope y base abiertos al flujo. Revista fuentes el reventón energético, 18(1).*
- Farez, R. (2025). *Optimización de la producción mediante la desgasificación de anulares.*
- Florido, C. (2025). *Criterios de diseño, cálculo y fabricación para tuberías y soportes de chapa en motores aeronáuticos.*
- González, M. (2022). *valuación del efecto de presurización del espacio anular sobre el comportamiento de producción de crudo extrapesado de los pozos .*

- Grijalva, E. (2024). *Producción de petróleo con bombeo hidráulico tipo jet, utilizando como fluido motriz el agua del sistema de reinyección, en un campo del oriente ecuatoriano.*
- Grijalva, E. (2024). *Producción de petróleo con bombeo hidráulico tipo jet, utilizando como fluido motriz el agua del sistema de reinyección, en un campo del oriente ecuatoriano .*
- Herbert, J. (2022). *ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas. Vol. I: Origen y características de los hidrocarburos.*
- HERNÁNDEZ, O. (2021). *Modelo Neuronal para la Estimación de Valores de Permeabilidad a Partir de Registros de Pozo y Análisis de Núcleos.*
- Laiton, M. (2025). *Guía básica para diseño, montaje y operación de estructuras y equipos en redes hidráulicas a presión de agua potable y residual en edificaciones.*
- Mariño, M. (2021). *Aplicación de una metodología de diseño de ingeniería para la automatización de un proceso de demostración de tanques, bombas, y válvulas usando Graftet.*
- Martínez, F. (2023). *Estudio del fenómeno de expansión-contracción del lecho en reactores de lecho ebullente usando el análisis dimensional y la teoría de modelos.* Revista mexicana de ingeniería química, 7(2), 113-122.
- Martínez, J. (2022). *nforme sobre efectos ambientales (bióticos, físicos y sociales) y económicos de la exploración de hidrocarburos en áreas con posible despliegue de técnicas de fracturamiento hidráulico de roca generadora mediante perforación horizontal.*
- MathWorks, , S. (2026). Software MATLAB. Estados Unidos.
- Matos, Y. (. (2023). *Diseño del sistema de explotación para la presa de rechazo nueva ubicada.*

- Medina, V. (2022). *Factibilidad técnica y económica de la desgasificación de anulares en pozos productores de petróleo del campo Auca* .
- MEJIA, V. (2024). *CONTROL DE LA PRODUCCION DE AGUA EN POZOS PETROLEROS*.
- MENDOZA, I. (2024). *Maestría en Ingeniería en Exploración y Explotación de Recursos Naturales*.
- Mera, J. (2022). *uidado de la edición: Paulina Torres Diseño de portada e interiores: Antonio Mena Imprenta: Crearimagen Quito*.
- Miranda, E. (2021). Producción de petróleo con bombeo hidráulico tipo Jet, utilizando como fluido motriz agua del sistema de reinyección, en un campo del oriente ecuatoriano. *Biodigital*.
- Miranda, M. (2024). *Optimización del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico en pozos someros, orientado en la sección petrópolis del campo GGV*.
- Montejo, J. (2022). *Diseño de un sistema simulador físico de flujo multifásico para reproducir condiciones de flujo semejantes a las reales*. Villahermosa.
- Nevárez, E. (2023). *El petróleo y sus fases en el Ecuador*. In Biblioteca Colloquium.
- Nohemi, M. (2023). *Análisis y Dimensionamiento de una Tobera CD para un Cohete tipo Sonda*.
- Palacio, Á. (2024). *Estudio comparativo técnico-económico entre bombas multifásicas y estaciones de separación de flujo tradicionales*.
- Paladino, M. (2025). *Desde los obstáculos hasta las estrategias: Integración de la inteligencia artificial en el ciclo de vida del desarrollo del software* .
- Pérez, R. (2023). *Propuesta de optimización de los pozos productores con respuesta positiva de presión de yacimiento en el proyecto de inyección de agua del campo Boscán*. Venezuela.

- Petroamazonas EP. (2025). *Estudio de Impacto Ambiental Expost y Plan de Manejo Ambiental del Campo Pucuna: Historial de Reservorios y Completación de Pozos*.
- Reyes, O. (2025). *mplementación de cambio de sistemas de levantamiento artificial en pozos de baja producción en Shushufindi campo Aguarico bloque 57*.
- Ricardo, J. (2023). *Estudio para la optimización de sistemas de levantamiento artificial para la producción de petróleo en pozos de la zona central*.
- Ricardo, R. (2024). *Desarrollo de un software para el análisis comparativo y dimensionamiento entre el bombeo mecánico por varilla y el bombeo hidráulico tipo jet, como estrategia para la optimización de la producción en campos con crudos pesados*.
- Ricardo, R. (2026). *Desarrollo de un software para el análisis comparativo y dimensionamiento entre el bombeo mecánico por varilla y el bombeo hidráulico tipo jet, como estrategia para la optimización de la producción en campos con crudos pesados*.
- Rivadeneira, M. (2021). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Editores Científicos, Quito:.
- Rivera, Y. (2025). *Optimización de la producción mediante el fracturamiento hidráulico al reservorio*.
- Robalino, H. (2023). *Parametrización de un modelo numérico de bomba jet para el diseño de sistemas de levantamiento artificial con bombeo hidráulico*.
- Robalino, H. (2023). *Parametrización de un modelo numérico de bomba jet para el diseño de sistemas de levantamiento artificial con bombeo hidráulico*.
- Román, E. (2021). *Optimización de la producción de crudos con baja gravedad API mediante la aplicación de agua como fluido motriz en sistemas de levantamiento artificial hidráulico tipo Jet*.

- Romero, C. (2023). *ánalisis técnico económico para la integración de microcentros de generación eléctrica en el área petrolera AUCA de petroproducción* . Quito.
- Ross, G. (2023). *Utilizacion Del Fluido De Pozo Productor De Agua Como Fluido Motriz Para Sistema De Levantamiento Artificial Hidraulico Tipo Jet En Pozo Con Bajo Grado API (Bachelor's thesis)*.
- Sabag, J. (2022). *Fundamentos de la tecnología de productividad de pozos petroleros*. Reverté.
- Sánchez, E. (2022). *El comportamiento económico del mercado del petróleo*. . Ediciones Díaz de Santos.
- Sánchez, L. (2024). *Minería subterránea moderna*.
- Sánchez, Q. (2022). *Desarrollo de un algoritmo de cálculo para integrar un modelo de estimación de tasas de corrosión con modelos de flujo multifásico Gas-Líquido*.
- Santillán, C. (2022). *Diseño De La Bomba Hidráulica En El Pozo Espol-01, Para El Cambio De Sistema De Levantamiento Artificial De Bombeo Electrosomergible A Bombeo Hidráulico Tipo Jet Mediante El Uso Del Software Syal* .
- Sares, F. (2022). *Implementación del sistema power oil movil utilizando hps en pozos con sistema de levantamiento artificial hidráulico en la misma locación* .
- Schlumberger, P. (2020). *Sistema de bombeo de superficie horizontal. fSPACE*.
- Sevilla, J. (2023). *Análisis del modelo planteado por la Universidad de Tulsa aplicado a una muestra de pozos con sistema de levantamiento artificial tipo jet de distintos campos del Oriente Ecuatoriano*.
- Silva, J. (2025). *Análisis del posicionamiento de Dispositivos de Control de Flujo (ICD's) en perforados para pozos horizontales*.
- Solà, V. (2023). *Estudio del sistema propulsivo waterjet*.
- Sotelo, A. (2024). *Análisis y selección de alternativa para la reparación de sellos en conexiones rotativas en tubería para la industria petrolera en Colombia*.

- Soto, T. (2024). *Importancia del diseño estructural en los talleres profesionales de arquitectura*. Sobre los Procesos del Proyecto Arquitectónico, 166.
- Suárez, D. (2023). *Master in Business & Technology*.
- Suarez, D. (2024). *Tendencias tecnológicas de inspección enfocadas en la industria petrolera*.
- Suárez, S. (2022). *esarrollo de un método analítico para el diseño de revestidores en el proceso de construcción de pozos petroleros*.
- Toro, J. (2025). *Desarrollo de un conjunto de herramientas de soporte a la decisión y su implementación en un plan de gestión técnica para la renovación de redes de abastecimiento y saneamiento de agua*.
- Torres, V. (2022). *Estado del arte del manejo en superficie del agua asociada a los procesos de extracción de petróleo crudo*.
- Vergara, T. (2019). Estudio del sistema tipo jet instalado en el Campo Lago Agrio, utilizando el modelo propuesto por la Universidad de Tulsa para incrementar la producción.
- Yagual, J. (2022). *Screening para selección de levantamiento artificial aplicado a un pozo en un campo maduro perteneciente al oriente ecuatoriano*.
- Zambrano, C. (2024). *Diseño de Completaciones Duales Paralelas para un Sistema de Bombeo Hidráulico*.

ANEXOS

Herramienta computacional en MATLAB

MATLAB App

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

Diseño de bomba jet, mediante el método de la Universidad de Tulsa

Datos mecánicos del pozo		Datos de bomba jet		Datos de fluido	
OD Casing	7 pg	Profundidad de la bomba	1.005e+04 ft	Tasa de producción	510 bl/día
ID Casing	6.276 pg	Presión de succión	901 psia	Corte de agua	0.29
OD Tubing	3.5 pg	Presión de operación (asumida)	3333 psi	GOR	147.2 PCS/bl
ID Tubing	2.992 pg	Área Tobera (Tablas)	0.0122 pg ²	*API	16.7 *API
OD Juntas Tubing	4.5 pg	Área garganta (Tablas)	0.0311 pg ²	Grad. Agua de formación	0.42 psi/ft
Temperatura de fondo	228 °F	Ver áreas disponibles de garganta y tobera de la bomba		Gradiente petróleo	0.3736 psi/ft
Temperatura de cabeza	110 °F			Viscosidad del agua	0.262 cP
Presión de cabeza	88 psia			Viscosidad del petróleo	4.255 cP

CALCULAR

Nota. Tomado y adaptado de (MathWorks, 2026) - Ever González y Adrián Vera.

Resultados	Resultados detallados	Ecuaciones	Ecuaciones continuación	Bibliografía
Ecuaciones Usadas				
1. Selección del metodo de inyección de fluido motriz		Sistema Abierto		
2. Cálculo del gradiente del fluido de entrada a la bomba		$G_s = f_w * G_w + (1 - f_w) * G_o$	Gs	0.38706 psi/ft
3. Cálculo el area anular minima de la garganta para evitar cavitación		$A_{cm} = Q_s * \left[\frac{1}{691} * \sqrt{\frac{G_o}{P_s}} + \left(\frac{(1 - f_w) * GOR}{24650 * P_s} \right) \right]$	Acm	0.017697 pg ²
4 Selección de un valor de AT-AN que exceda a ACM, para evitar la cavitación (tablas) 3.8		$(A_T - A_N) > A_{cm}$	(At-An)>Acm	Válido
5. Cálculo de la 5 relación adimensional de la tobera con el área de la garganta		$R = \frac{A_N}{A_T}$	R	0.39228
6 Se asume el valor de presión de operación en superficie.			Pt	3333 psi
7. Cálculo de la presión y tasa de fluido motriz en la tobera			Pn estimado	7017.505 psi

Nota. Tomado y adaptado de (MathWorks, 2026) - Ever González y Adrián Vera.

MATLAB App				
ÁREAS DE GARGANTAS Y TOBERAS DISPONIBLES				
Claw	Kobe	Guiberson	National	
Garganta		Tobera		
x_AT	AT	x_AN	AN	
A		0.0046	1	0.0018
B		0.0072	2	0.0030
C		0.0104	3	0.0038
D		0.0142	4	0.0054
E		0.0187	5	0.0074
F		0.0239	6	0.0094
G		0.0311	7	0.0094
H		0.0376	8	0.0122
I		0.0447	9	0.0148
J		0.0526	10	0.0175
K		0.0654	11	0.0239
L		0.0796	12	0.0311
M		0.0957	13	0.0450
N		0.1190	14	0.0658
O		0.1445	15	0.0851
P		0.1763	16	0.1251
Q		0.2154	17	0.1552
R		0.2593	18	0.1950
S		0.3127	19	0.2464
T		0.3760	20	0.3119
U		0.4515	21	0.3821
V		0.5426	NaN	NaN
W		0.6520	NaN	NaN

Nota. Tomado y adaptado de (MathWorks, 2026) - Ever González y Adrián Vera.

Resultados	Resultados detallados	Ecuaciones	Ecuaciones continuación	Bibliografía
Ecuaciones Usadas				
Continuación paso 13				
$e = \frac{2 * Q_{\text{juntas_rubing}}}{Q_{\text{int_casing}} - Q_{\text{ext_rubing}}}$		$e = \frac{Q_{\text{int_casing}} - Q_{\text{juntas_rubing}}}{Q_{\text{int_casing}} - Q_{\text{ext_rubing}}}$	e	0.63977
$f = \frac{7.95 * 10^{-6} * \mu * L * Q_D * \left(\frac{Q_{\text{int_casing}}}{Q_{\text{int_casing}} - Q_{\text{ext_rubing}}} \right)^{0.1}}{(Q_{\text{int_casing}} - Q_{\text{ext_rubing}}) * \left((Q_{\text{int_casing}})^2 - (Q_{\text{ext_rubing}})^2 \right) * (1 + 1.5 * e^2)}$		$f = 0.0361 * \frac{\left(\frac{\mu}{p} \right)^{0.21}}{\left((Q_{\text{int_casing}} - Q_{\text{ext_rubing}}) * v \right)^{0.21}}$	f	0.042292
$\mu_D = \frac{C_D}{0.433}$		$\mu_D = (1 - f_w) * \mu_o + f_w * \mu_w$	μ_D	3.0424 cP
$P_{FD} = \frac{11.46 * 10^{-6} * \bar{p} * L * f * (Q_D)^2}{(Q_{\text{int_casing}} - Q_{\text{ext_rubing}}) * \left((Q_{\text{int_casing}})^2 - (Q_{\text{ext_rubing}})^2 \right) * \left(\frac{Q_{\text{int_casing}}}{Q_{\text{int_casing}} - Q_{\text{ext_rubing}}} \right)^{0.1} * (1 + 1.5 * e^2)^{0.25}}$		$\bar{p} = \frac{C_D}{0.433}$	$\bar{p}$	0.87156
$P_{FD} = \frac{7.95 * 10^{-6} * \mu * L * Q_D * \left(\frac{Q_{\text{int_casing}}}{Q_{\text{int_casing}} - Q_{\text{ext_rubing}}} \right)^{0.1}}{(Q_{\text{int_casing}} - Q_{\text{ext_rubing}}) * \left((Q_{\text{int_casing}})^2 - (Q_{\text{ext_rubing}})^2 \right) * (1 + 1.5 * e^2)}$			P_{FD}	5.5839 psi
15. Cálculo de la presión de descarga $P_D = C_D * L * P_{FD} + P_{wh}$			P_D	3886.307 psi
16. Se toma el valor del coeficiente de pérdida de la tobera, adimensional segun U Tulsa				

Nota. Tomado y adaptado de (MathWorks, 2026) - Ever González y Adrián Vera.

