



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

TEMA:

**“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN
EL POZO BARINAS II-A MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

**GUZÑAY ACHANCE CRISTHIAN ESTIVEN
REYES PANCHANA WILL RODOLFO**

TUTOR:

ING. EDISON BRITO ÁVILA, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2026

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

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

TEMA:

**“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN
EL POZO BARINAS II-A MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

GUZÑAY ACHANCE CRISTHIAN ESTIVEN

REYES PANCHANA WILL RODOLFO

TUTOR:

ING. EDISON BRITO ÁVILA, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2026

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Marllelis Gutiérrez H, PhD.
DIRECTOR DE CARRERA



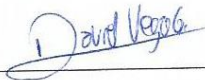
Ing. Edison Brito Ávila, MSc.
DOCENTE TUTOR



Ing. Sadi Iturralde Kure, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.
DOCENTE UIC



Ing. David Vega González
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi madre por darme la fuerza y la voluntad para no rendirme incluso cuando fui puesto a prueba, gracias por sostener mi espíritu y permitirme renacer en cada caída.

A mi madre, cuyo espíritu indomable me enseñó a resistir.

A mi padre por sus enseñanzas y guía.

A mi hermano por su apoyo y compañía.

A toda mi familia por ser el pilar que me sostuvo cuando más lo necesité, como el Ave de Hermes, entendí que cada día fue parte de mi transformación.

Gracias a ustedes hoy me levanto más fuerte y alcanzo este logro que también es suyo.

Guzñay Cristhian

Dedico el presente trabajo a mi familia por ser mi fuente de motivación, guiarme por un buen camino, enseñarme los buenos valores y su apoyo constante.

Gracias por los consejos que me dieron para tomar buenas decisiones y tener una mejor disciplina para mejorar.

Estuvieron presente en este largo proceso dándome ánimos y fortalezas para seguir adelante y lograr llegar a mis metas propuestas para conseguir una superación como persona.

Will Reyes Panchana

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “**EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL POZO BARINAS II-A MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA**” elaborado por los estudiantes **GUZÑAY ACHANCE CRISTHIAN ESTIVEN** y **REYES PANCHANA WILL RODOLFO**, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema anti plagio **COMPILATIO**, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 9% de la valoración permitida.



CERTIFICADO DE ANÁLISIS
magister

TESIS-GUZÑAY CRISTHIAN-REYES WILL

9%
Textos sospechosos



- 8% Similitudes
< 1 % similitudes entre comillas
2 % entre las fuentes mencionadas
- 1% Idiomas no reconocidos
- 13% Textos potencialmente generados por la IA (ignorado)

Nombre del documento: TESIS-GUZÑAY CRISTHIAN-REYES WILL.docx	Depositante: EDISON ANDRÉS BRITO AVILA	Número de palabras: 17.461
ID del documento: 67f3a05536c503287be729da51a84c432ee724f1	Fecha de depósito: 25/11/2025	Número de caracteres: 118.671
Tamaño del documento original: 24,86 MB	Tipo de carga: interface	
	fecha de fin de análisis: 25/11/2025	



Firmado electrónicamente por
EDISON ANDRÉS BRITO
AVILA

Validar únicamente con FirmaEC

ING. EDISON BRITO ÁVILA, MSc.


C.I.: 0927177428

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, **GUZÑAY ACHANCE CRISTHIAN ESTIVEN** y **REYES PANCHANA WILL RODOLFO**, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL POZO BARINAS II-A MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA”**, 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 cedemos los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

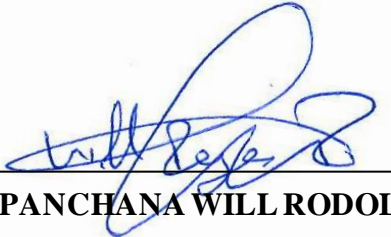
Atentamente,



GUZÑAY ACHANCE CRISTHIAN ESTIVEN

Autor de Tesis

C.I. 0605347913



REYES PANCHANA WILL RODOLFO

Autor de Tesis

C.I. 2400398372

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Edison Brito Ávila, Msc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL POZO BARINAS II-A MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA”** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por los estudiantes **GUZÑAY ACHANCE CRISTHIAN ESTIVEN** y **REYES PANCHANA WILL RODOLFO**, 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.



ING. EDISON BRITO ÁVILA, 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 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL POZO BARINAS II-A MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA”**. Ha sido desarrollado por los estudiantes de la Carrera de Petróleos: **CRISTHIAN ESTIVEN GUZÑAY ACHANCE** y **WILL RODOLFO REYES PANCHANA** 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

A mi madre, fuente de mi fortaleza y columna eterna de mi vida.

A ti, que nunca te rendiste, aunque la vida te puso pruebas que habrían quebrado a muchos, eres una mujer invencible, capaz de levantarse aun con el alma herida.

Tu espíritu firme e indomable ha sido mi mayor ejemplo, la sangre que heredó de ti, no conoce la derrota, porque en ella vive tus batallas, sacrificios y tus valentías, si hoy alcanzo esta meta es porque tu fortaleza me sostuvo cuando mis fuerzas decaían, este triunfo es tuyo porque soy tu reflejo.

A mi compañero de tesis, hermano de camino y de jornadas incansables, la distancia que nos separaba nunca fue un obstáculo, al contrario, fue puente que demostró el compromiso y la entrega de ambos, compartimos madrugadas, risas, frustraciones, ideas, viajes un sinfín de experiencias que marcaron estos años, tu amistad fue impulso y compañía en este gran trayecto, gracias por caminar a mi lado hasta este punto donde la meta se vuelve realidad.

A mi tutor Ing. Edison Brito Ávila, quien con sus conocimientos disciplina y exigencia moldeó mi crecimiento personal, por creer en mis capacidades, por corregirme cuando fue necesario, por orientarme cuando dudé y por impulsar mi carácter para convertirme en un mejor ser humano.

¡¡Por último, me lo dedico a mí mismo!!

A esos momentos en la que la vida trato de detenerme, a cada caída que me obligó a renacer, a la versión de mí que dudó, que se quebró y aun así volvió a levantarse como el Ave de Hermes, me reconstruí una y otra vez, descubriendo que la verdadera grandeza nace del sacrificio y de la transformación.

Hoy sé que apostar por mí mismo siempre valdrá la pena, a mi niño interior le digo lo logramos, este no es el final, sino el comienzo de todo lo que estamos destinados a convertirnos.

Guzñay Cristhian.

A Dios, por darme fuerzas para no rendirme en los momentos difíciles para lograr los objetivos empleados en esta etapa de mi vida.

A mis padres, por su apoyo en todo momento, fuente de mi motivación para seguir adelante, siendo también parte de este proceso para alcanzar mis logros que también son suyos, por sus sacrificios realizados y estar a mi lado no solo en los buenos momentos, sino también los difíciles brindándome su comprensión y amor constante.

A mi compañero de tesis y amigo, por tener la paciencia en este largo proceso académico, tu apoyo y dedicación han sido clave para realizar éste, y muchos más trabajos realizados, gracias por tu carácter colaborativo tanto para nuestra formación profesional como personal, y por haber compartido tu lealtad y compañía conmigo.

A mi tutor Ing. Edison Brito, ya que con sus amplios conocimientos nos brindó orientación para realizar un buen trabajo, compartiendo ideas y con sus observaciones que permitieron llevar a cabo una buena estructura del presente trabajo, gracias por darnos un espacio en sus jornadas laborales para apoyarnos con la investigación.

A todos aquellos que en algún momento me brindaron su apoyo y motivándome para la formación de mi persona académica y personalmente.

Will Reyes Panchana

CONTENIDO

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN.....	I
DEDICATORIA	II
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO.....	III
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	IV
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	V
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA	VI
AGRADECIMIENTOS	VII
CONTENIDO	IX
LISTA DE TABLAS	XVII
RESUMEN.....	XIX
ABSTRACT.....	XX
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
1.2 ANTEDECENTES.....	2
1.3 HIPÓTESIS.....	4
1.4 OBJETIVOS	4
1.4.1 Objetivo General.	4
1.4.2 Objetivos Específicos.....	4
1.5 ALCANCE.....	5

1.6	VARIABLES.....	6
1.6.1	Variables Dependientes.....	6
1.6.2	Variables Independientes.....	6
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO		7
DESCRIPCIÓN DEL POZO BARINAS II-A Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA TECNOLOGÍA A IMPLEMENTAR.....		7
2.1	GENERALIDADES DEL POZO.....	7
2.1.1	Importancia histórica.....	7
2.1.2	Ubicación geográfica.....	8
2.1.3	Contexto geológico – Cuenca Barinas-Apure.....	9
2.1.4	Estado actual.....	11
2.2	SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	11
2.3	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES).....	14
2.3.1	Componentes del BES.....	14
2.4	VENTAJAS Y LIMITACIONES DEL SISTEMA BES.....	18
2.5	DISEÑO DE UN SISTEMA BES	19
2.5.1	Impacto del punto de comportamiento en la vida útil del BES en el fondo del pozo. 19	
2.5.2	Curva de comportamiento de la bomba.....	20
2.5.3	Carga dinámica total (TDH).....	21
2.5.4	Cálculo del número de etapas.....	22
2.5.5	Cálculo de Horsepower (HP) y voltaje requerido.....	22

2.5.6	Cable a utilizar.	23
2.5.7	Pérdida de voltaje del cable.	23
2.5.8	Kva de los transformadores.....	24
2.5.9	Curva de comportamiento de una bomba electrosumergible para distinto número de etapas.24	
2.6	SOFTWARE.....	25
2.6.1	Correlaciones utilizadas en la Simulación Numérica.	26
2.7	ANÁLISIS NODAL	29
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA		32
3.1	RECOPIACIÓN DE DATOS.....	32
3.2	EVALUACIÓN DE PRODUCCIÓN ACTUAL.....	34
3.3	SIMULACIÓN EN EL SOFTWARE.....	34
3.3.1	Interfaz inicial y selección del tipo de análisis.	35
3.3.2	Definición inicial del pozo en el entorno de simulación.	36
3.3.3	Asignación del nombre del pozo.	37
3.3.4	Instalación del revestidor (casing).	37
3.3.5	Configuración de la Columna de Revestimiento (Casing).	38
3.3.6	Integración del Equipo de Superficie: Separador.	40
3.3.7	Definición de la Línea de Flujo hacia el Separador.	41
3.3.8	Configuración del Trayecto Direccional del Pozo.....	42
3.3.9	Configuración de Parámetros de Transferencia de Calor.	43

3.3.10	Definición de la Completación y Parámetros del Yacimiento.....	44
3.3.11	Definición de Propiedades del Fluido de Yacimiento.	45
3.3.12	Generación de la Curva IPR del Pozo.....	47
3.3.13	Selección de Correlaciones de Flujo Multifásico.	48
3.3.14	Configuración de Parámetros de Erosión y Corrosión.	50
3.4	ANÁLISIS NODAL	51
3.4.1	Definición del Punto Nodal para el Análisis.....	51
3.4.2	Configuración del Análisis Nodal.....	52
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....		54
4.1	EVALUACIÓN DE PRODUCCIÓN.....	54
4.1.1	Resultado del Análisis Nodal sin Sistema de Levantamiento Artificial.	54
4.2	IMPLEMENTACIÓN DE UNA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE	56
4.2.1	Instalación del Packer.	56
4.2.2	Selección de la Bomba Electrosumergible (BES).	57
4.2.3	Configuración de la Bomba Electrosumergible (BES).	58
4.2.4	Simulación del Sistema BES y Validación del Punto de Diseño.....	60
4.2.5	Verificación del Punto de Operación con Sistema BES.	61
4.2.6	Confirmación del Punto de Operación con Sistema BES Activo.	63
4.2.7	Incorporación de Punto Nodal en Zona de Bombeo y Nuevo Análisis Nodal.	64
4.2.8	Configuración del Segundo Análisis Nodal desde el Nodo de Succión.	66
4.3	FINALIZAR AJUSTES Y VALIDAR RESULTADOS.....	67

4.3.1	Resultado del Análisis Nodal desde la Entrada de la Bomba.	67
4.3.2	Perfil de Presión a lo Largo del Sistema de Producción.	68
4.3.3	Optimización del Número de Etapas de la Bomba BES.....	70
4.3.4	Análisis de Comportamiento a Velocidad Variable.....	71
4.4	ESTADO OPERATIVO INICIAL DEL POZO	72
4.5	EVALUACIÓN DEL SISTEMA BES PROPUESTO	73
4.6	VALIDACIÓN DESDE NODO INTERMEDIO (ENTRADA DE BOMBA)	73
4.7	PERFIL DE PRESIÓN Y FLEXIBILIDAD OPERATIVA.....	73
4.8	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	74
4.8.1	Introducción.....	74
4.8.2	Valor actual neto (VAN).....	75
4.8.3	Tasa interna de retorno (TIR).....	75
4.8.4	Relación beneficio-costos.....	76
4.8.5	Periodo de recuperación de la inversión (PRI).	76
4.8.6	Costos operacionales.....	76
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		79
5.1	CONCLUSIONES.....	79
5.2	RECOMENDACIONES.....	80
BIBLIOGRAFÍA		82
ANEXOS		88

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 <i>Campo Silvestre</i>	8
Figura 2 <i>Ubicación de la Cuenca Barinas-Apure</i>	9
Figura 3 <i>Columna estratigráfica de la Cuenca Barinas</i>	10
Figura 4 <i>Motor</i>	15
Figura 5 <i>Protector</i>	16
Figura 6 <i>Entrada</i>	16
Figura 7 <i>Bomba</i>	17
Figura 8 <i>Cable eléctrico</i>	18
Figura 9 <i>Curvas de eficiencia de la bomba, requerimiento de potencia y capacidad de carga</i> ..	20
Figura 10 <i>Gráfica para calcular la pérdida de fricción para distintos diámetros</i>	21
Figura 11 <i>Valor del voltaje y amperaje</i>	22
Figura 12 <i>Número de cable a utilizar</i>	23
Figura 13 <i>Factor de pérdida de voltaje</i>	23
Figura 14 <i>Head vs Flowrate y zonas de operación de un BES</i>	24
Figura 15 <i>Curvas características del análisis nodal</i>	29
Figura 16 <i>Interfaz inicial de la Simulación Numérica</i>	35
Figura 17 <i>Configuración inicial del pozo en la Simulación Numérica</i>	36
Figura 18 <i>Asignación del nombre del pozo</i>	37
Figura 19 <i>Instalación del revestidor (Casing)</i>	38
Figura 20 <i>Configuración detallada del casing en el pozo BARINAS II-A utilizando el software</i>	39

Figura 21	<i>Configuración del nodo de superficie con línea de flujo conectada al separador</i>	40
Figura 22	<i>Parámetros de la línea de flujo entre el pozo y el separador</i>	41
Figura 23	<i>Configuración del trayecto direccional del pozo mediante el método tangencial</i>	42
Figura 24	<i>Parámetros térmicos definidos para la simulación del pozo BARINAS II-A</i>	43
Figura 25	<i>Configuración de Completación y parámetros de yacimiento para el pozo BARINAS II-A</i>	45
Figura 26	<i>Caracterización del fluido tipo black oil en el entorno de simulación</i>	46
Figura 27	<i>Curva de desempeño IPR generada para el pozo BARINAS II-A</i>	48
Figura 28	<i>Selección de correlaciones de flujo multifásico en el modelo de simulación</i>	49
Figura 29	<i>Parámetros de erosión y corrosión configurados para el sistema de producción del pozo BARINAS II-A</i>	50
Figura 30	<i>Ubicación del punto nodal en la zona de completación del pozo BARINAS II-A</i>	51
Figura 31	<i>Configuración del análisis nodal en el pozo BARINAS II-A</i>	53
Figura 32	<i>Análisis nodal en condiciones actuales del pozo sin sistema BES</i>	55
Figura 33	<i>Ubicación del packer en el modelo del pozo BARINAS II-A</i>	56
Figura 34	<i>Selección de la bomba electrosomergible</i>	58
Figura 35	<i>Configuración de la bomba ESP TD1750 y curva de desempeño hidráulico</i>	59
Figura 36	<i>Evaluación del diseño del sistema ESP bajo condiciones operativas del pozo BARINAS II-A</i>	61
Figura 37	<i>Análisis nodal con el sistema BES instalado</i>	63
Figura 38	<i>Análisis nodal final con sistema BES: punto de operación confirmado a 1744 STB/d</i>	64

Figura 39 <i>Adición de un nuevo nodo a (7542 ft) para segundo análisis nodal localizado en la bomba.....</i>	65
Figura 40 <i>Configuración del segundo análisis nodal desde el NODO BES.....</i>	67
Figura 41 <i>Segundo análisis nodal desde NODO BES</i>	68
Figura 42 <i>Perfil de presión a lo largo del sistema de producción</i>	69
Figura 43 <i>Optimización del número de etapas en la bomba ESP TD1750</i>	71
Figura 44 <i>Curvas de comportamiento a velocidad variable para la bomba ESP TD1750.....</i>	72
Figura 45 <i>Sistema de bombeo electrosumergible</i>	90
Figura 46 <i>Motor</i>	91
Figura 47 <i>Sensor</i>	91
Figura 48 <i>Cámara de sellado.....</i>	92
Figura 49 <i>Eje.....</i>	93
Figura 50 <i>Bomba.....</i>	94
Figura 51 <i>Etapas de bomba centrífuga</i>	95
Figura 52 <i>Componentes de superficie.....</i>	96
Figura 53 <i>Sección estratigráfica de la cuenca barinas (no-se)</i>	98
Figura 54 <i>Ubicación del pozo barinas ii-a con la sección estratigráfica de la cuenca barinas (no-se).....</i>	98

LISTA DE TABLAS

Tabla 1	Comparación entre métodos de sistemas de levantamiento artificial	12
Tabla 2	Resumen de Correlaciones con las que el software puede trabajar	27
Tabla 3	Resumen técnico de la selección de la correlación	28
Tabla 4	Configuración del pozo Barinas II-A.....	33
Tabla 5	Datos PVT y del reservorio.....	33
Tabla 6	Parámetros para la columna de revestimiento	39
Tabla 7	Parámetros físicos para la línea de flujo	41
Tabla 8	Parámetros del yacimiento con el sp del modelo de “Flujo de reservorio tipo gas”	44
Tabla 9	Valores configurados para el cálculo de comportamiento del flujo multifásico	46
Tabla 10	Parámetros utilizados con el modelo tipo "Well PI" (Productivity Index).....	47
Tabla 11	Condiciones definidas con la utilización del módulo "Nodal Analysis"	52
Tabla 12	Parámetros de entrada considerados para la simulación	57
Tabla 13	Parámetros ingresados	58
Tabla 14	Parámetros utilizados en esta simulación	60
Tabla 15	Valores por los que el análisis muestra que el sistema mantiene condiciones estables	62
Tabla 16	Parámetros definidos.....	66
Tabla 17	Configuración general de optimización	70
Tabla 18	Discusión Comparativa del Estado del Pozo	74
Tabla 19	Costos estimados del sistema BES	77

Tabla 20 Indicadores económicos (tasa de descuento = 10 %)	77
Tabla 21 Análisis de Sensibilidad	78

“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL POZO BARINAS II-A MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA”

Autores: Guñay Achance Cristhian Estiven
Reyes Panchana Will Rodolfo

Tutor: Ing. Edison Brito Ávila, Msc.

RESUMEN

El presente trabajo tuvo como objetivo evaluar el desempeño del sistema de levantamiento artificial mediante bombeo electrosumergible (BES) en el pozo BARINAS II-A, ubicado en el Campo San Silvestre. Se identificó que el pozo no era capaz de producir de forma natural, debido a la insuficiencia de presión del yacimiento para vencer las pérdidas del sistema de producción.

Para abordar esta problemática, se utilizó la Simulación Numérica, con el cual se simuló la dinámica del flujo en el pozo bajo condiciones reales. Se caracterizó el yacimiento, el fluido y la configuración mecánica del pozo, y posteriormente se modeló el sistema BES, considerando parámetros como el número de etapas de la bomba, su frecuencia de operación y la ubicación óptima de instalación.

Los resultados demostraron que, con la implementación del sistema BES correctamente dimensionado, fue posible establecer un punto de operación estable, alcanzando un caudal de 1745 STB/d. El análisis nodal, el perfil de presión y las curvas de velocidad variable confirmaron que el sistema propuesto garantiza eficiencia y estabilidad operativa. Se concluye que la simulación es una herramienta confiable para el diseño y optimización de sistemas de levantamiento artificial en pozos no fluyentes.

Palabras clave: Bombeo electrosumergible, análisis nodal, Simulación Numérica, levantamiento artificial, pozo BARINAS II-A.

“EVALUATION OF THE ARTIFICIAL LIFT SYSTEM IN THE BARINAS II-A WELL BY NUMERICAL SIMULATION”

Autores: Guñay Achance Cristhian Estiven
Reyes Panchana Will Rodolfo

Tutor: Ing. Edison Brito Ávila, Msc.

ABSTRACT

This research focused on evaluating the performance of the artificial lift system by electric submersible pumping (ESP) in the BARINAS II-A well, located in the San Silvestre Field. Initially, the well was identified as non-flowing under natural conditions due to insufficient reservoir pressure to overcome the total system losses.

To address this limitation, the software was used to simulate the flow behavior within the well, under realistic production conditions. The simulation involved characterizing the reservoir, fluids, and well completion, and then designing the ESP system by adjusting key variables such as pump stage count, motor frequency, and installation depth.

The simulation results demonstrated that the optimized ESP system enabled the well to reach a stable operating point, delivering a production rate of approximately 1745 STB/d. The nodal analysis, pressure profile, and variable speed curves confirmed that the proposed configuration ensures operational efficiency and flow stability. The study concludes that Numerical Simulation is a reliable tool for the design and optimization of artificial lift systems in mature or low-energy wells.

Keywords: Electric submersible pump, nodal analysis, artificial lift, NUMERICAL SIMULATION, BARINAS II-A well.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

El interés por este proyecto surge de la necesidad de optimizar la producción del Pozo Barinas II-A, ubicado en el Campo San Silvestre. Este pozo, como parte de un campo petrolero que no fluye de manera natural, dependería del sistema de bombeo electrosumergible (BES) para extraer los hidrocarburos hacia la superficie. La presión en el yacimiento impide el flujo natural de los fluidos, lo que hace necesario un sistema de levantamiento artificial eficiente que garantice una producción continua y rentable.

El Pozo Barinas II-A presenta varios desafíos operativos que requieren ser evaluados y optimizados. En primer lugar, el sistema está expuesto a factores como la alta presencia de agua, gas libre y arena, lo que afecta negativamente su eficiencia. Además, la configuración del sistema BES no siempre se adapta de manera óptima a las condiciones del pozo, lo que puede ocasionar un consumo energético elevado, aumento de los costos operativos y un desgaste acelerado de los equipos. Este tipo de problemas es común en pozos no fluentes, donde los costos de mantenimiento y las interrupciones de producción son más frecuentes si el sistema de levantamiento no está correctamente diseñado.

Evidencias y estudios previos han mostrado que un análisis exhaustivo de los sistemas BES mediante herramientas de simulación como el software aplicado es esencial para optimizar su desempeño. En diversos campos petroleros, la utilización de la Simulación Numérica ha permitido mejorar el rendimiento de los pozos, reduciendo los costos operativos y aumentando la producción. Investigaciones realizadas en campos similares en Venezuela y Latinoamérica han demostrado que la simulación de sistemas de levantamiento artificial es una práctica eficaz para ajustar parámetros como la frecuencia de operación, el número de etapas de la bomba y la configuración de los equipos en función de las características específicas del yacimiento y el pozo. El Pozo Barinas II-A representa un caso típico de pozos maduros o con condiciones de flujo complicado, en los cuales la transición de un sistema de producción natural a uno artificial presenta retos tanto técnicos como económicos. El costo de operación de los sistemas de levantamiento artificial puede llegar a ser elevado, por lo que un diseño inadecuado puede afectar la rentabilidad de las operaciones. Este

proyecto busca resolver estos problemas mediante la evaluación detallada del sistema BES con la Simulación Numérica, con el fin de proponer un modelo optimizado para la producción y reducir los costos asociados al levantamiento artificial en el Pozo Barinas II-A. Con esta evaluación, se pretende generar soluciones específicas para el pozo que puedan replicarse en otros pozos del Campo San Silvestre y en campos similares en Venezuela, contribuyendo así a la mejora de la eficiencia y sostenibilidad de las operaciones petroleras en la región.

1.2 ANTEDECENTES

(Cachumba, 2017), indica que se realizan propuestas de optimización para incrementar la producción del campo Cuyabeno para lo cual se realiza un análisis nodal. Previo al análisis nodal se realiza una selección (Filtro Inicial), el criterio utilizado es la selección de los pozos de alta producción. Las propuestas de optimización se desarrollan basándose en un estudio integral de la petrofísica, litología, sumarios de W.O's, historiales de producción y de PIP, registros de cemento.

(Ramírez, 2004), su objetivo es establecer las mejores prácticas para el diseño y operación de sistemas BES, considerando parámetros eléctricos, mecánicos y de yacimiento. Se destacó la importancia de una coordinación técnica integral para optimizar la vida útil del equipo y mejorar la eficiencia operativa en pozos no fluyentes.

(Chiluiza y Vargas, 2021), La optimización técnica económica en la producción del campo ESPOL-FCT, en la parte técnica se utilizó Simulación Numérica para simular los pozos tanto en su estado actual, como simularlos una vez que ya fueron optimizados, el criterio de selección fue que debían ser pozos que utilicen un sistema de levantamiento artificial (SLA) electro sumergible. Para la simulación la información que se necesitó fue: histórico de producción, histórico de workover (WO), diagramas PVT, diagrama mecánico de los pozos, información petrofísica de las arenas productoras, registros eléctricos, etc., toda esta información permitió simular de forma correcta y lo más real posible los pozos seleccionados, para que el análisis nodal realizado brinde resultados correctos.

(Gaona, 2019), menciona que una evaluación mediante análisis nodal al sistema de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible a pozos del Bloque 57 del Oriente Ecuatoriano, operado por Petroamazonas EP, propuso evaluar el redimensionamiento del equipo de bombeo electrosumergible, con la finalidad de precautelar la integridad de los equipos, aprovechar el potencial de producción de los pozos e incrementar la producción de hidrocarburos de los pozos seleccionados para el estudio.

(Sarango, 2013), en su estudio evalúa los problemas que se presentan en el campo Shushufindi y optimizar la operación en sus pozos con el sistema de levantamiento artificial BES, analizando las curvas de la bomba y del sistema, monitoreo, parámetros de producción, se reducirán las pérdidas de producción y problemas operativos.

(Bastidas y otros, 2011), presenta en su trabajo una evaluación del Sistema BES del campo ESPOL III para para cuantificar como afecta a su producción y optimizarla mediante un análisis nodal, y se realiza un análisis de sensibilidad considerando variables relevantes.

(Ortega, 2015), mediante un cambio de sistema de levantamiento artificial a Bombeo Electrosumergible y selección de los equipos aplicados a los pozos con sus respectivas condiciones presentes en el campo, se incrementa la producción y así mismo el costo de producción (recomendable y rentable), con relación al anterior Sistema de Levantamiento Artificial que utilizaba.

(Chuquín & Murminacho, 2013), en su proyecto, mediante el Sistema de Bombeo Electrosumergible, se optimiza la producción de crudos pesados en el Campo Fanny 18B, así mismo evalúa el análisis Técnico- Económico y operacional del sistema utilizado con respecto a la producción de crudos pesados del campo.

(Mármol & Rodríguez, 2015), elaboraron un estudio técnico-económico mediante un análisis nodal e implementación del sistema de levantamiento artificial BES con sus respectivos equipos instalados en los pozos seleccionados de los Campos Cononaco y Rumiyacu para optimizar su producción.

(Fuentes & Morillo, 2013), decidieron utilizar el análisis nodal, para evaluar los parámetros de un pozo estableciendo sus pérdidas de energía que se podrían presentar en el sistema, teniendo un planteamiento de las alternativas para incrementar la producción, así como su análisis de rentabilidad del análisis económico.

1.3 HIPÓTESIS

La evaluación de datos operativos, y la simulación mediante el uso de Simulación Numérica ajustando los parámetros necesarios del sistema BES implementado, permitirá una optimización de producción en el pozo Barinas II-A.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General.

Optimizar la producción en el Pozo Barinas II-A del Campo Silvestre, ubicado en Venezuela, evaluando el desempeño del sistema de Bombeo Electrosumergible (BES) mediante análisis nodal utilizando Simulación Numérica.

1.4.2 Objetivos Específicos.

- Caracterizar las propiedades del campo y del sistema de producción en el pozo Barinas II-A, analizando los parámetros operativos, como la eficiencia energética, el consumo de potencia y las condiciones de operación del sistema de levantamiento artificial.
- Evaluar el comportamiento del sistema de bombeo electrosumergible en el pozo Barinas II-A mediante la implementación de la Simulación Numérica analizando los parámetros operativos.
- Modelar el comportamiento de los fluidos, la presión de fondo, y las características del reservorio, mediante Simulación Numérica del pozo Barinas II-A utilizando datos operativos y características del pozo

- Realizar un análisis de sensibilidad en la Simulación Numérica, considerando los cambios en los parámetros operativos (frecuencia de la bomba y configuración de las etapas), y como estos afectan la eficiencia y la producción del pozo.

1.5 ALCANCE

El alcance de este proyecto se centra en la evaluación y optimización del sistema de bombeo electrosumergible (BES) en el Pozo Barinas II-A, ubicado en el Campo San Silvestre, Venezuela. Este trabajo tiene un enfoque aplicado, ya que busca identificar los parámetros y configuraciones óptimas para mejorar la eficiencia del sistema de levantamiento artificial en el pozo. Se empleará Simulación Numérica como herramienta principal para simular y analizar el comportamiento del sistema bajo diferentes condiciones operativas, lo cual permitirá ajustar aspectos clave del diseño y operación del BES.

Desde el punto de vista metodológico, el alcance de la investigación es descriptivo y práctico, ya que se pretende describir en detalle el comportamiento del sistema BES en el pozo estudiado, y analizar las variables que afectan su rendimiento, como la frecuencia de operación, el número de etapas de la bomba, y las condiciones del yacimiento. A través de las simulaciones, se identificarán los escenarios operativos más eficientes, así como las posibles mejoras para optimizar la producción y reducir los costos operativos asociados al levantamiento artificial.

El estudio tiene como objetivo proponer soluciones prácticas y concretas para mejorar la eficiencia en el Pozo Barinas II-A, lo que incluye la optimización de los parámetros operativos y la mejora en el rendimiento de la bomba. Esto contribuirá a la rentabilidad de la operación, al reducir los costos de mantenimiento y consumo energético, así como a la sostenibilidad de las operaciones petroleras en la región.

En resumen, el alcance de este proyecto se limita a la optimización del sistema BES en el Pozo Barinas II-A a través de simulaciones detalladas y análisis de parámetros clave. El trabajo tiene un enfoque práctico y aplicado que busca generar mejoras concretas en la eficiencia operativa del pozo.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables Dependientes.

- Producción de Petróleo.
- Eficiencia energética del BES producido.
- Reducción de costos operativos.

1.6.2 Variables Independientes.

- Condición operativa del pozo.
- Parámetros de la Simulación Numérica.
- Diseño del sistema de Bombeo Electrosumergible.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

DESCRIPCIÓN DEL POZO BARINAS II-A Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA TECNOLOGÍA A IMPLEMENTAR

2.1 GENERALIDADES DEL POZO

El pozo Barinas II-A es un hito en la historia petrolera de Venezuela, Este pozo reveló la presencia de un yacimiento petrolífero significativo en la región. Siendo el primer pozo comercialmente exitoso en la Cuenca Barinas-Apure.

Su hallazgo fue un acontecimiento importante para la cuenca, porque demostró el potencial petrolero de la zona, motivando una intensa actividad exploratoria en las décadas posteriores hasta la actualidad.

2.1.1 Importancia histórica.

Considerado el descubridor del campo Silvestre, antes del pozo Barinas II-A. existieron esfuerzos exploratorios en la zona, sin embargo, no tuvieron éxito comercial, el pozo fue perforado en 1947 por la empresa Socony Vacuum Oil Company, predecesora de Mobil Oil.

Su descubrimiento dio inicio a la exploración y explotación petrolera en el estado Barinas, consolidando la zona como parte estratégica para el desarrollo energético de Venezuela,

Con su perforación se confirmó el potencial del sistema petrolero de la cuenca Barinas-Apure.



Figura 1 *Campo Silvestre*

Nota. El campo Silvestre descubierto en 1947 se encuentra en la Subcuenca Barinas. Tomado de (Geominas, 2024)

2.1.2 Ubicación geográfica.

Se ubica a unos 35 km al sureste de la ciudad de Barinas, en la parroquia San Silvestre. Su localización facilitó las operaciones de perforación y producción gracias a su accesibilidad terrestre (estaciones de flujo, oleoductos y facilidades de procesamiento).

El pozo Barinas II-A se encuentra en el campo Silvestre formando parte de la subcuenca Barinas, de la cuenca Barinas-Apure.

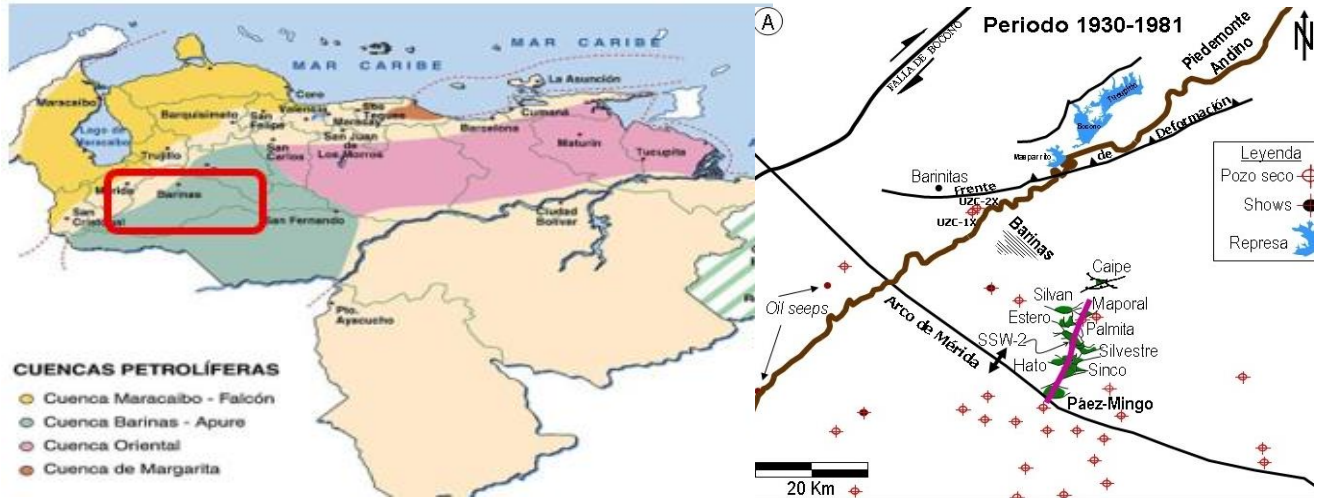


Figura 2 Ubicación de la Cuenca Barinas-Apure

Nota. Ubicación de las cuencas Barinas-Apure, donde se encuentra el pozo Barinas II-A. Tomado de (Geominas, 2016)

2.1.3 Contexto geológico – Cuenca Barinas-Apure.

La Cuenca Barinas-Apure ha sido objeto de estudios geológicos debido a su potencial hidrocarbúfero, abarca unos 90.000 km². Se detalla a continuación, la columna estratigráfica de la subcuenca Barinas:

El **precretácico** está representado por un basamento de naturaleza ígnea-metamórfica.

El **Cretácico** está representado por cuatro formaciones:

- Fm Aguardiente
- Fm Escandalosa (Cenomaniense - Turoniense), subdividida a su vez en cuatro miembros alfabéticos que, de base a tope, son: S, R, P y O.
- Fm Navay (Coniaciense - Campaniense) dividida en los miembros: La Morita y Quevedo.
- Fm Burgüita

El **Paleógeno – Neógeno** han sido determinados por las formaciones Gobernador y Pagüey (Eoceno Medio - tardío), Parángula y Río Yuca (Mioceno - Plioceno).

El **Cuaternario** constituido por la Formación Guanapa del Pleistoceno.

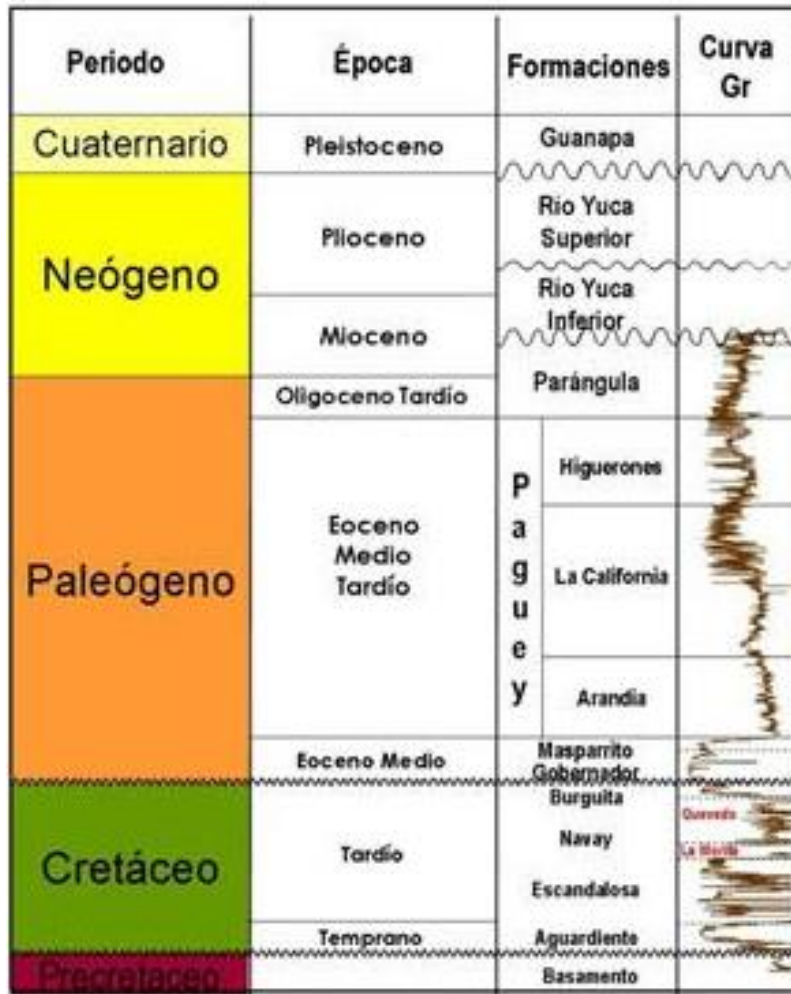


Figura 3 Columna estratigráfica de la Cuenca Barinas

Nota. Se muestran los períodos geológicos de la subcuenca en donde se ubica el pozo. Tomado de (Geominas, 2024)

litologías dominantes:

- **Roca generadora:** Formación La Luna (Cretácico), lutitas marinas oscuras, rica en materia orgánica y con excelente capacidad generadora de hidrocarburos.

- **Rocas reservorio:** Formaciones Gobernador (Eoceno Medio) y Escandalosa (Cenomaniense-Turoniense), Areniscas y carbonatos que representan favorables propiedades de permeabilidad y de porosidad.
- **Roca Sello:** Formación Pagúey (Eoceno medio-tardío) y el Miembro La Morita de la Formación Navay (Cretácico Superior), donde encontramos areniscas, lutitas y carbonatos, actuando como barreras para la migración de los hidrocarburos.
- **Trampas:** Estructurales y estratigráficas, las cuales permiten que el petróleo sea acumulado en cantidades comerciales.

El tipo de crudo es mediano a pesado, dependiendo de la zona y profundidad.

Se descubre petróleo mediano a nivel de las formaciones Gobernador y Escandalosa, convirtiéndose en el primer pozo comercial de la cuenca. (Benedetto, 2024)

La estructura geológica consiste en un domo anticlinal con buena continuidad lateral, permitiendo así la acumulación del petróleo en niveles arenosos.

2.1.4 Estado actual.

- Es uno de los pozos más antiguos que todavía continúan operando en Venezuela.
- Utilizado como “pozo escuela” por la UNELLEZ para prácticas académicas.
- Es mantenido y rehabilitado periódicamente por equipos de PDVSA (empresa petrolera de Venezuela) y universidades locales.

2.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Debido a que la energía natural del yacimiento no es la adecuada para la producción de hidrocarburos, se implementan sistemas de levantamiento artificial para aumentar/mantener el flujo de fluidos hacia superficie.

Existen diversas tecnologías de levantamiento artificial, cada una de ellas con sus respectivas limitaciones y ventajas, siguiendo las condiciones del pozo. Tales como:

- Bombeo Mecánico (BM)
- Bombeo Electrosumergible (BES)
- Gas Lift
- Bombeo Hidráulico
- Bombeo de Cavidad Progresiva (PCP)

Tabla 1 Comparación entre métodos de sistemas de levantamiento artificial

SISTEMA	PROFUNDIDAD (FT)	CAUDAL (BPD)	VISCOSIDAD DEL CRUDO (CP)	TIPO DE CRUDO	TOLE RANCIA A SÓLIDOS	EFICIENCIA	COSTO OPERACIONAL
BM	<10.000	50-2.000	Eficientes para fluidos viscosos a bajo caudal	Pesado/Mediano	Media	Alta	Bajo
BES	Max. 10.000	1.000-30.000	Fluidos sobre 200 cp	Liviano/Mediano	Baja-Media	Media-Alta	Medio-Alto
GAS LIFT	<12.000	500-15.000	>20 cp a 16 °API	Liviano	Alta	Media	Medio
PCP	<6.000	100-5.000	Trabaja bien con fluidos de viscosidades altas	Muy pesado	Alta	Alta	Bajo

Fuente: Selection of Artificial Lift Methods – SPE

Cada S.L.A. conlleva un principio de funcionamiento, características y rangos de operación distinto, por lo tanto, deben ser identificados como una base previa para una adecuada selección del sistema.

Se deben tomar en cuenta también en consideración elementos como facilidad en mantenimiento, el cual se hace más complejo a medida que aumente la profundidad del pozo. (Capacho y Grosso, 2003)

Sin embargo, en el presente caso de estudio se consideró que el sistema BES es una opción técnicamente justificada y operativamente viable para el pozo Barinas II-A debido a:

Su compatibilidad con las características actuales del pozo como la profundidad, caudal y tipo de crudo.

Optimización de la producción y energía mediante simulación y variación de frecuencia

Su capacidad para prolongar la vida productiva de pozos maduros (Barinas II-A)

BES es ideal para pozos de producción moderada, con baja presencia de sólidos.

La elección del sistema BES para el pozo de estudio (Barinas II-A) además de ser técnicamente viable, se considera estratégicamente adecuado para una producción estable, rentable y continua.

2.3 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

Un estudio mostró que entre el 15 y el 20 por ciento de aproximadamente un millón de pozos en todo el mundo dependen del bombeo electrosumergible (BES), una forma de sistema de levantamiento artificial para la producción de petróleo. Además, los sistemas BES son el método de levantamiento artificial más popular.

El sistema consiste de una bomba centrífuga de múltiples etapas convierte la energía provista por un motor eléctrico en energía de presión, que es la energía contenida en el fluido permitiendo que el fluido proveniente del yacimiento salga a superficie. (Moncada, 2016)

El método BES es bastante efectivo, ya que permite al propietario del pozo medir y conocer la cantidad de petróleo en el yacimiento, así como alcanzar una producción óptima, con el fin de evaluar la viabilidad económica

Una unidad típica de bombeo electrosumergible está constituida en el fondo del pozo por los componentes: motor eléctrico, protector, sección de entrada, bomba y cable conductor. (Vargas, 2008)

Las cuales se detallan a continuación:

2.3.1 Componentes del BES.

2.3.1.1 Motor: El motor eléctrico colocado en la parte inferior de aparejo, recibe la energía desde una fuente superficial, a través de un cable; su diseño compacto es especial, ya que permite introducirlo en la tubería de revestimiento existente en el pozo y satisfacer requerimientos de potencial grandes, también soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza la velocidad de operación, que es aproximadamente constante para una misma frecuencia. Los principales componentes del motor son: Rotores, estator, cojinete, eje, zapata, bujes, carcaza, etc.

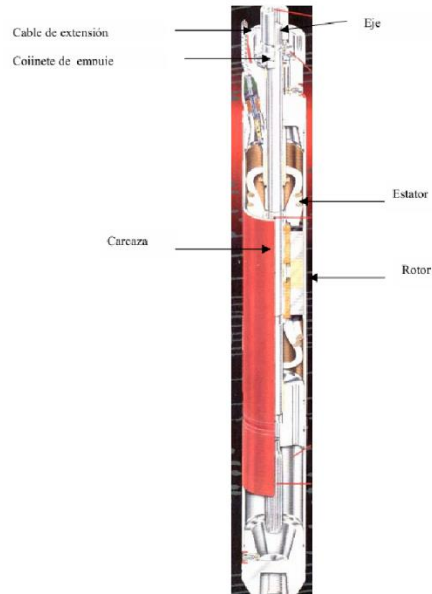


Figura 4 Motor

Nota. Se encuentra lleno de aceite para enfriamiento y lubricación. Tomado de (Ramírez, 2004)

2.3.1.2 Protector: El protector de bomba electrosumergible (BES), también denominado sección de sello de BES o sello protector de BES, cumple cinco funciones principales. (Novomet, 2019)

- Protege el motor contra el fluido de pozo
- Proporciona ecualización de presión entre el motor y el pozo
- Soporta la carga de empuje de la bomba
- Compensa el volumen de aceite del motor durante la operación del sistema de BES
- Transfiere el torque del motor a la admisión (o separador/manejador de gas) y la bomba

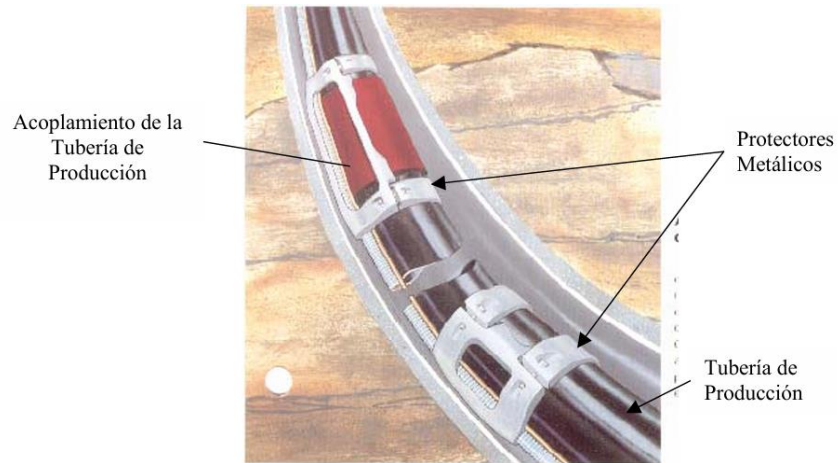


Figura 5 Protector

Nota. El protector proveer un adecuado aislamiento del daño mecánico. Tomado de (Ramírez, 2004)

2.3.1.3 Entrada (Intake): Es el punto en el que el fluido del pozo ingresa al sistema de bomba electrosumergible. Se debe tener precaución durante el diseño de la entrada de la bomba, ya que es un punto crucial del sistema y un mal diseño puede provocar múltiples problemas. Los tres tipos de entrada son: estándar, integral y separadores de gas.



Figura 6 Entrada

Nota. La entrada permite que el fluido entre en el sistema. Tomada de (Novomet, 2019)

2.3.1.4 Bomba: Todo el conjunto se sumerge en el fluido a bombear. La ventaja de la bomba es que evita la cavitación, un problema asociado a grandes diferencias de elevación entre la bomba y la superficie del fluido. Las bombas electrosumergibles empujan el fluido hacia la superficie, a diferencia de las bombas de chorro que crean un vacío y dependen de la presión atmosférica.

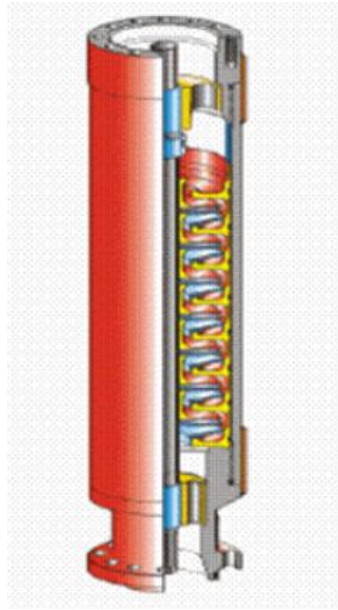


Figura 7 Bomba

Nota. Hace llegar el fluido a superficie. Tomado de (Monografías, 2088)

2.3.1.5 Cable eléctrico: Este cable es el encargado de llevar la potencia eléctrica desde la superficie hasta el motor de subsuelo y también puede transmitir señales de presión y temperatura de regreso a superficie. (Madrid, 2022)

Existen dos tipos de cables:

- ✓ **Cable plano:** se utiliza en espacios anulares limitados.
- ✓ **Cable redondo:** se utiliza en el espacio normal entre el revestidor (casing) y la tubería (tubing).



Figura 8 *Cable eléctrico*

Nota. es uno de los componentes más importantes y sensibles. Tomado de (portal del petróleo, 2022)

2.4 VENTAJAS Y LIMITACIONES DEL SISTEMA BES

VENTAJAS

- Tiene un considerable tiempo de vida útil
- Su tecnología es preferida en caso de tener que elevar caudales grandes
- Funcionamiento continuo
- Disminución de trabajo en superficie
- Buen funcionamiento en pozos desviados

LIMITACIONES

- Costos iniciales altos
- Sensibilidad a gas libre
- Consumo de potencia elevado
- Motor y bombas son susceptibles a fallas

2.5 DISEÑO DE UN SISTEMA BES

Durante la operación la operación del equipo BES, una evaluación del punto de comportamiento de la bomba nos ayuda a ver los resultados de la operación a las condiciones operativas como:

Correlacionar la teoría del diseño del equipo con los resultados obtenidos en las pruebas de producción.

Mediante la curva de desempeño de la bomba, evalúa en que parte está operando el equipo, considerando que el fabricante estable un rango de operación que en ocasiones no garantiza un rendimiento óptimo en todos los puntos

Examinar los parámetros eléctricos e hidráulicos para llevar a cabo un diagnóstico de todo el sistema en funcionamiento.

2.5.1 Impacto del punto de comportamiento en la vida útil del BES en el fondo del pozo.

El monitoreo constante del punto de comportamiento de la bomba es esencial ya que nos permitirá implementar ajustes/correcciones para evitar fallas prematuras que afecten la rentabilidad. (Ramírez, 2004)

Los diseños de los equipos BES operan de manera óptima, sin importar los materiales utilizados, las modificaciones incorporadas en su construcción, o las mejores aplicadas a sus componentes. Sin embargo, se puede presentar condiciones inesperadas al inicio de la operación del BES como:

- Producción de sólidos
- Aumento de GOR
- Problemas con la corrosión
- Caída significativa de la presión estática del reservorio
- Valor del IP menor del esperado
- Viscosidad en exceso

- Apresurado incremento del corte de agua
- Problemas de deposición de asfaltenos, parafinas, etc..

2.5.2 Curva de comportamiento de la bomba.

Las curvas vienen catalogadas bajo los siguientes criterios técnicos:

- Frecuencias 50 y 60 Hz
- Las curvas vienen hechas para una sola etapa o 100 etapas
- Clasificadas en distintas series: 540, 562, 650, etc.
- Clasificadas para distintos diámetros de tubería de revestimiento
- Gravedad específica del agua = 1

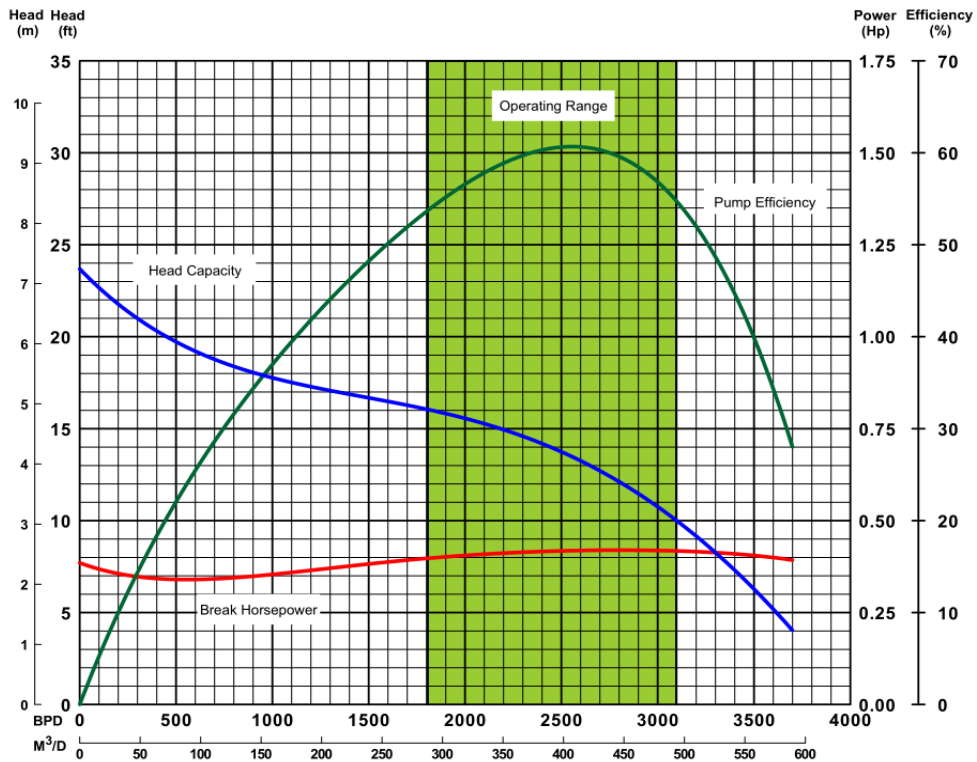


Figura 9 Curvas de eficiencia de la bomba, requerimiento de potencia y capacidad de carga

Nota. Estas curvas son esenciales para la selección y operación de una bomba BES de manera eficiente. Tomado de (SVES, 2024)

2.5.4 Cálculo del número de etapas.

Para el cálculo de número de etapas requeridas, se divide el TDH (Carga dinámica total) entre la carga generada por etapa

$$N^{\circ} \text{ de etapas} = \text{TDH} / (\text{Head Capacity}/100)$$

2.5.5 Cálculo de Horsepower (HP) y voltaje requerido.

De la **Figura 2.5.2** hallamos el valor de Horsepower motor load y reemplazamos en:

$$\text{HP totales} = (N^{\circ} \text{ de etapas}) (\text{Horsepower motor load}) (\text{Gravedad específica del fluido})$$

Appendix 4F.1											
375 SERIES (3.75" OD)			456 SERIES (4.56" OD)			540 SERIES (5.43" OD)					
HP	Volts	Amp	HP	Volts	Amp	HP	Volts	Amp	HP	Volts	Amp
7.5	415	13.5	10	440	15	20	445	29			
10.5	400	20	15	440	23	30	445	44			
	690	12	20	750	14	40	720	27.5			
15	330	34	25	485	28	50	445	59			
	415	27	30	760	17	60	670	39			
19.5	415	35	35	420	35	70	740	35			
	650	22.5	40	700	22	80	850	30			
22.5	440	38.5	45	440	43	90	430	75			
	750	22.5	50	765	25	100	740	44			
25.5	650	24.5	55	400	55	110	445	87			
	780	24.5	60	660	32	120	920	33			
TANDEM MOTORS			65	800	27.5	130	665	56			
30	630	35.5	70	450	57	140	755	52			
	575	51	75	675	38	150	860	44			
35	774	38	80	790	32.5	160	990	38			
	860	51.5	85	900	28.5	170	775	58			
45	740	51	90	700	45.5	180	860	51			
	1000	37	95	840	38	190	1035	44			
	1250	31	100	980	32.5	200	665	76			
55.5	860	51	105	670	57	210	770	88			
	990	31.5	110	775	50	220	690	56			
67.5	890	51.5	115	840	45	230	1165	44			
	1110	51	120	1000	39	240	740	85			
	1320	51.5	125	785	57	250	855	74			
	1480	51	130	840	45	260	770	88			
	1650	51.5	135	1000	39	270	690	66			
	1850	51	140	1170	38	280	1100	58			
			145	1350	45	290	1220	59			
			150	1500	38	300	770	90			
			155	1650	38	310	890	85			
			160	1800	29	320	1330	57			
			165	1950	45	330	2200	32			
			170	2100	38	340	835	98			
			175	2250	29	350	965	84			
			180	2400	53	360	965	97			
			185	2550	87	370	1150	75			
			190	2700	87	380	2150	43			
			195	2850	64	390	1015	99			
			200	3000	70	400	2200	45			
			205	3150	106	410	1800	113			
			210	3300	131	420	2000	57			
			215	3450	134	430	1160	105			
			220	3600	140	440	2200	53			
			225	3750	134	450	1200	120			
			230	3900	140	460	2300	62.5			
			235	4050	134	470	2400	73			
			240	4200	140	480	2250	67			
			245	4350	134	490	300	2150	87		
			250	4500	140	500	350	2200	88.5		
			255	4650	140	510	360	1690	120		
			260	4800	140	520	400	2200	115		
			265	4950	140	530	440	2475	122		
			270	5100	140	540	500	3300	115		

Appendix 4F.2											
375 SERIES (3.75" OD)			456 SERIES (4.56" OD)			540 SERIES (5.43" OD)					
HP	Volts	Amp	HP	Volts	Amp	HP	Volts	Amp	HP	Volts	Amp
6.25	345	13.5	8.5	357	15	16.5	371	29.0			
8.8	333	20	12.5	367	23		635	17			
	575	12		625	14	25	371	44			
12.5	275	34	16.5	383	28		650	27.5			
	345	27		633	17	33.5	371	59			
16.3	346	35	21	350	38		558	39			
	541	22.5		583	22		616	35			
18.8	387	38.5	25	367	45		741	30			
	625	22.5		637	25	41.5	358	75			
21.8	541	29.5	29.5	333	55		616	44			
	650	24.5		375	32		766	33			
				658	27.5	50	371	87			
TANDEM MOTORS			33.5	375	57		554	58			
25	525	35.5		562	38		629	52			
	470	51		698	32.5		741	44			
32.5	645	38		750	38.5		825	39			
	550	51.5	41.5	583	45.5	58.5	646	59			
37.5	500	51.5		700	38		723	51			
	616	51		818	32.5	66.5	541	68			
	833	37		833	38		741	58			
48.8	716	51	50	558	57		987	44			
	825	51.5		645	50		1116	35			
58.3	825	51.5		700	45		1271	39			
	925	51	58.5	554	57		1416	35			
68.8	825	51.5		616	45		1616	35			
	1041	31		695	38	66.5	541	68			
79	1170	61.5		833	38		741	58			
	1253	51		975	38		987	44			
88	1374	51.5	66.5	750	57		1116	35			
	1541	51		833	45		1323	39			
				1125	38	100	641	98			
738 SERIES (7.38" OD)			75	833	57		741	85			
				1050	45		1109	57			
				1250	38		1323	39			
				1698	23	108	698	58			
187	1916	53	83.5	808	66		804	64			
	1916	57		933	57		960	75			
200	1916	64		1185	45		1004	97			
	216	1916		1874	29		1191	43			
				2000	65	133	645	99			
				2033	57		858	45			
				2333	77	150	833	113			
				2775	66		966	67			
				3125	57		1066	105			
				3566	34	167	1000	120			
				4000	106		1166	53			
				4500	131	187	1000	120			
				5000	134		1166	62.5			
				5500	140		1333	73			
				6000	134	117	900	82.5			
							1091	39			
							1300	47.5			
							1508	80			
							1716	87			
							1924	97			
							2132	107			
							2340	117			
							2548	127			
							2756	137			
							2964	147			
							3172	157			
							3380	167			
							3588	177			
							3796	187			
							4004	197			
							4212	207			
							4420	217			
							4628	227			
							4836	237			
							5044	247			
							5252	257			
							5460	267			
							5668	277			
							5876	287			
							6084	297			
							6292	307			
							6500	317			
							6708	327			
							6916	337			
							7124	347			
							7332	357			
							7540	367			
							7748	377			
							7956	387			
							8164	397			
							8372	407			
							8580	417			
							8788	427			
							8996	437			
							9204	447			
							9412	457			
							9620	467			
							9828	477			
							10036	487			
							10244	497			
							10452	507			
							10660	517			
							10868	527			
							11076	537			
							11284	547			
							11492	557			
							11700	567			
							11908	577			
							1211				

2.5.6 Cable a utilizar.

Con las gráficas anteriores hallamos el voltaje y el amperaje, con el HP encontrado anteriormente, para luego, con el valor del amperaje se encuentra el número de cable que se va a utilizar.

**TABLE 4.52
CABLE CURRENT-CARRYING CAPACITY**

Cable No.	Max amp
1 CU	115
2/0 AL	115
2 CU	95
1/0 AL	95
4 CU	70
2 AL	70
6 CU	55
4 AL	55

Figura 12 Número de cable a utilizar

2.5.7 Pérdida de voltaje del cable.

Con el amperaje hallado, determinamos el factor de pérdida de voltaje:

$$\text{Pérdida de voltaje} = \text{TDH} * (\text{Factor de pérdida de voltaje}/1000)$$

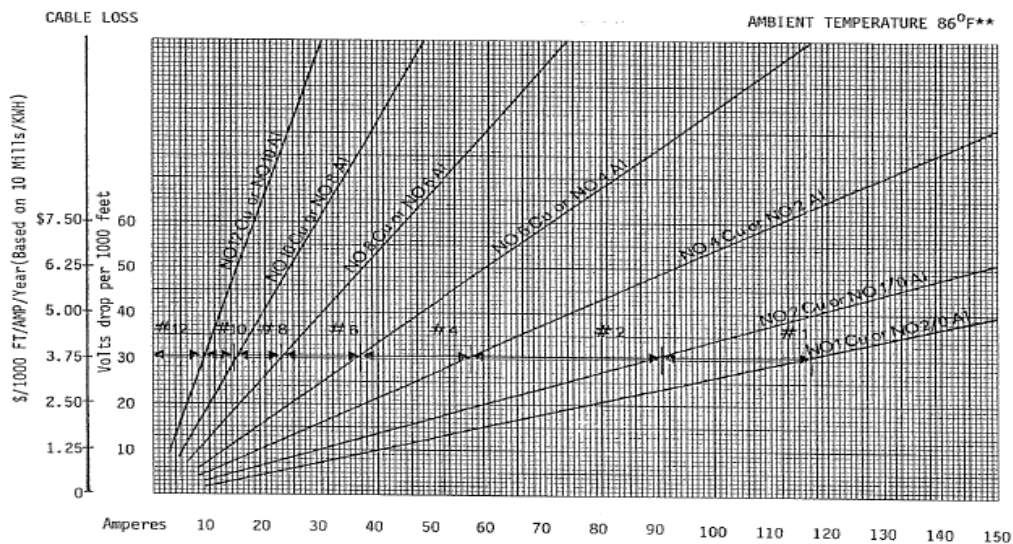


Figura 13 Factor de pérdida de voltaje

2.5.8 Kva de los transformadores.

Volt de superficie = V_s = Voltaje del motor + Pérdida de voltaje

$$K_{va} = \frac{(V_s) (amps)(\sqrt{3})}{1000}$$

2.5.9 Curva de comportamiento de una bomba electrosumergible para distinto número de etapas.

Las curvas de comportamiento de una bomba electrosumergible para distintos números de etapas, son formados a partir de la curva base de una etapa o 100 etapas y a 60 Hz. De la curva se definen los rates de producción con sus respectivos valores de “carga dinámica total” y “HP”, luego esos valores obtenidos se llevan al número de etapas requeridas (regla de tres simple).

Los valores se llevan a distintas frecuencias para hallar los nuevos valores de HP, carga dinámica total y rates.

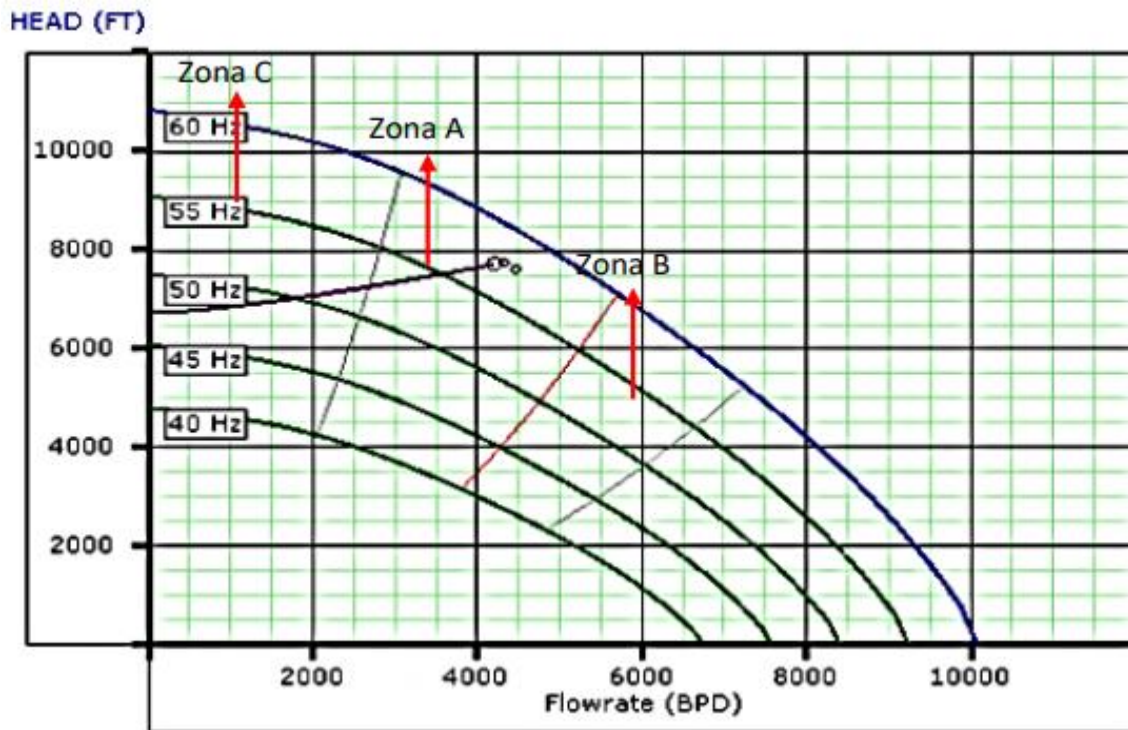


Figura 14 Head vs Flowrate y zonas de operación de un BES

Nota. Curva varía de acuerdo al tamaño de la bomba. Tomado de (Martínez y otros, 2009)

La eficiencia aumenta con el tamaño de la bomba debido a que existen menores pérdidas por fricción del fluido. Se denota que los valores de la curva de eficiencia varían de acuerdo con el diseño y con el tamaño de las bombas. (Ruiz y Román, 2009)

Donde:

- **La Zona C:** Es la zona de empuje descendente (Downthrust operation), donde la bomba levanta menos fluido para el que fue diseñado.
- **La Zona B:** Es la zona de empuje ascendente (upthrust operation), donde la bomba levanta mayor fluido para el que fue diseñado.
- **La Zona A:** Es el rango óptimo de operación de la bomba, la bomba puede operar sin ningún problema y sin ningún empuje axial que afecte su comportamiento.

En la zona B y C, el desgaste comienza ocasionado por la fricción de metal con metal, y las mismas partículas que se precipitan, para posteriormente ocasionar una mayor destrucción a las etapas de la bomba.

2.6 SOFTWARE

La Simulación Numérica, herramienta desarrollada por la empresa Schlumberger (líder a nivel mundial en servicios tecnológicos para la industria petrolera y gas), es un modelo gradual de flujo multifásico utilizado específicamente para el análisis y diseño de sistemas operacionales de petróleo y gas. Los algoritmos intensos y efectivos del modelo en la Simulación Numérica permiten a los operadores la oportunidad de optimizar los sistemas de producción e inyección.

La simulación multifásica se extiende desde el yacimiento hasta las instalaciones de superficie con el fin de permitir un análisis integral tanto del sistema de producción como del sistema de inyección.

Simulación Numérica es frecuentemente un método utilizado por propietarios de yacimientos, expertos en producción, ingenieros de instalaciones petroleras y supervisores. La Simulación Numérica puede usarse para diseñar métodos de levantamiento artificial, simular el

comportamiento de un pozo, y también para realizar un análisis nodal del sistema. también lo utiliza para simular instalaciones de tuberías y redes, analizar planes de desarrollo del yacimiento y optimizar la producción.

En el caso del Pozo Barinas II-A, el software se utilizó para:

- Modelar el comportamiento hidráulico del pozo bajo condiciones actuales.
- Evaluar la necesidad de implementación del sistema BES.
- Diseñar y simular el rendimiento de la bomba.
- Optimizar la frecuencia de operación y parámetros del sistema.

Su diseño, simulación y posterior optimización mediante Simulación Numérica permite proyectar con precisión su comportamiento, y facilita la toma de decisiones con los datos técnicos reales.

Es decir, la Simulación Numérica nos ayuda a optimizar el diseño y operación de sistemas de tuberías, minimizando costos operativos e incrementando la eficiencia. Además, al identificar problemas potenciales previos, reduciendo el riesgo de fallas y tiempos de inactividad costosos. (slb, 2025)

2.6.1 Correlaciones utilizadas en la Simulación Numérica.

El correcto uso de correlaciones de flujo multifásico en la Simulación Numérica es fundamental para obtener resultados precisos en la estimación del perfil de presiones, caudales y gradientes en las diferentes secciones del sistema de producción.

Entre las correlaciones para flujo multifásico que cubren amplio rango de tasa de producción y todos los tamaños típicos de tuberías se encuentran, para flujo horizontal: Beegs & Brill, Duckler y colaboradores, Eaton y colaboradores, etc. y para flujo vertical: Hagedorn & Brown, Duns & Ros, Orkiszewski, Beggs & Brill, Ansari, etc. (Maggiolo, 2008)

Nos permiten simular cómo se comportan las mezclas de gas, petróleo y agua al fluir por el tubing (columna de producción) y la línea de flujo superficial (flowline), considerando facotes como el régimen de flujo, rugosidad de tuberías, distribución de fases y la inclinación del trayecto.

A continuación, se presentan las correlaciones de flujo multifásico que utiliza la Simulación Numérica, con sus respectivos tipos de flujo y fluido:

Tabla 2 Resumen de Correlaciones con las que el software puede trabajar

CORRELACIONES	TIPO DE FLUIDO	TIPO DE FLUJO
DURNS & ROSS	Todos	Vertical
ORKISZEWSKI	Petróleo – Gas - Agua	Vertical
BEGGS & BRILL	Petróleo – Gas -Agua	Vertical, horizontal, inclinado
ANSARI	Petróleo - Gas - Agua	Vertical, inclinado
GRAY	Gas y condensado	Vertical
GRIFFITH & CARPENTER	Aire -Agua	Vertical, horizontal
GOVIER & AZIZ	Todos	Vertical
HAGEDORN & BROWN	Gas- Petróleo	Vertical

Nota. Diferentes correlaciones con las cuales puede trabajar la Simulación Numérica. Adaptado de (Cabarcas & Gustavo, 2011)

Para el pozo Barinas II-A, se seleccionaron correlaciones específicas en función de sus condiciones reales:

- ***Correlación de Orkiszewski (tubing)***

La sección de tubing fue modelada con Orkiszewski ya que es utilizada para pozos con trayectorias verticales o ligeramente desviadas, como es el caso del pozo Barinas II-A.

El pozo representa una relación gas-petróleo (RGP) baja y corte de agua de 44,6% lo que resulta en un comportamiento donde la fase líquida es la dominante, ideal para la aplicación de esta correlación.

Además, su trayectoria vertical (TVD) es 7960 ft, valor que hace a la correlación más confiable para predecir la caída de presión a lo largo del pozo.

- **Correlación de Beggs & Brill (flowline)**

Para la línea de flujo superficial, se utilizó Beggs & Brill, correlación ideal para trayectorias con desvíos suaves, flujo bifásico y sistemas donde la interacción entre fases puede variar a lo largo de la línea.

Características de la línea de flujo:

- ✓ Rugosidad interna – 0,0018 pulgadas
- ✓ Presión en cabeza simulada – 396,19 psia
- ✓ Presión del separador – 70 psig
- ✓ Diámetro interno – 0,426 pulgadas

Esta correlación considera la inclinación del sistema, aceleración, elevación y caídas de presión por fricción, también la distribución de fases a lo largo del trayecto.

Nos permite manejar diferentes cortes de agua y tasas deflujo, que en este caso son relevantes debido al comportamiento de los fluidos (agua-petróleo).

Se adapta adecuadamente a la geometría de la línea de producción del pozo, que conecta la cabeza del pozo con el separador ubicado en superficie a corta distancia

Tabla 3 Resumen técnico de la selección de la correlación

SECCIÓN DEL SISTEMA	CORRELACIÓN	JUSTIFICACIÓN TÉCNICA
Tubing (pozo)	Orkiszewski	GOR bajo, predominio líquido, flujo bifásico, vertical
Flowline (Línea de superficie)	Beggs & Brill	Inclinación moderada, flujo multifásico variable, línea corta, adaptable a diferentes porcentajes de agua

Fuente: Elaboración propia

2.7 ANÁLISIS NODAL

Un método para analizar un pozo que permite determinar la capacidad de producción para cualquier combinación de componentes se llama Análisis Nodal. Este método puede utilizarse para determinar caídas de presión o resistencia al flujo en cualquier parte del sistema.

Cuando se simula correctamente, se puede ver cuáles son los impactos que puede llegar a tener en el rendimiento del pozo, variaciones del tamaño de la tubería, tamaño del estrangulador, la presión superficial y flujo de entrada. Es decir, una variable no controlada nos representa un riesgo de que la prueba del pozo no tenga resultado positivos y favorables. (Nardone, 2009)

El método es aplicable en muchos ámbitos, como circuitos eléctricos y sistemas complejos de tuberías. Todos los componentes aguas arriba del nodo se denominan sección de entrada (inflow), y los componentes aguas abajo del nodo se denominan sección de salida (outflow).

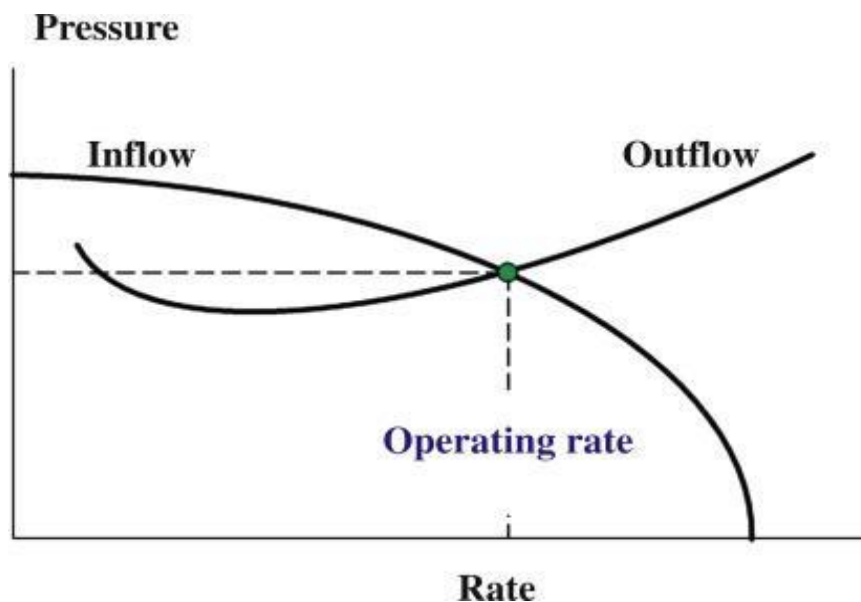


Figura 15 *Curvas características del análisis nodal*

Nota. Intersección de una curva de entrada y salida para un caudal previsto. Tomado de (Lea & Rowlan, 2019)

Es necesario confirmar algunas suposiciones básicas para que se pueda determinar el caudal a través del sistema.

- Debe existir una relación entre el caudal y la caída de presión.
- La entrada (inflow) y la salida (outflow) en el nodo deben ser iguales.
- Solo debe haber una presión en el nodo.

Cada posible pérdida de presión en un sistema de producción es determinada. Siempre hay dos presiones fijas en el pozo, las cuales no cambian con las variaciones del caudal. Una es la presión promedio del yacimiento (P_r), y la otra es la presión de salida del sistema, usualmente la presión del separador (P_{sep}), y en sistemas con estrangulador (choke), la presión en la cabeza del pozo (P_{wh}). Posteriormente, se puede seleccionar un nodo específico, usualmente en la entrada del pozo o en la cabeza del pozo.

Se realiza una revisión de la eficiencia de la producción:

- Se comparan la producción simulada después de la optimización con la producción histórica real del pozo.
- Realizando un análisis del comportamiento del pozo sin intervención como la revisión del historial de producción, presión de fondo con la de burbujeo y diagnóstico de problemas actuales.

Junto con las simulaciones con el software proyectando distintos escenarios operativos del sistema, estimamos el beneficio técnico y económico de la optimización propuesta. Es decir, encontramos el punto óptimo de operación en términos de producción y su eficiencia, con los siguientes objetivos:

- Maximizar la producción de petróleo, sin producir mucha agua o gas.
- Reducir el consumo energético.
- Prolongar la vida útil del equipo.

Una vez encontrada la configuración que sea óptima mediante simulaciones, se procede a validar que los cambios tendrán beneficios reales si se implementan en campo.

a) Validación técnica

- ✓ Se comparan los resultados obtenidos con los históricos reales del pozo.

- ✓ Verificamos si los caudales propuestos son físicamente factibles según el yacimiento.
- b) Ajustes finales del modelo
 - ✓ Se hacen ajustes si los resultados exceden parámetros operativos seguros.
 - ✓ Se evalúan aspectos mecánicos: vibración, sobrecarga del motor, posibles problemas con gas libre, etc...
- c) Evaluación de rentabilidad
 - ✓ Se analiza la relación costo-beneficio (si es realmente necesario realizar el cambio).
- d) Conclusión
 - ✓ Si todo lo anterior es favorable, se establece una propuesta técnica definitiva para reconfigurar el sistema BES en el Pozo Barinas II-A.

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

La investigación se caracteriza por tener un enfoque cuantitativo, ya que se manejan variables numéricas provenientes de simulaciones y análisis de datos del pozo, analizando la evaluación del pozo previamente de la optimización y posterior a ella.

También es tipo aplicada, debido a que busca la optimización de producción mediante el sistema de bombeo electrosumergible (BES) en el pozo seleccionado, en este caso, el pozo Barinas II-A, observando y analizando los datos existentes sin manipular de manera directa las condiciones físicas que tiene el pozo. Y descriptiva, porque se caracteriza el comportamiento del sistema implementado bajo diferentes condiciones operativas.

- Recopilación de datos
- Evaluación de producción actual
- Simulación en el software
- Análisis Nodal

3.1 RECOPIACIÓN DE DATOS

Obtención del historial operativo del pozo Barinas II-A junto con su producción, además se registran las condiciones actuales trabajando con el sistema de levantamiento tales como la potencia (amperes, voltaje), vibraciones, tasas de producción, etc.

A continuación, se detallan los principales datos utilizados en el modelo de simulación del Pozo Barinas II-A, para construirlo en la Simulación Numérica:

Tabla 4 Configuración del pozo Barinas II-A

POZO	VALOR
Diámetro externo (CASING)	7"
Peso (CASING)	23 lb/ft
Grado de acero (CASING)	J55
Profundidad Medida (MD)	8041'
Profundidad Vertical Verdadera (TVD)	7960'

Nota. Elaboración propia basada en la simulación del pozo BARINAS II-A en la Simulación Numérica (2017)

Tabla 5 Datos PVT y del reservorio

RESERVORIO	VALOR
Presión Inicial	2293 psi
Presión de Burbuja	1232,62 psig
Temperatura del Yacimiento	195 °F
Gravedad API	29 °API
μ_o @ Py	5,74 cp
μ_o @Pb	3,2 cp
Gravedad Específica del Gas	0,9
Corte de Agua	44,6%
GOR	156 SCF/STB
B_o @Py	1,0357 BY/BN
B_o @Pb	1,0708 BY/BN
Índice de Productividad	1,62481 STB/d/psi

Nota. Elaboración propia basada en la simulación del pozo BARINAS II-A en la Simulación Numérica (2017)

3.2 EVALUACIÓN DE PRODUCCIÓN ACTUAL

Se establecen las características del yacimiento, tales como: temperatura, presión inicial, saturación de agua, viscosidad del crudo, así como caracterizar el sistema de producción actual, análisis detallado del diseño implementado en el pozo Barinas II-A.

Se establece la capacidad de producción bajo las condiciones actuales del pozo previamente a una intervención o simulación con el correspondiente software.

Se identifican las deficiencias y parámetros operativos que se necesitan cambiar o mejorar, es decir, nos permite establecer el punto de partida desde donde analizamos las limitaciones de los datos del sistema de producción. Así, conocemos caída y pérdida de presión y energía respectivamente del sistema de producción en el yacimiento.

Paso fundamental para determinar y justificar el implemento del sistema de levantamiento artificial (BES).

3.3 SIMULACIÓN EN EL SOFTWARE

Es crucial la simulación para prever el comportamiento del sistema de bombeo electrosumergible bajo distintas condiciones sin la necesidad de una intervención de manera física al pozo, para ahorrarnos tiempo, recursos, así como riesgos dentro del aoperación.

Se construye un modelo digital del sistema de producción del pozo a evaluar (Barinas II-A). Comenzamos con la obtención de datos reales del pozo y del yacimiento, parámetros del sistema (potencia, frecuencia de operación, numero de etapas, etc...), propiedades petrofísicas, información de fluidos (viscosidad, API, datos PVT).

Se calibra el modelo para que se produzca el comportamiento histórico del pozo, permitiéndonos:

- Evaluar el desempeño del sistema de bombeo electrosumergible bajo distintas configuraciones.
- Visualizar el perfil de presión desde el fondo hasta superficie.
- Identificar pérdidas de carga significativas.

Procedimiento detallado a continuación:

3.3.1 Interfaz inicial y selección del tipo de análisis.

Al abrir el software, se muestra una pantalla con las principales opciones de trabajo. En esta etapa, se procedió a seleccionar la opción "Create/open a well centric workspace", ya que el análisis se enfocó exclusivamente en un solo pozo: Barinas II-A. Esta opción permite modelar y evaluar de manera específica el comportamiento del sistema de producción asociado al pozo en estudio.

En la parte inferior de la interfaz, se visualizan los módulos de simulación disponibles y habilitados por la licencia del programa, destacando aquellos relacionados con flujo multifásico, comportamiento térmico y sistemas de levantamiento artificial (SLA).

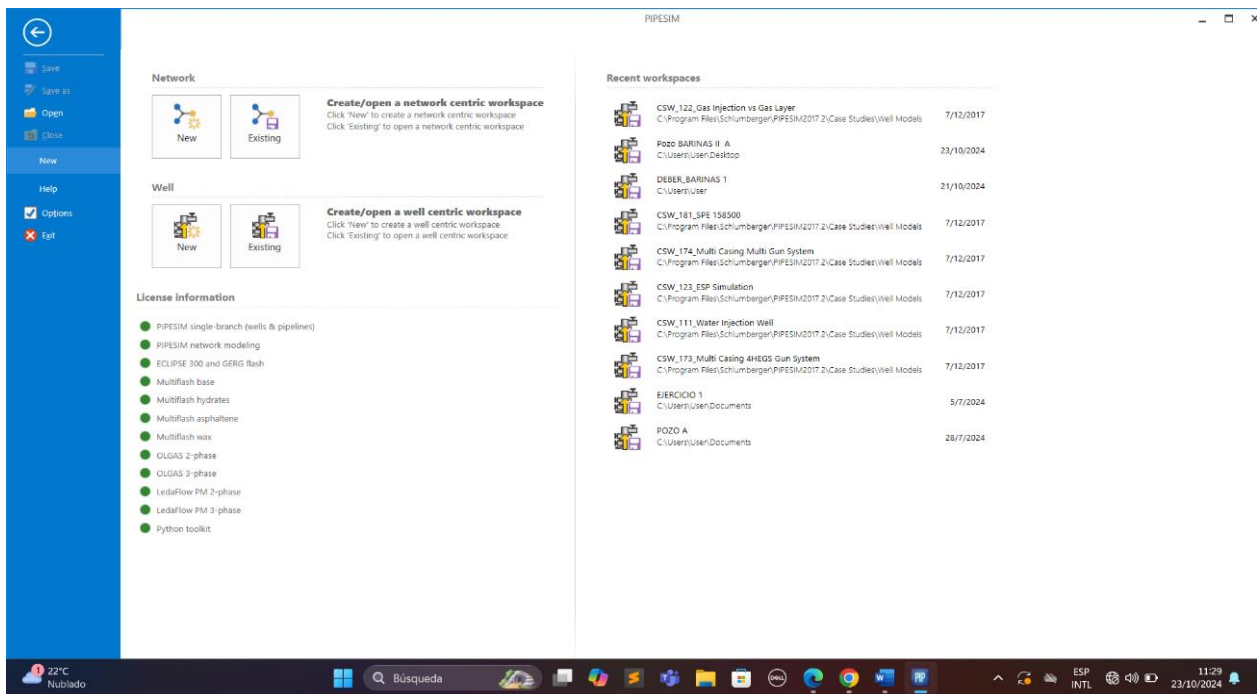


Figura 16 *Interfaz inicial de la Simulación Numérica*

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

3.3.2 Definición inicial del pozo en el entorno de simulación.

En esta fase, se procedió a la creación del pozo dentro del entorno de trabajo de la Simulación Numérica. El sistema asigna de forma predeterminada la palabra Well (pozo) como identificador temporal, mientras se completan las configuraciones iniciales. Es importante destacar que aún no se ha nombrado específicamente el pozo de estudio, ya que esa asignación se realiza posteriormente.

Para efectos de esta simulación, se activó el pozo dentro del módulo correspondiente, y se seleccionó el tipo como pozo productor, en concordancia con la naturaleza operativa del Barinas II-A. Asimismo, se estableció la opción Block reverse en la configuración de la válvula de retención, lo cual permite evitar el retroceso de fluidos hacia el fondo del pozo. Esta condición es comúnmente aplicada en pozos que operan bajo sistemas de levantamiento artificial, ya que protege la integridad del sistema y garantiza un flujo unidireccional hacia superficie.

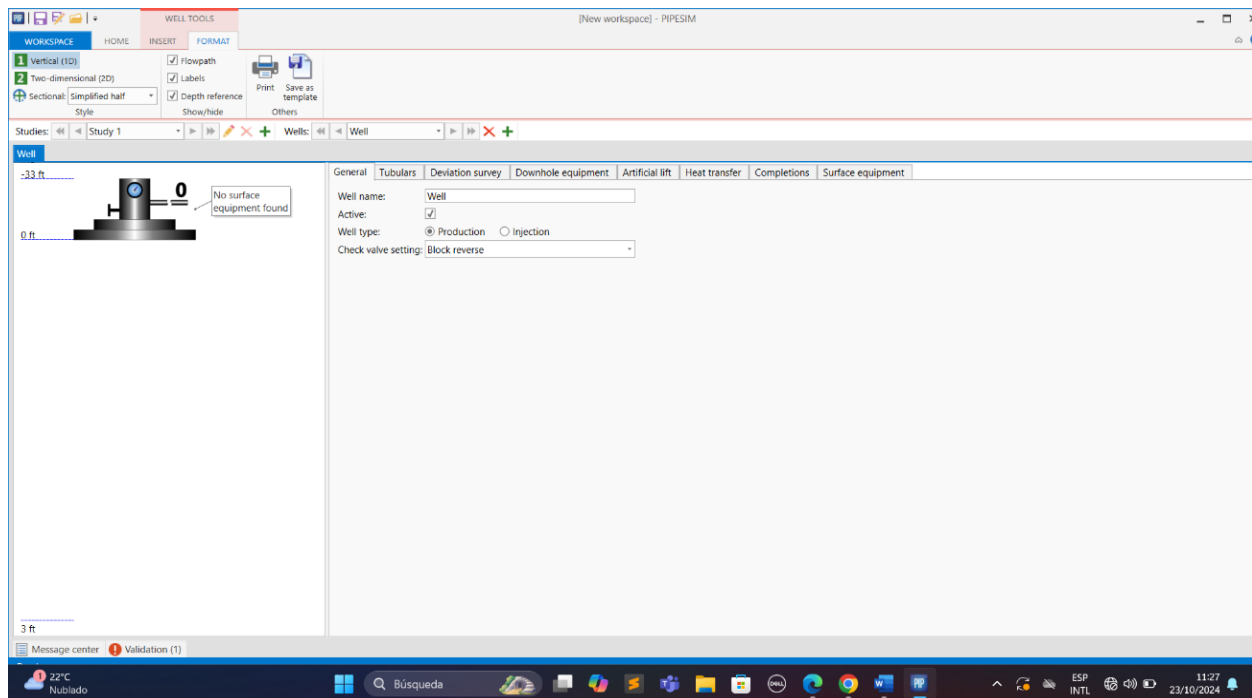


Figura 17 Configuración inicial del pozo en la Simulación Numérica

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

3.3.3 Asignación del nombre del pozo.

Una vez completada la configuración inicial, se procedió a asignar el nombre del pozo en el entorno de simulación. En este caso, se ingresó el identificador BARINAS II - A, correspondiente al pozo objeto de estudio de este proyecto. Esta denominación permite llevar un control organizado dentro del modelo, facilitando la gestión de datos y resultados durante el proceso de simulación.

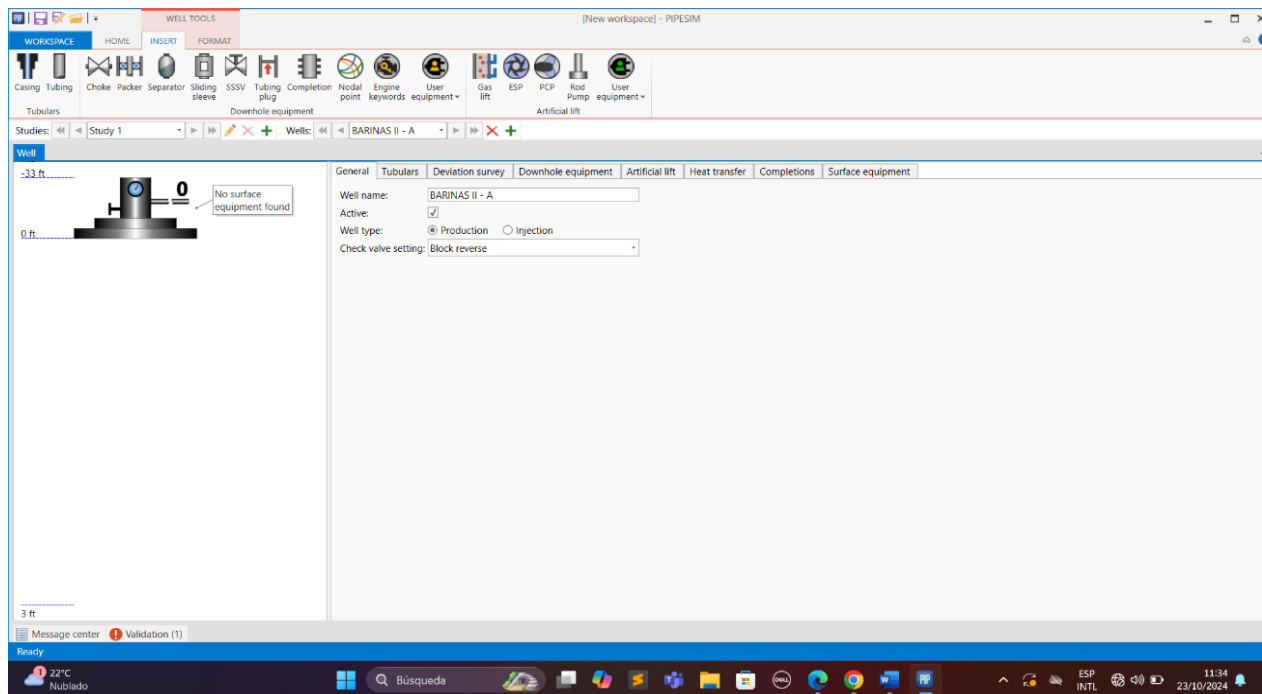


Figura 18 Asignación del nombre del pozo

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

3.3.4 Instalación del revestidor (casing).

En el módulo Tubulars, se procedió a la instalación del revestidor principal (casing) utilizando el catálogo integrado en el software Simulación Numérica. Para ello, se filtraron las opciones disponibles según los parámetros técnicos definidos para el pozo. Se seleccionó una

tubería de 7 pulgadas de diámetro externo, con un peso de 23 lb/ft y grado J55, cumpliendo con los estándares operativos para este tipo de intervenciones.

El casing fue instalado hasta una profundidad de 8041 ft, conforme a las especificaciones de diseño del pozo BARINAS II-A. Esta selección garantiza condiciones mecánicas adecuadas para soportar la columna de fluido y facilitar el ingreso de los equipos de completación durante las siguientes etapas del modelo.

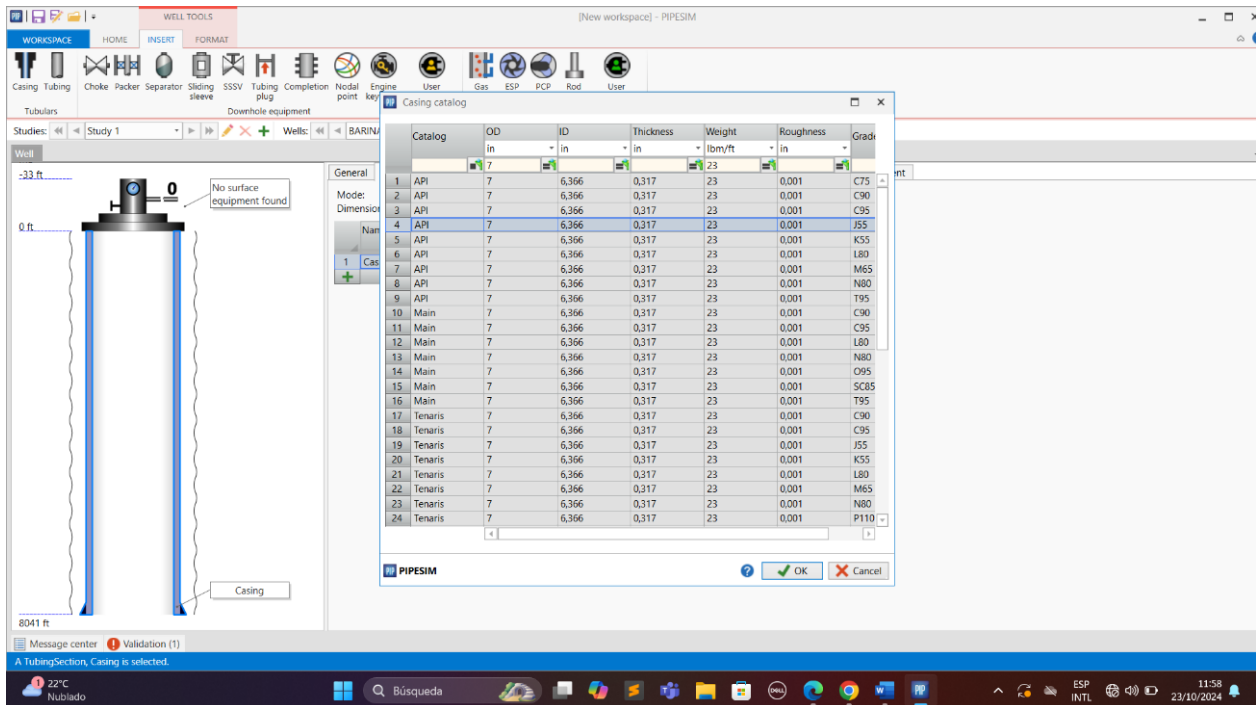


Figura 19 Instalación del revestidor (Casing)

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

3.3.5 Configuración de la Columna de Revestimiento (Casing).

En esta fase de la simulación del pozo BARINAS II-A, se realizó la definición de la geometría del revestidor utilizando el entorno del módulo "Well" en el software Simulación Numérica. Esta etapa es esencial para las características físicas del pozo, ya que el casing actúa como el conducto estructural que recubre el pozo y garantiza la integridad del mismo a lo largo de toda su vida útil. Para esta configuración, se optó por un modelo detallado (Detailed),

permitiéndonos ingresar valores específicos de diámetro interno, espesor de pared y rugosidad interna del revestidor.

Tabla 6 Parámetros para la columna de revestimiento

CASING	VALOR (UNIDAD)
Diámetro interno (Bottom ID)	8041 (pies)
Longitud	6,366 (pulgadas)
Espesor de pared (Wall Thickness)	0,317 (pulgadas)
Rugosidad interna (Roughness)	0,0001 (pulgadas)

Nota. Elaboración propia basada en la simulación del pozo BARINAS II-A en el software Simulación Numérica (2017)

La selección de estos valores responde a datos operativos reales del pozo, y fueron validados en campo antes de su ingreso al sistema. Esta información permite que el simulador Simulación Numérica pueda calcular con mayor precisión las pérdidas por fricción, las caídas de presión y otros fenómenos hidráulicos relevantes en el análisis del levantamiento artificial.

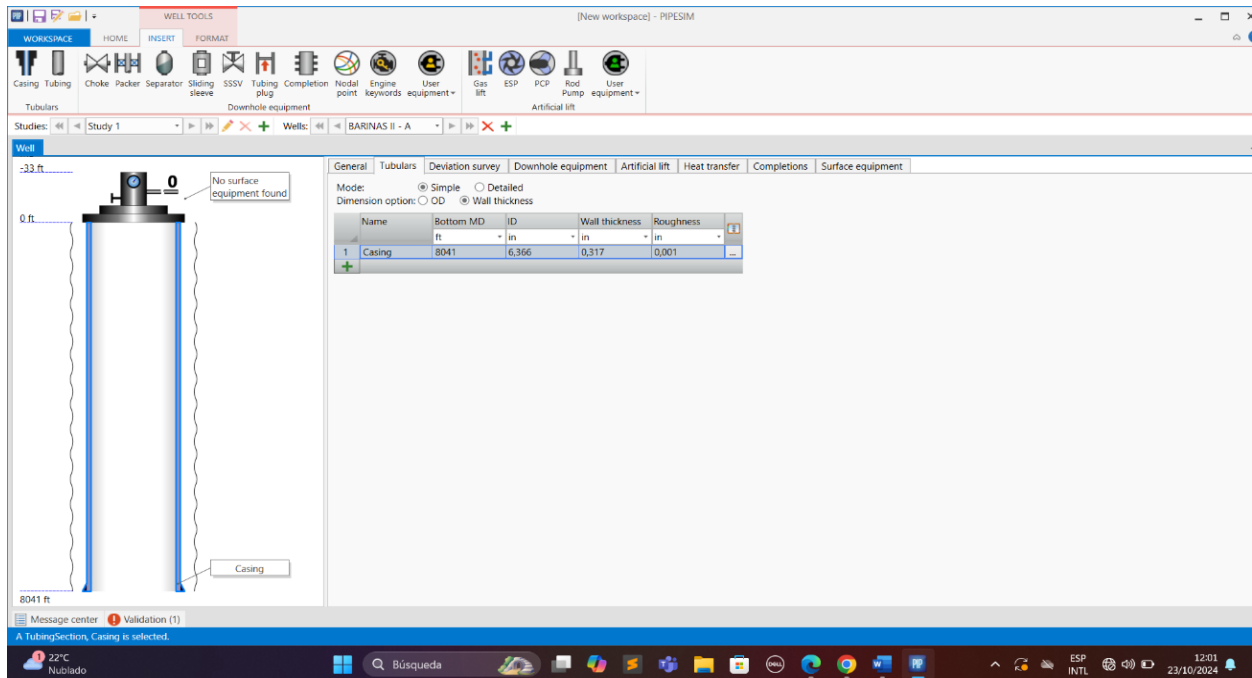


Figura 20 Configuración detallada del casing en el pozo BARINAS II-A utilizando el software

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

3.3.6 Integración del Equipo de Superficie: Separador.

Una vez completada la configuración del pozo, se llevó a cabo la integración del equipo de superficie, mediante la conexión de una línea de flujo al componente denominado “Separador”, dentro del entorno gráfico de la Simulación Numérica. Esta etapa se ejecutó con el objetivo de representar el punto de entrega de los fluidos producidos en superficie.

En esta fase, se incorporó un nodo de tipo “Sink”, identificado como SEPARADOR, al cual se le asignó una presión operativa de 70 psig. En cuanto al parámetro de tasa de flujo de líquido (Liquid flowrate), se observa que no fue definido en esta instancia del modelo, lo cual indica que el valor será resuelto por el simulador durante la corrida de cálculo, según las condiciones de fondo y superficie establecidas.

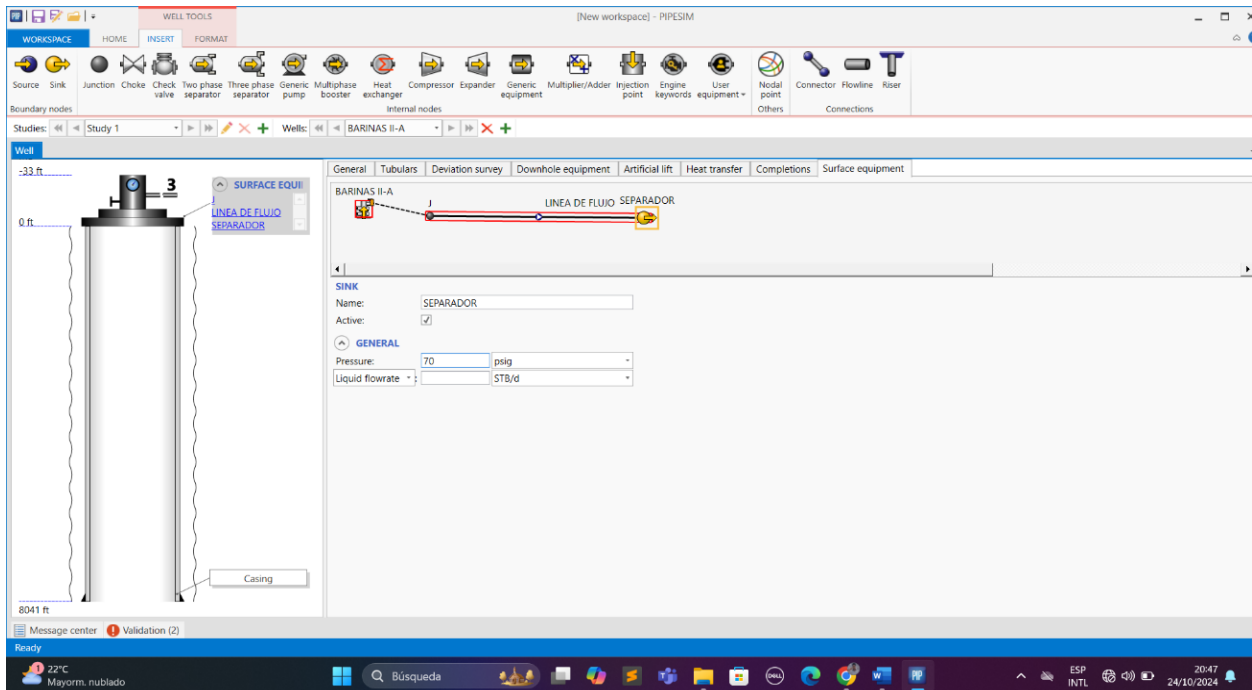


Figura 21 Configuración del nodo de superficie con línea de flujo conectada al separador

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

3.3.7 Definición de la Línea de Flujo hacia el Separador.

En esta etapa de la modelación del pozo BARINAS II-A, se procedió con la caracterización de la línea de flujo que conecta la cabeza del pozo con el separador superficial. Para ello, se utilizó el módulo de “Flowline” dentro del simulador.

Tabla 7 Parámetros físicos para la línea de flujo

LÍNEA DE FLUJO	VALOR (UNIDAD)
Diámetro interno	0,426 (pulgadas)
Espesor de pared	0,237 (pulgadas)
Rugosidad interna	0,0018 (pulgadas)

Nota. Elaboración propia basada en la simulación del pozo BARINAS II-A en la Simulación Numérica (2017)

También se activó la opción de “transferencia térmica superficial”, utilizando el valor por defecto "Bare on air", el permite que el simulador calcule la disipación de calor automáticamente.

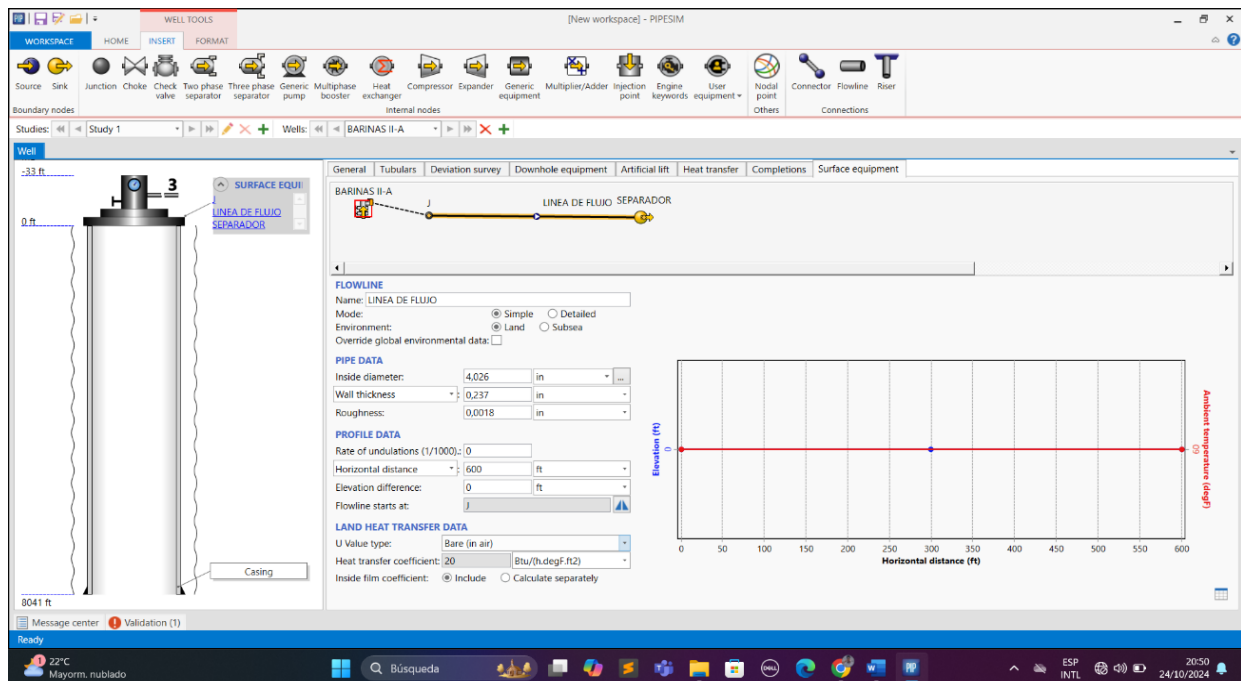


Figura 22 Parámetros de la línea de flujo entre el pozo y el separador

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

3.3.8 Configuración del Trayecto Direccional del Pozo.

Como parte del proceso de simulación, se configuró el trayecto direccional del pozo utilizando el módulo “Deviation Survey” de la Simulación Numérica. Esta herramienta nos permite definir la geometría espacial del pozo mediante la inserción de datos obtenidos en campo.

Se seleccionó el tipo de levantamiento por ángulo (Angle), junto con el método de cálculo tangencial, el cual permite estimar con precisión la trayectoria del pozo a partir de los ángulos de desviación y las profundidades. La referencia utilizada fue (Original RKB), considerando una profundidad total medida (MD) de 8041 pies, tal como se evidencia en la tabla cargada al simulador.

En la tabla se ingresaron los valores de profundidad vertical verdadera (TVD), profundidad medida (MD), desplazamiento horizontal y ángulo de inclinación. Esta información es importante para representar la trayectoria real del pozo, ya que influye directamente en los cálculos de caída de presión, pérdidas por fricción y comportamiento de flujo dentro del sistema BES.

En el gráfico a continuación, se puede observar la proyección del desplazamiento horizontal contra la profundidad vertical verdadera (TVD), mostrando una trayectoria inclinada que corresponde al diseño direccional del pozo BARINAS II-A.

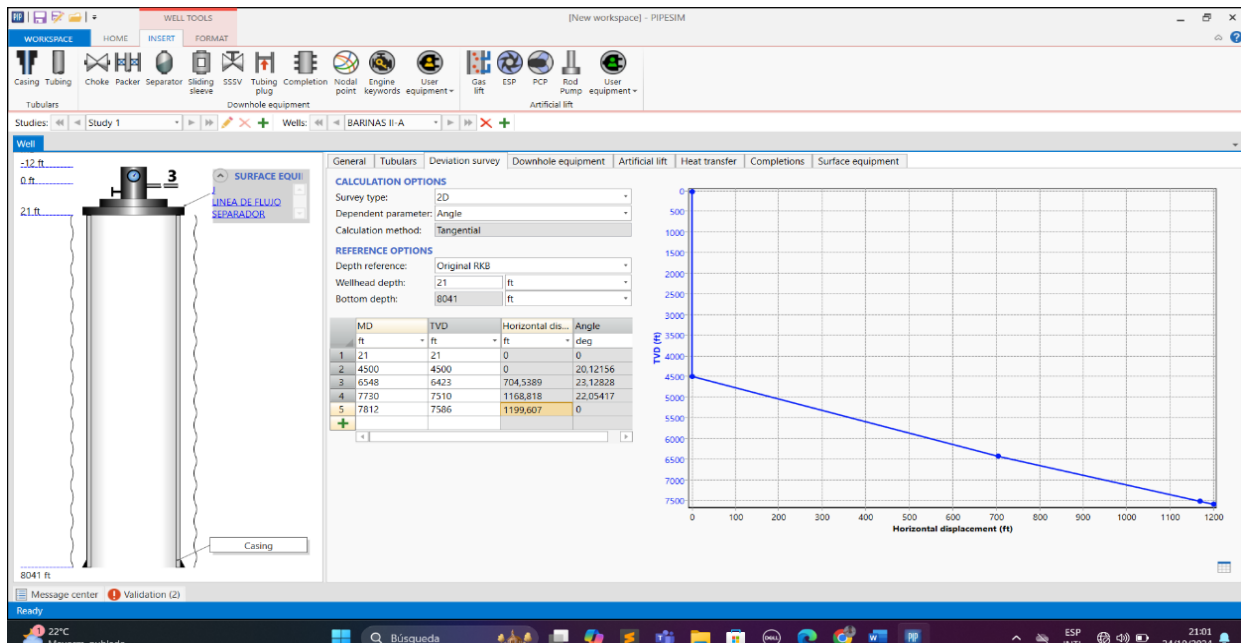


Figura 23 Configuración del trayecto direccional del pozo mediante el método tangencial

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

3.3.9 Configuración de Parámetros de Transferencia de Calor.

En esta etapa se definieron los parámetros de transferencia térmica en el apartado (Heat Transfer) de la Simulación Numérica, lo cual permite considerar los efectos de pérdida de calor desde el pozo BARINAS II-A hacia el medio circundante.

Se ingresó un coeficiente global de transferencia de calor (U Value) de 8,5 Btu/h·ft²·°F, correspondiente a una configuración común para pozos entubados sin aislamiento térmico. Se seleccionaron las opciones de ambiente térmico y coeficiente de transferencia como valores únicos (Single). Además, se especificó una temperatura hacia la profundidad del pozo de 60 °F.

Estos parámetros son necesarios para que el simulador calcule de manera precisa la temperatura del fluido a lo largo del pozo, lo que influye directamente en la viscosidad, la relación gas-líquido y, por ende, en la eficiencia del levantamiento artificial.

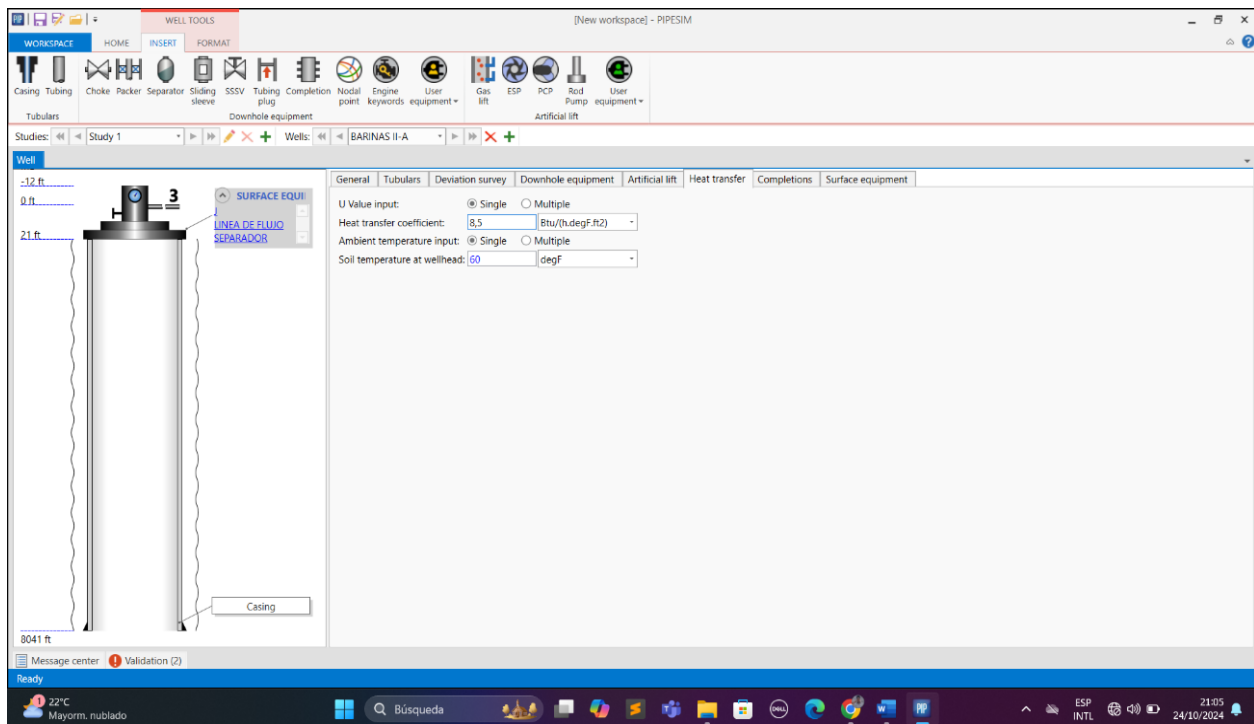


Figura 24 *Parámetros térmicos definidos para la simulación del pozo BARINAS II-A*

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

3.3.10 Definición de la Completación y Parámetros del Yacimiento.

En esta fase se definió la zona productora del pozo BARINAS II-A. Se seleccionó una completación vertical con punto único de entrada (Single point) ubicado a una profundidad medida (MD) de 7812 pies. Esta configuración indica que el flujo desde el yacimiento hacia el pozo se realiza únicamente en ese intervalo.

Tabla 8 *Parámetros del yacimiento con el sp del modelo de “Flujo de reservorio tipo gas”*

PARÁMETROS	VALOR (UNIDAD)
Presión del yacimiento	2293 (psig)
Temperatura del yacimiento	195 (°F)
Índice de Productividad (PI)	1,62481 (STB/d/psi)
Presión de burbuja del aceite (Pb)	1232,62 (psig)

Nota. Elaboración propia basada en la simulación del pozo BARINAS II-A en la Simulación Numérica (2017)

Además, se configuró la prueba de presión bajo la opción Multipoint, con datos de prueba de flujo (STB/d y presión de fondo fluyente (Pwf)), lo cual permite al simulador generar la curva IPR para evaluar la capacidad de producción del pozo.

Esta información es fundamental para representar el comportamiento del pozo bajo condiciones reales de producción y evaluar el desempeño del sistema de levantamiento artificial.

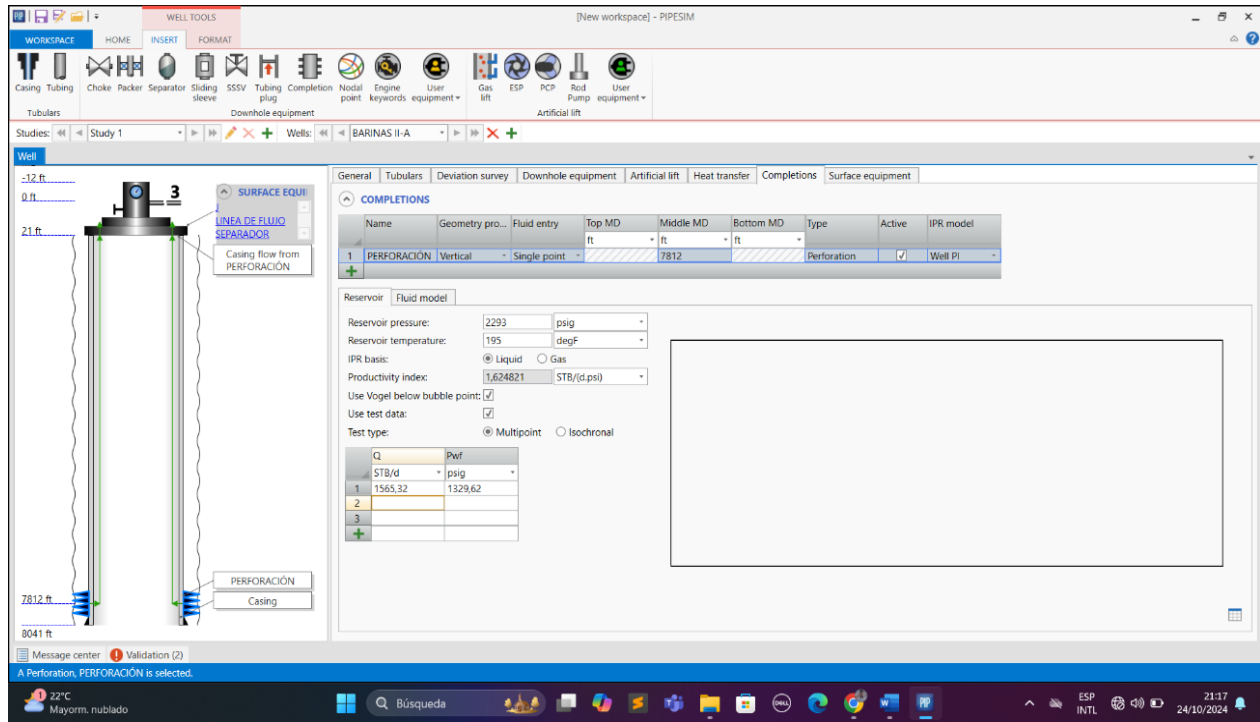


Figura 25 Configuración de Completación y parámetros de yacimiento para el pozo BARINAS II-A

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

3.3.11 Definición de Propiedades del Fluido de Yacimiento.

En esta sección del modelo, se configuraron las propiedades del fluido del yacimiento utilizando el módulo de caracterización de PVT de la Simulación Numérica. Para este caso, se definió un fluido tipo aceite con gas disuelto (black oil model), bajo el nombre “BOFluid”.

Los datos ingresados corresponden a propiedades medidas en laboratorio y utilizadas en campo, las cuales son esenciales para que el simulador calcule con precisión el comportamiento del flujo multifásico.

Tabla 9 Valores configurados para el cálculo de comportamiento del flujo multifásico

PROPIEDADES DEL FLUIDO	VALOR (UNIDAD)
Contenido de agua	44,6 (%)
Relación gas-aceite (GOR)	156 (SCFSTB)
Gravedad específica del gas (Gas Specific Gravity)	1,02
Gravedad API del crudo	29°(API)

Nota. Elaboración propia basada en la simulación del pozo BARINAS II-A en la Simulación Numérica (2017)

En cuanto a la composición del fluido, se caracterizó como una mezcla limpia, sin contaminantes que puedan ser significativos. Por ello, se establecieron en cero las fracciones molares de impurezas como: CO₂, H₂S, N₂, H₂ y CO.

La correcta definición de estas propiedades nos permite que el software modele el comportamiento físico del sistema bajo diferentes condiciones de presión y temperatura a lo largo del pozo y la línea de flujo.

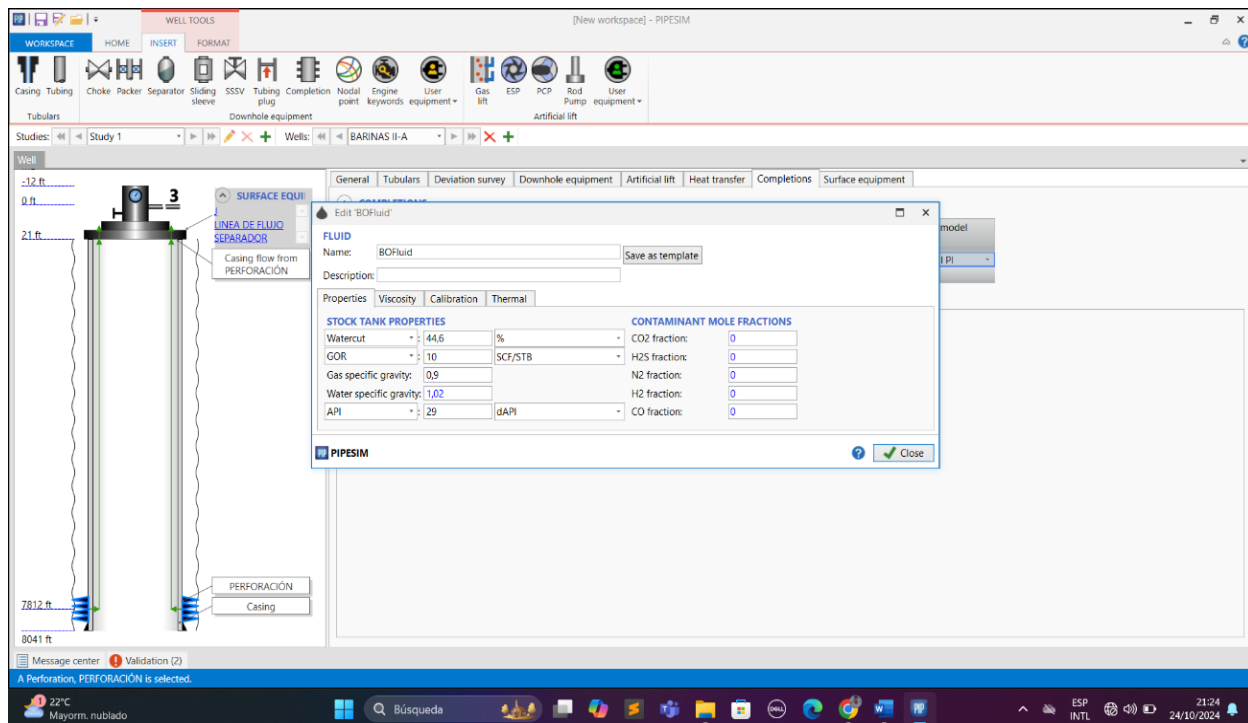


Figura 26 Caracterización del fluido tipo black oil en el entorno de simulación

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

3.3.12 Generación de la Curva IPR del Pozo.

Una vez definidos los parámetros del yacimiento y la completación, la Simulación Numérica generó la curva de desempeño de entrada de flujo (IPR) para el pozo BARINAS II-A. Esta curva representa la relación entre la presión de fondo fluyente (P_{wf}) y la tasa de producción de líquidos (Q) bajo condiciones estáticas del yacimiento.

Tabla 10 *Parámetros utilizados con el modelo tipo "Well PI" (Productivity Index)*

PARÁMETROS A UTILIZAR	VALOR (UNIDAD)
Presión del yacimiento	2293 (psig)
Temperatura del yacimiento	195 (°F)
Productividad (PI)	1,62481 (STB/d/psi)
Presión de burbuja del aceite	1232,62 (psig)
Tipo de prueba	Multipoint

Nota. Elaboración propia basada en la simulación del pozo BARINAS II-A en la Simulación Numérica (2017)

En el gráfico generado por el simulador se observa una tendencia lineal decreciente, común en sistemas donde no se han agotado los mecanismos de empuje, lo que nos indica que el pozo mantiene una buena capacidad productiva mientras se mantenga por encima de la presión de burbuja. La intersección de la curva con el eje horizontal define el caudal máximo de producción, mientras que los puntos intermedios permiten realizar análisis nodales con distintas condiciones de fondo del pozo.

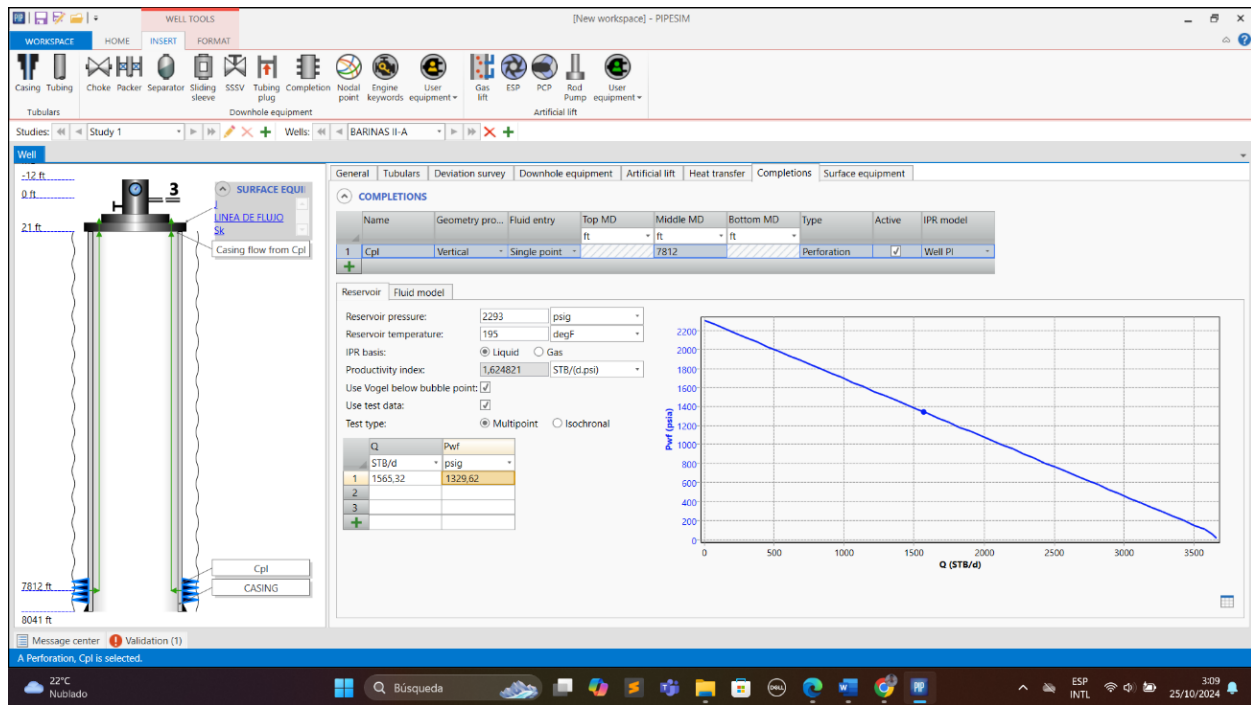


Figura 27 Curva de desempeño IPR generada para el pozo BARINAS II-A

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

3.3.13 Selección de Correlaciones de Flujo Multifásico.

Como parte de la configuración final de simulación, se definieron las correlaciones de flujo multifásico en la sección (Simulation Settings), en la pestaña “Flow Correlations” de la Simulación Numérica. Estas correlaciones nos permiten calcular de forma más precisa las caídas de presión en diferentes secciones del sistema de producción, considerando el régimen y el tipo de flujo predominante.

Para el flujo vertical, se seleccionó el modelo (Baker Jardine), aplicando la correlación de Orkiszewski, con un factor de retención (holdup) igual a 0,95.

En el caso del flujo horizontal, también se utilizó el modelo (Baker Jardine), en combinación con la correlación Beggs & Brill Revised, en general, reconocida por su aplicabilidad

en sistemas de producción con alto contenido de gas. El factor de retención para esta sección fue establecido en 1,023.

La transición entre flujo vertical y horizontal fue definida mediante un ángulo de cambio (swap angle) de 45 grados, valor convencional en sistemas de producción inclinados. Para el flujo monofásico, se aplicó la correlación de Moody, adecuada para representar flujos turbulentos en régimen líquido.

Estas configuraciones aseguran que el simulador tenga un marco físico robusto para predecir correctamente las presiones y velocidades a lo largo del sistema, lo cual impacta directamente en la evaluación del sistema de levantamiento artificial.

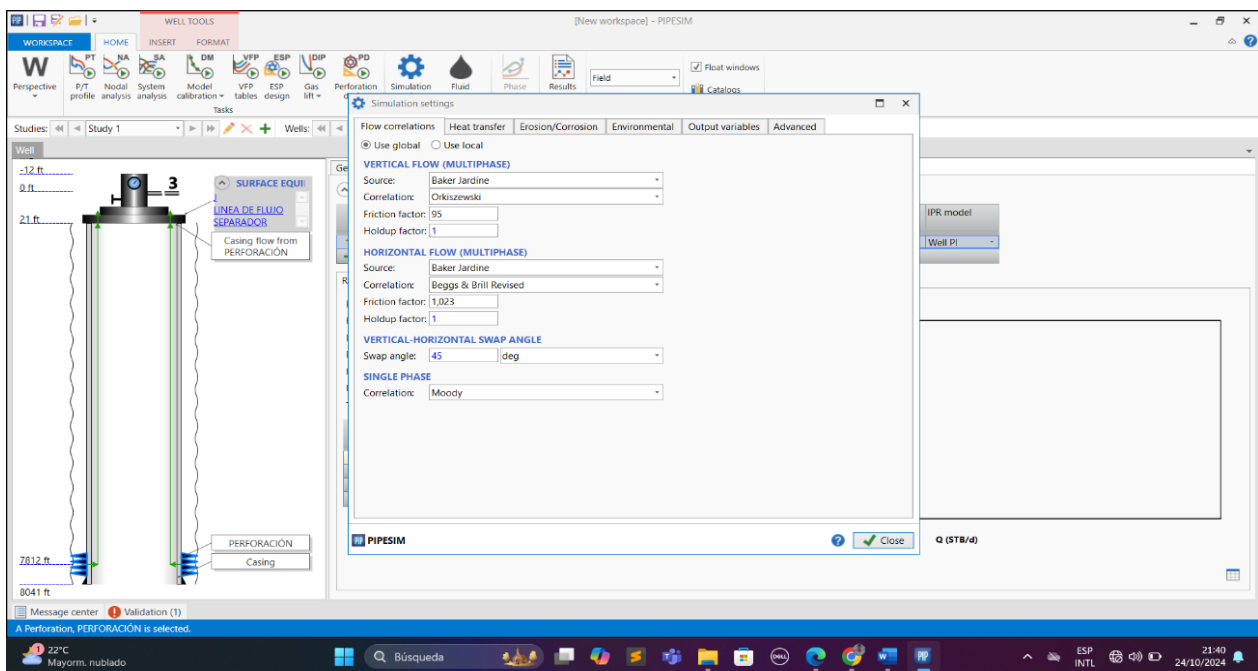


Figura 28 Selección de correlaciones de flujo multifásico en el modelo de simulación

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

3.3.14 Configuración de Parámetros de Erosión y Corrosión.

Para completar la configuración de la simulación, se definieron las condiciones asociadas al desgaste mecánico y a la corrosión interna del sistema, a través de la pestaña “Erosion/Corrosión” del módulo (Simulation Settings) de del software.

En cuanto a erosión, se utilizó el estándar (API 14E), con un valor límite de velocidad erosiva de $100 \text{ (lbm/ft}^2\cdot\text{s)}^{1/2}$, considerado como un umbral seguro para líneas de producción de acero al carbono bajo condiciones moderadas.

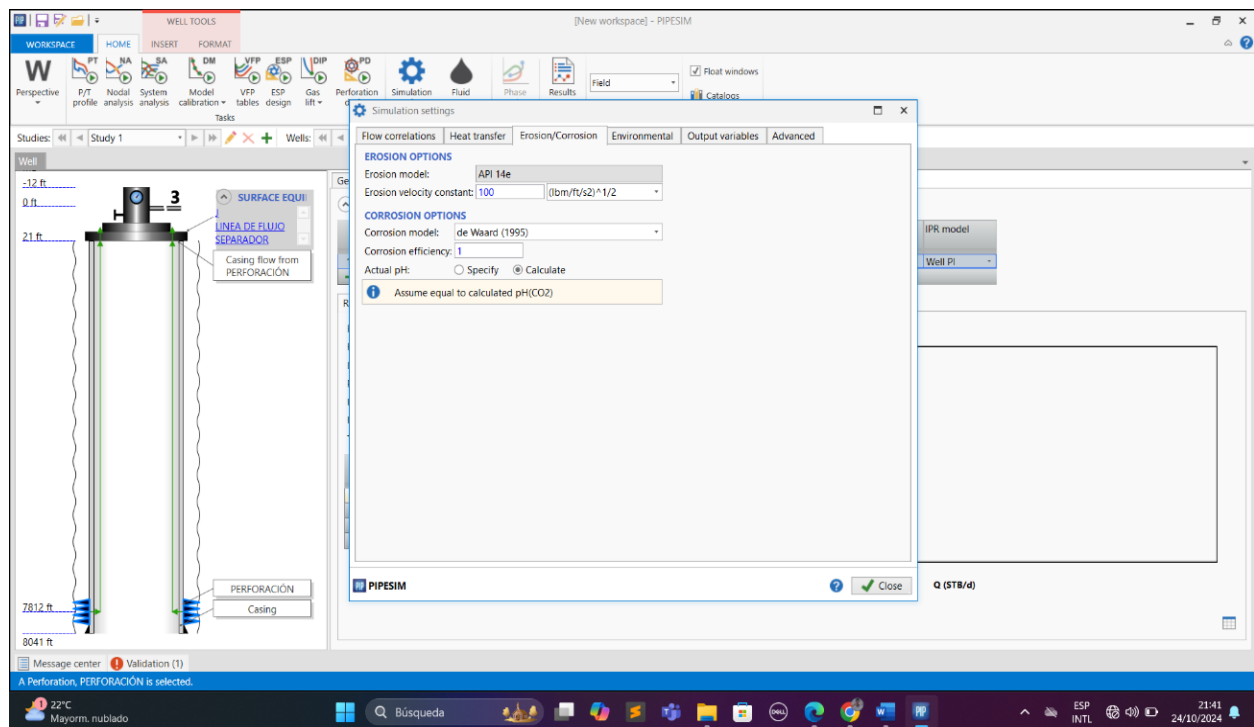


Figura 29 *Parámetros de erosión y corrosión configurados para el sistema de producción del pozo BARINAS II-A*

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

3.4 ANÁLISIS NODAL

3.4.1 Definición del Punto Nodal para el Análisis.

En esta etapa del modelo, se incorporó un nodo en el sistema de producción, utilizando la pestaña “Downhole Equipment” de la simulación. Este nodo, identificado como “NODO”, fue ubicado a una profundidad medida (MD) de 7812 pies, coincidiendo con la zona de completación productiva.

El tipo de tubería seleccionado para este nodo fue casing, ya que el análisis se realiza directamente en la zona perforada donde fluye el fluido desde el yacimiento hacia el sistema. La asignación de este punto permite que el simulador realice el análisis nodal en ese tramo específico, calculando la presión y el comportamiento del flujo a esa profundidad con base en los parámetros definidos del yacimiento, fluido, geometría y condiciones operativas.

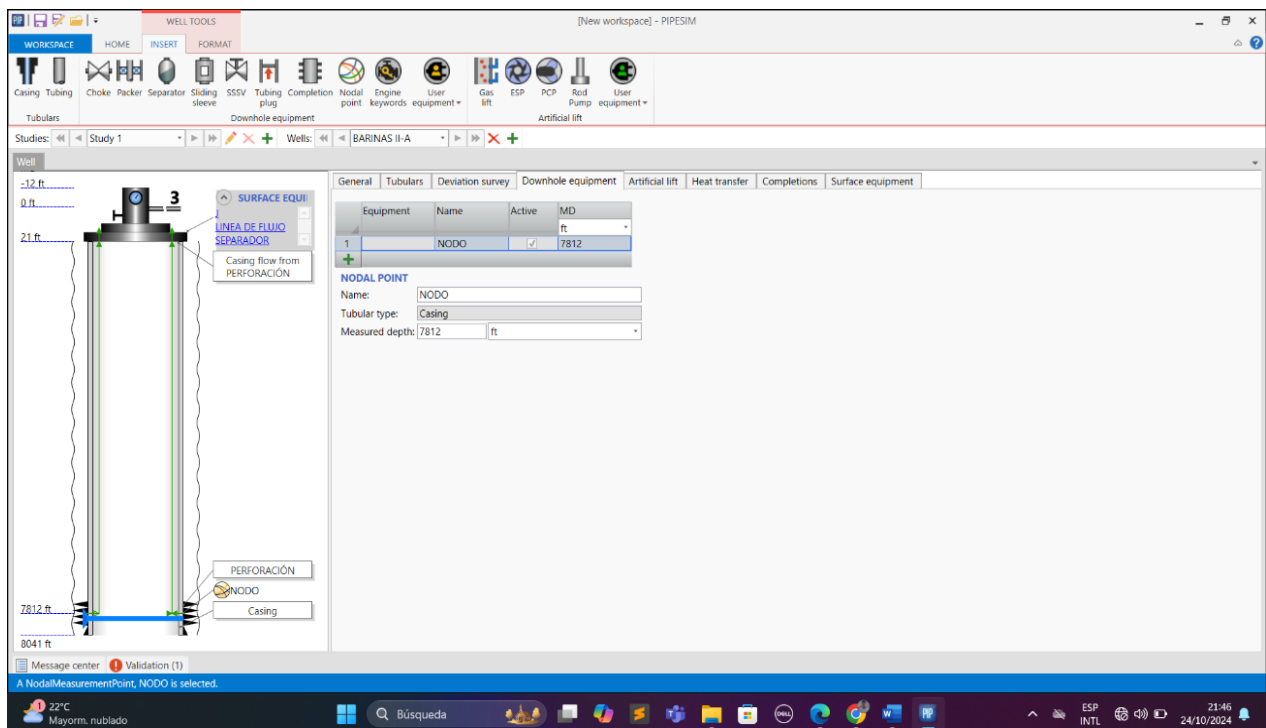


Figura 30 Ubicación del punto nodal en la zona de completación del pozo BARINAS II-A

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

3.4.2 Configuración del Análisis Nodal.

Finalmente, se llevó a cabo la configuración del análisis nodal en la Simulación Numérica, el cual permite determinar el punto de operación óptimo del pozo al interceptar la curva de ingreso de flujo (IPR) con la curva de desempeño del sistema de producción (OPR).

Tabla 11 *Condiciones definidas con la utilización del módulo "Nodal Analysis"*

CONDICIONES	DATOS
Nodo principal	Pozo Barinas II-A
Nodo inferior	Ubicado a 7812 pies (Zona de perforación)
Nodo superior	Separador de superficie
Presión de salida del sistema	70 psig
Fluido Presión del yacimiento (Pr)	2307,696 psig
Fluido	BOFluid
Temperatura del yacimiento	195 °F

Nota. Elaboración propia basada en la simulación del pozo BARINAS II-A en la Simulación Numérica (2017)

Este análisis proporciona el punto de intersección entre ambas curvas, lo cual representa el “caudal de producción estable” del pozo bajo las condiciones actuales. Esta información es fundamental para validar la necesidad y eficiencia de cualquier sistema de levantamiento artificial considerado en este estudio.

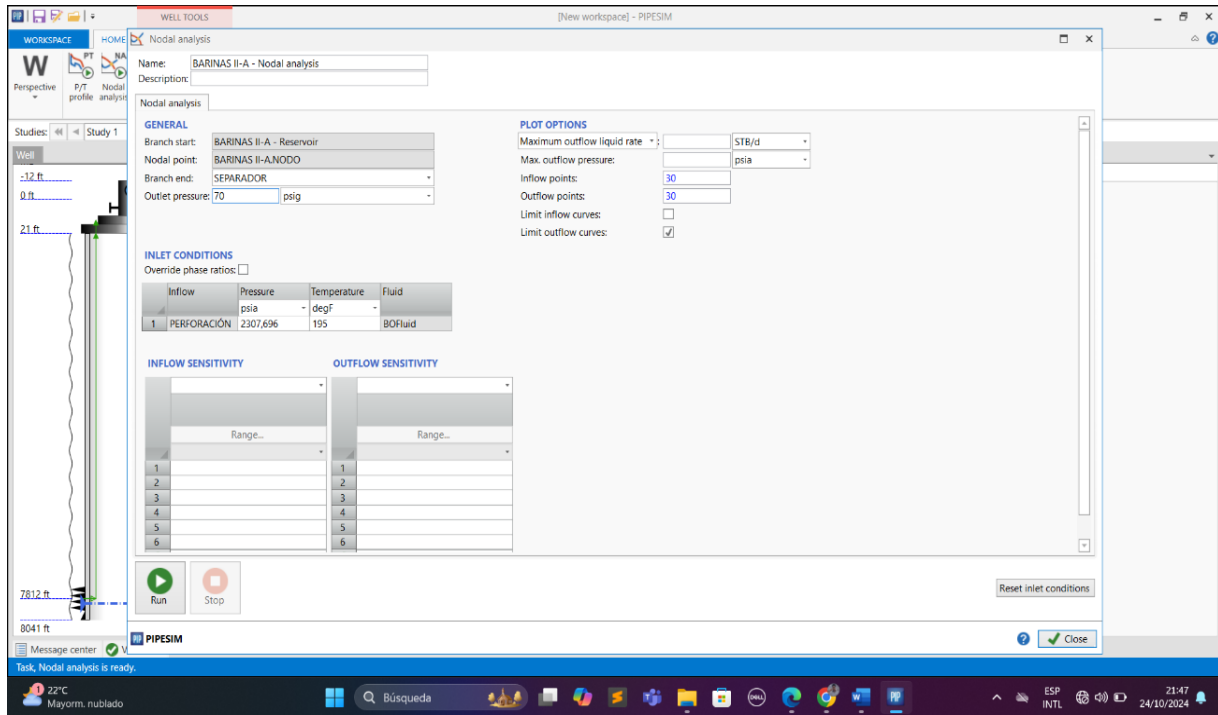


Figura 31 Configuración del análisis nodal en el pozo BARINAS II-A

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se presenta el análisis crítico de los resultados obtenidos tras la simulación realizada con el software en el pozo BARINAS II-A, en relación con la implementación del sistema de bombeo electrosumergible (BES). El objetivo es interpretar de manera comparativa los escenarios previos y posteriores de aplicar el levantamiento artificial, así como asegurar la viabilidad técnica del diseño propuesto.

- Evaluamos si los parámetros mejoran la producción
- Implementación de una Bomba electrosumergible
 - ✓ Mejorar la eficiencia y maximizar la producción
- Finalizar ajustes y validar resultados

4.1 EVALUACIÓN DE PRODUCCIÓN

4.1.1 Resultado del Análisis Nodal sin Sistema de Levantamiento Artificial.

En la última etapa de la simulación del pozo BARINAS II-A, se ejecutó el análisis nodal para observar el comportamiento del sistema en su condición actual, es decir, sin aplicación de levantamiento artificial. El resultado nos muestra claramente que no existe un punto de intersección entre la curva de ingreso de flujo (IPR) y la curva del sistema (OPR).

Esta condición nos confirma que, bajo las presiones actuales del yacimiento y las pérdidas del sistema de producción, el pozo no tiene capacidad para producir de forma natural. La presión

de fondo fluyente necesaria para iniciar el flujo supera la presión de reservorio disponible, lo que impide que los fluidos lleguen a superficie sin “ayuda” alguna.

Este comportamiento valida la necesidad de incorporar un sistema de bombeo electrosumergible (BES) como alternativa para reducir la presión en fondo y movilizar los fluidos.

A partir de este diagnóstico, se desarrolló la simulación del sistema BES en la Simulación Numérica para analizar su efecto sobre la eficiencia operativa y la capacidad de producción del pozo en estudio.

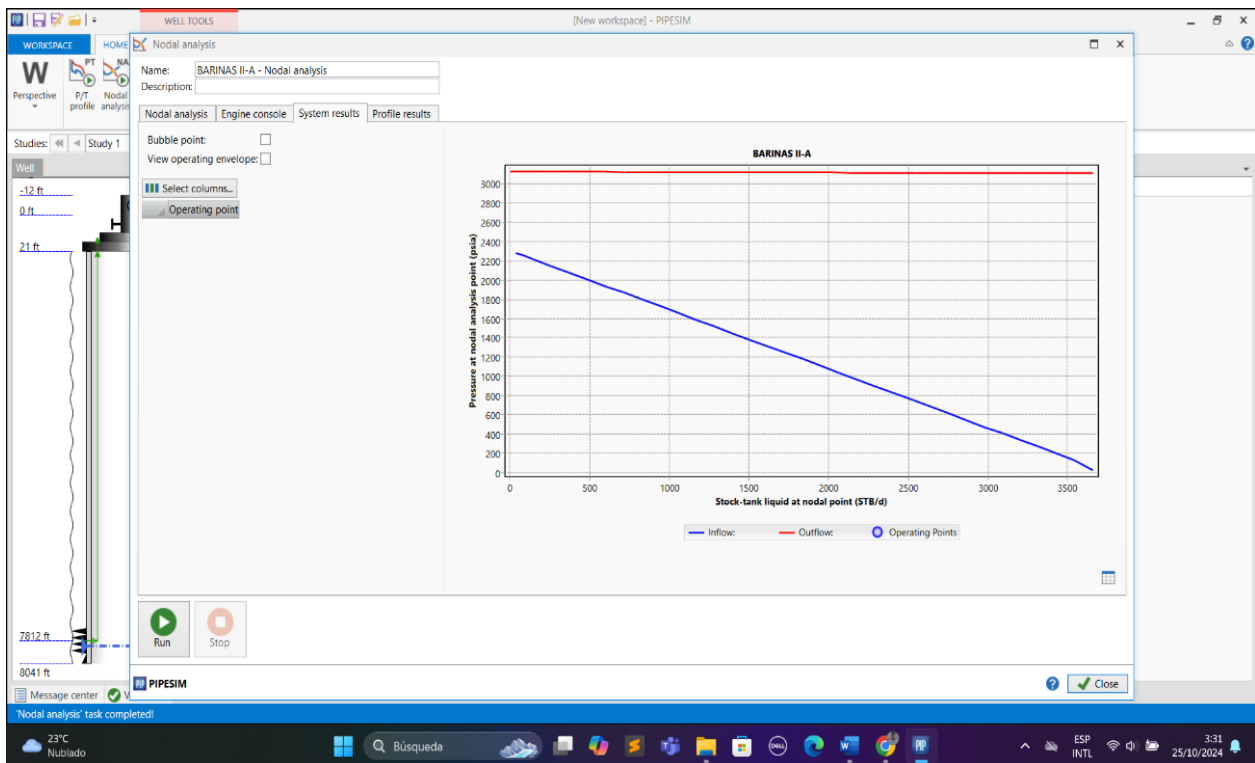


Figura 32 *Análisis nodal en condiciones actuales del pozo sin sistema BES*

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

4.2 IMPLEMENTACIÓN DE UNA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

4.2.1 Instalación del Packer.

Para iniciar la simulación del sistema de bombeo electrosumergible (BES) en el pozo BARINAS II-A, se incorporó un packer dentro del modelo de simulación. Este fue colocado a una profundidad medida (MD) de 6650 pies, alineado con el diseño mecánico propuesto para el pozo.

El packer tiene la finalidad de aislar el espacio anular entre el tubing y el casing, asegurando que el flujo producido sea dirigido completamente hacia la bomba y no se desvíe por el anular. Esta disposición mejora la eficiencia del levantamiento artificial y protege los componentes del sistema frente a posibles interferencias del fluido.

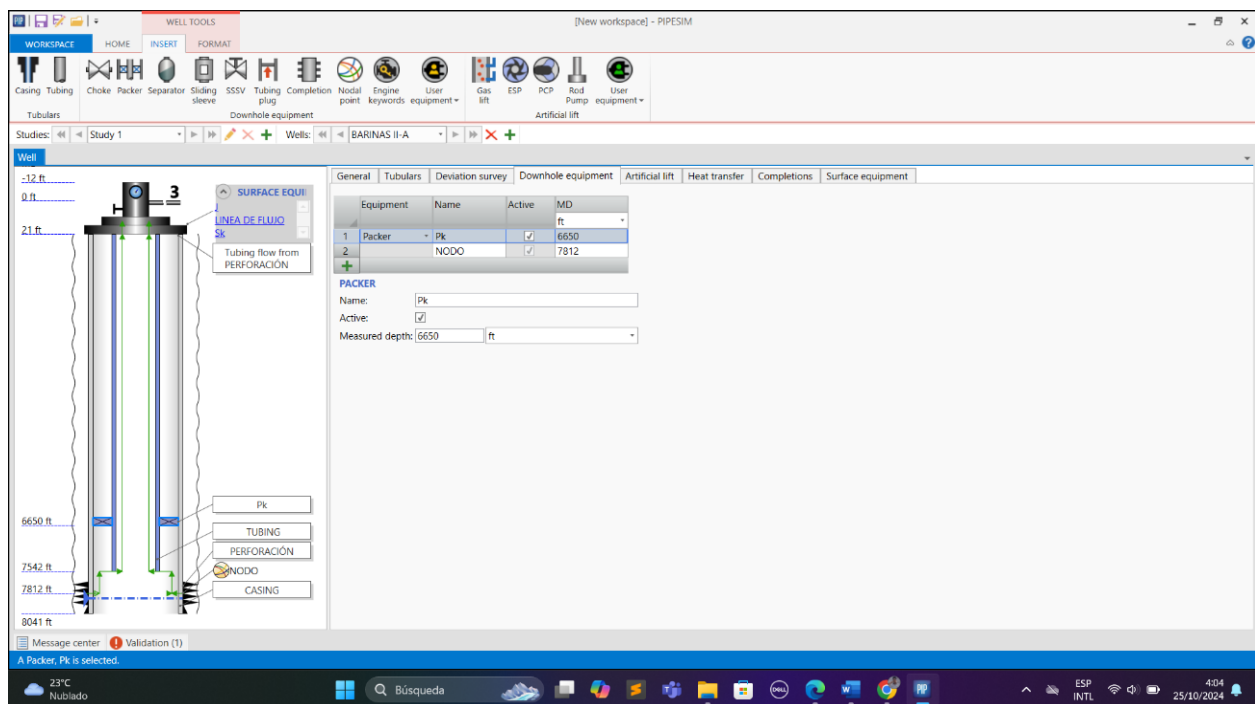


Figura 33 Ubicación del packer en el modelo del pozo BARINAS II-A

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

4.2.2 Selección de la Bomba Electrosumergible (BES).

Dentro de la configuración del sistema de levantamiento artificial del pozo BARINAS II-A, se procedió a la selección de la bomba electrosumergible (BES) utilizando el módulo específico del software Esta elección se basó en las condiciones operativas definidas anteriormente en la simulación, como el diámetro interno del casing, la frecuencia de operación y el caudal de diseño.

Tabla 12 *Parámetros de entrada considerados para la simulación*

PARÁMETROS	VALOR (UNIDAD)
Casing ID	6,366 (pulgadas)
Frecuencia de operación	60 (Hz)
Caudal de diseño	1700 (STB/d)
Longitud disponible	675 (ft)

Nota. Elaboración propia basada en la simulación del pozo BARINAS II-A en la Simulación Numérica (2017)

Con base en estos datos, el simulador presentó varias opciones de bombas recomendadas. La opción seleccionada fue la “bomba ESP modelo TD400”, serie 400, con un rango de operación entre 1200 y 2050 bbl/d y una eficiencia del 68,88 % al caudal seleccionado. Esta opción fue elegida por su buen desempeño en el rango de caudales esperados y por su compatibilidad con el diámetro del casing y la disponibilidad espacial vertical en el pozo. La correcta selección de la bomba es fundamental para garantizar la eficiencia del sistema, evitar sobredimensionamientos y tener una operación estable y rentable del levantamiento artificial.

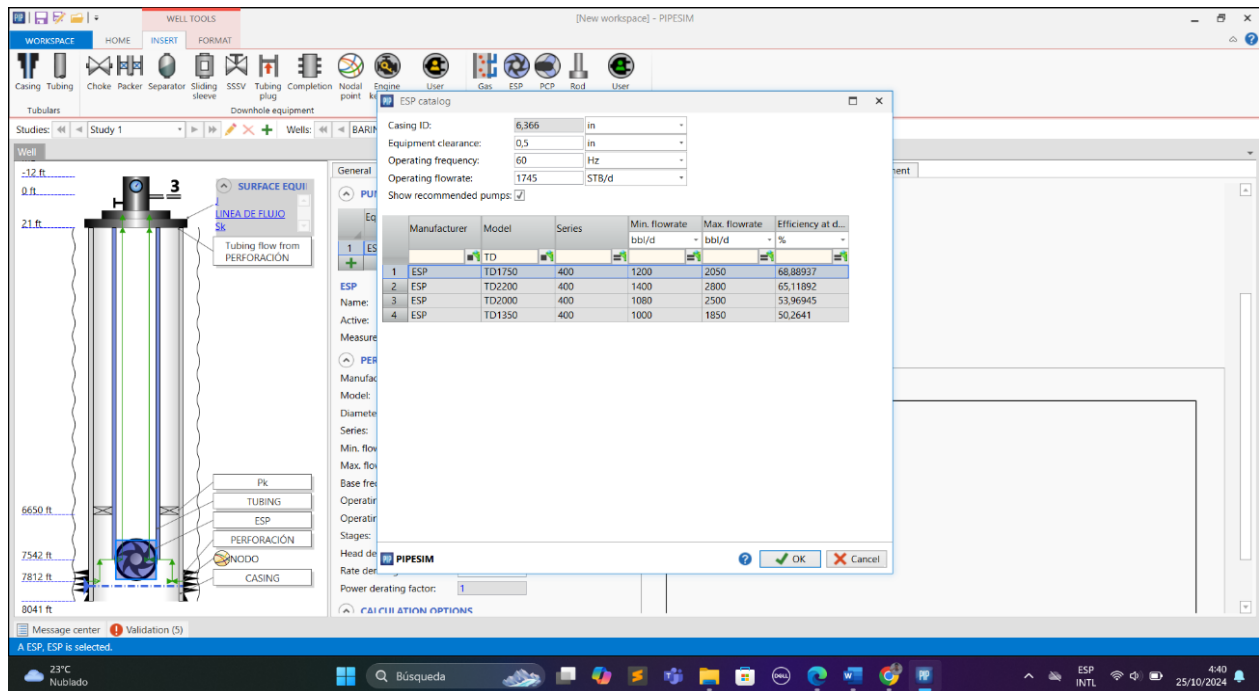


Figura 34 Selección de la bomba electrosumergible

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

4.2.3 Configuración de la Bomba Electrosumergible (BES).

Luego de la selección de la bomba recomendada, se procedió a su configuración dentro del entorno de simulación del software. La bomba seleccionada fue la “ESP modelo TD1750”, instalada a una profundidad medida (MD) de 7542 pies.

Tabla 13 Parámetros ingresados

PARÁMETROS	VALOR (UNIDAD)
Caudal de diseño	1700 (bbl/d)
Rango de operación	1200 – 2400 (bbl/d)
Frecuencia	60 (Hz)
Velocidad de Operación	3499,992 (rpm)
Número de etapas	100

Nota. Elaboración propia basada en la simulación del pozo BARINAS II-A en la Simulación Numérica (2017)

En la gráfica de desempeño generada por el simulador se observa que el punto de operación se encuentra dentro del área sombreada de eficiencia óptima, lo cual nos indica que la bomba funcionará con buena estabilidad hidráulica, aprovechando su capacidad sin forzar el equipo. La curva azul nos representa la carga hidráulica (head), la curva verde nos indica la eficiencia, y la curva roja nos detalla el consumo de potencia (horsepower).

La correcta configuración de la bomba en el modelo asegura que los resultados del análisis nodal reflejen una condición operativa viable y acorde con el diseño real del sistema BES propuesto para el pozo BARINAS II-A.

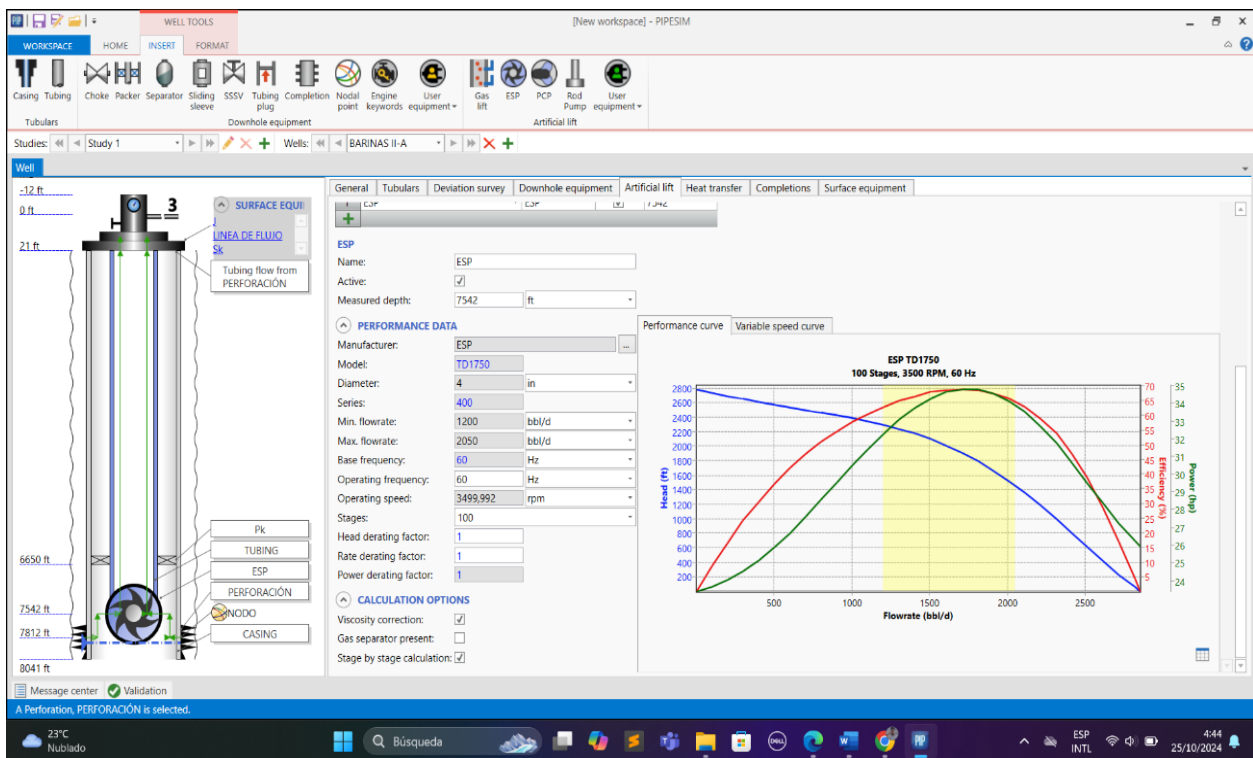


Figura 35 Configuración de la bomba ESP TD1750 y curva de desempeño hidráulico

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

4.2.4 Simulación del Sistema BES y Validación del Punto de Diseño.

Una vez completada la configuración del sistema de bombeo electrosumergible (BES) en el pozo BARINAS II-A, se procedió a ejecutar la simulación del diseño en el entorno de la Simulación Numérica, empleando el módulo ESP design. El objetivo fue comprobar si la bomba seleccionada (modelo TD1750) opera de forma eficiente bajo las condiciones reales del pozo.

Tabla 14 *Parámetros utilizados en esta simulación*

PARÁMETROS	VALOR (UNIDAD)
Presión del yacimiento	2293 (psig)
Temperatura del yacimiento	195 (°F)
Presión de salida (separador)	70 (psig)
Frecuencia de diseño	60 (Hz)
Relación gas-aceite (GOR)	156 (SCF/STB)
Watercut	44,6 (%)

Nota. Elaboración propia basada en la simulación del pozo BARINAS II-A en la Simulación Numérica (2017)

El caudal de diseño fue fijado en 1700 STB/d, y el gráfico resultante muestra que la curva de “outflow” se encuentra por debajo de la curva de “inflow”, lo que indica que el sistema BES ahora permite superar las pérdidas del sistema y alcanzar un punto de operación estable. La línea verde nos representa el caudal objetivo, estableciendo que la bomba seleccionada puede satisfacer la demanda hidráulica requerida para lograr la producción estimada.

Adicionalmente, se observa que la diferencia de presión requerida a ese caudal es de 1907,753 psi, lo cual se encuentra dentro de la capacidad operativa de la bomba configurada con 100 etapas.

Este resultado confirma que la implementación del sistema BES en el pozo BARINAS II-A habilita la producción, superando la condición inicial donde no se lograba flujo sin asistencia. Esta validación es clave para proponer mejoras técnicas viables y sostenibles.

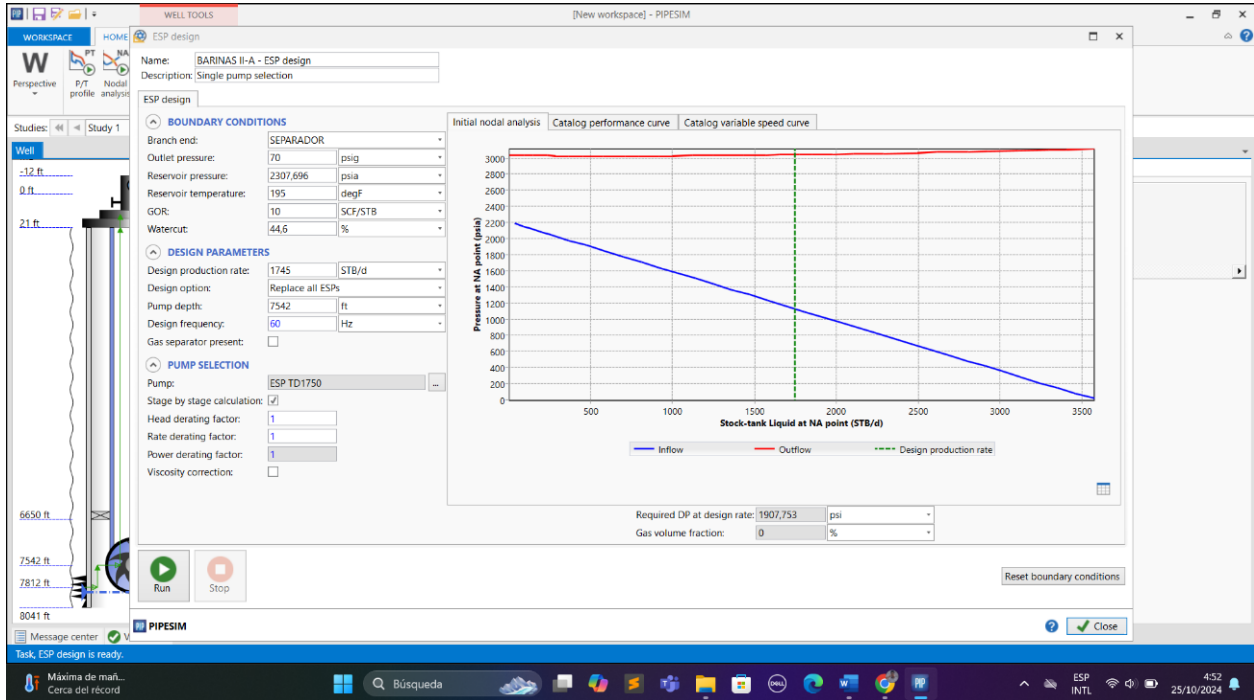


Figura 36 Evaluación del diseño del sistema ESP bajo condiciones operativas del pozo BARINAS II-A

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

4.2.5 Verificación del Punto de Operación con Sistema BES.

Con la bomba electrosumergible (modelo TD1750) instalada en el modelo del pozo BARINAS II-A, se ejecutó el análisis nodal definitivo a través del módulo de simulación. Esta etapa tiene como finalidad verificar si la solución propuesta permite establecer un régimen de producción viable y sostenido.

En la gráfica generada se observa que la curva de ingreso de flujo (azul) y la curva del sistema (roja) finalmente se interceptan, lo cual confirma la existencia de un punto de operación

dentro del rango óptimo. El punto de operación calculado se encuentra aproximadamente en los **1744 STB/d**, lo que se alinea con el caudal de diseño previamente establecido.

Tabla 15 *Valores por los que el análisis muestra que el sistema mantiene condiciones estables*

PARÁMETROS	VALOR (UNIDAD)
Presión de entrada a la bomba	1135,45 (psia)
Presión dinámica en toma de bomba	1043,95 (psia)
Presión de cabeza	396,19 (psia)
Eficiencia hidráulica total	68,89 (%)
Consumo de potencia al eje	28,9 (hp)

Nota. Elaboración propia basada en la simulación del pozo BARINAS II-A en la Simulación Numérica (2017)

Estas condiciones validan que la bomba seleccionada opera dentro de su rango eficiente, garantizando un levantamiento adecuado de los fluidos hasta superficie sin forzar al sistema a cargas excesivas.

Este resultado respalda la selección del sistema BES y demuestra que, bajo la configuración propuesta, el pozo BARINAS II-A recupera su capacidad productiva, superando el escenario inicial de no tener un flujo natural.

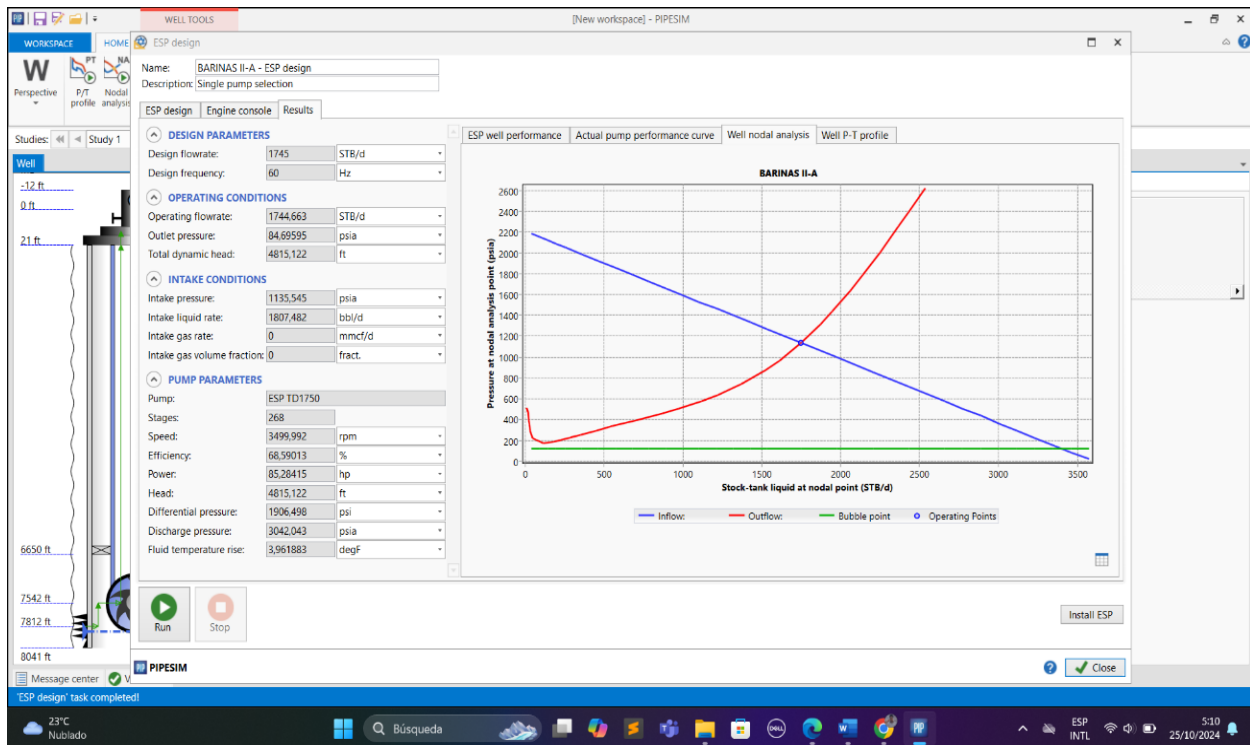


Figura 37 Análisis nodal con el sistema BES instalado

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

4.2.6 Confirmación del Punto de Operación con Sistema BES Activo.

Con la totalidad del sistema de levantamiento artificial implementado en el modelo, se ejecutó un nuevo análisis nodal en la Simulación Numérica para validar el desempeño del pozo BARINAS II-A bajo condiciones operativas reales. En esta simulación final, se obtiene un punto de intersección entre la curva de ingreso de flujo (IPR) y la curva del sistema (OPR), evidenciado en el gráfico por el círculo azul en la intersección.

El punto de operación se alcanzó a un caudal de 1744 STB/d, con una presión de fondo fluyente (P_{wf}) de 1218,38 psig. Estos resultados confirman que la bomba “ESP modelo TD1750”, configurada en etapas previas, es capaz de vencer las pérdidas totales del sistema y transportar eficientemente los fluidos desde el yacimiento hasta superficie.

En resumen, la implementación del sistema BES permitió transformar un pozo originalmente no fluyente en un pozo productor, con un caudal significativo y condiciones

estables. Este resultado valida el modelo propuesto y permite su consideración para aplicación en pozos con características similares.

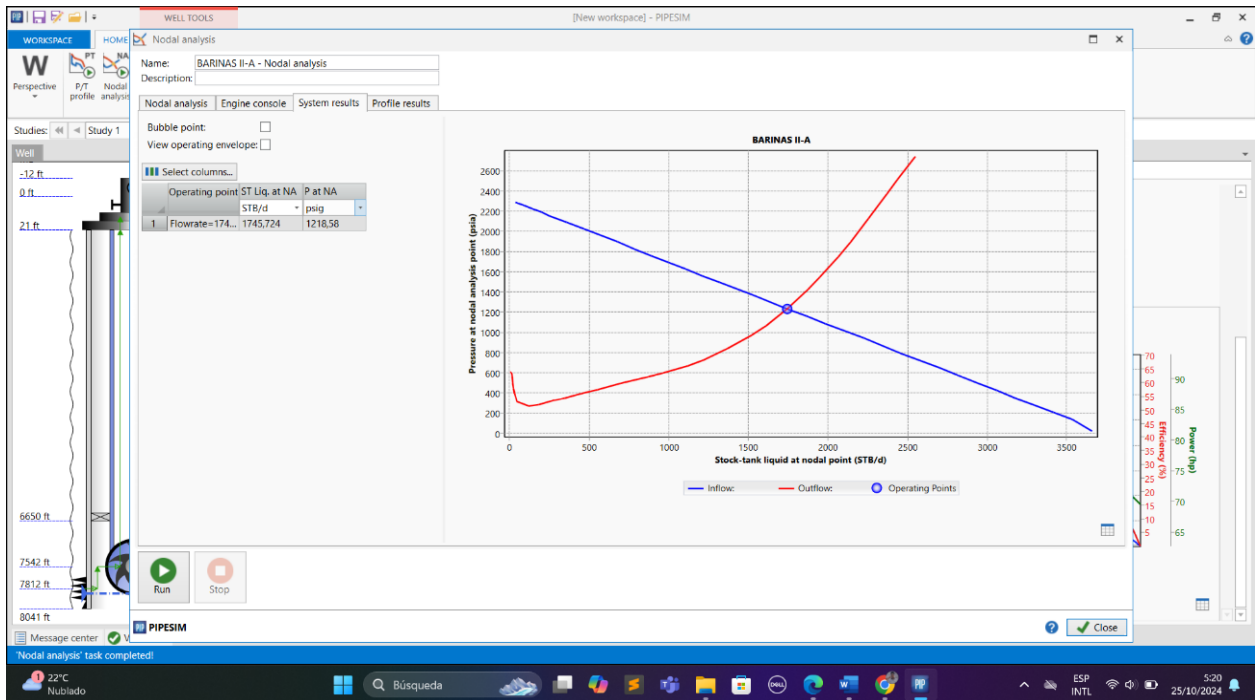


Figura 38 Análisis nodal final con sistema BES: punto de operación confirmado a 1744 STB/d

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

4.2.7 Incorporación de Punto Nodal en Zona de Bombeo y Nuevo Análisis Nodal.

Con el sistema de levantamiento artificial (BES) ya instalado y operando de forma virtual en el modelo del pozo BARINAS II-A, se procedió a realizar una segunda simulación de análisis nodal. Para ello, se agregó un nuevo nodo en el modelo, identificado como “NODO BES”, ubicado a una profundidad medida (MD) de 7542 pies, correspondiente al punto medio del ensamblaje de la bomba electrosumergible.

El objetivo de esta nueva simulación fue evaluar de manera más precisa las condiciones hidráulicas justo a la entrada de la bomba, permitiendo un análisis más localizado del comportamiento del sistema.

La colocación del nodo en esta posición facilita una lectura más exacta de parámetros como:

- Presión de admisión (intake pressure)
- Relación de carga dinámica
- Presión diferencial disponible
- Estabilidad del flujo a esa profundidad

Este segundo análisis nodal nos confirmó que, bajo las condiciones actuales, la bomba recibe los fluidos con una presión de succión suficiente para operar de forma estable, sin generar caídas abruptas de presión ni entrar en zonas críticas de eficiencia. Esto refuerza la validez técnica del diseño propuesto.

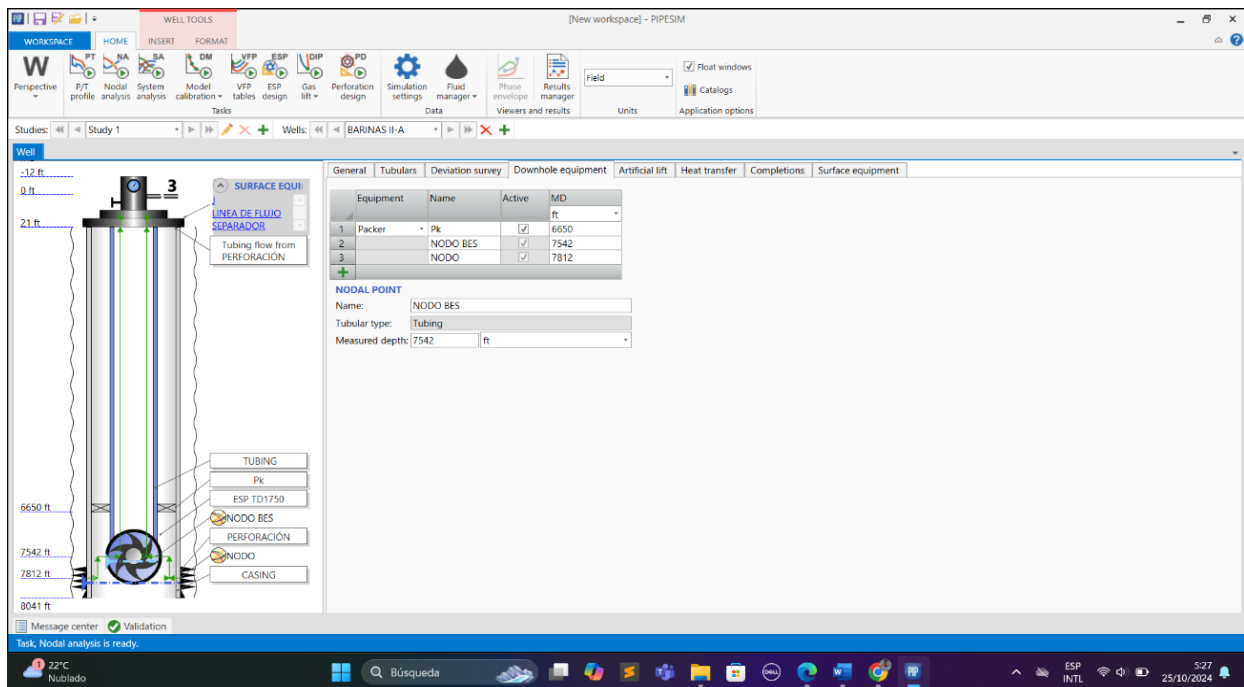


Figura 39 Adición de un nuevo nodo a (7542 ft) para segundo análisis nodal localizado en la bomba

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

4.2.8 Configuración del Segundo Análisis Nodal desde el Nodo de Succión.

Con el objetivo de profundizar en el comportamiento hidráulico del sistema de producción, se ejecutó un segundo análisis nodal como anteriormente fue mencionado.

Esta simulación fue configurada para evaluar exclusivamente el segmento entre el yacimiento y la toma de succión de la bomba, aislando el comportamiento de la sección superficial. Este enfoque permite analizar con mayor detalle si la bomba recibe los fluidos con la presión adecuada para operar sin cavitación y dentro de sus condiciones hidráulicas óptimas.

Tabla 16 *Parámetros definidos*

PARÁMETROS	VALOR (UNIDAD)
Presión del yacimiento (Pr)	2307,696 (psig)
Presión de salida del nodo (NODO BES)	846,69955 (psia)
Temperatura	195 (°F)
Fluido	BoFluid
Puntos de inflow y outflow	30 cada uno
Caudal máximo definido	Libre (sin límite)

Nota. Elaboración propia basada en la simulación del pozo BARINAS II-A en la Simulación Numérica (2017)

Este nuevo enfoque de simulación permite visualizar el punto de equilibrio exclusivamente en el trayecto de ingreso hacia la bomba, siendo útil para comprobar que el diseño no genera condiciones de vacío ni presiones negativas que afecten la operación del sistema.

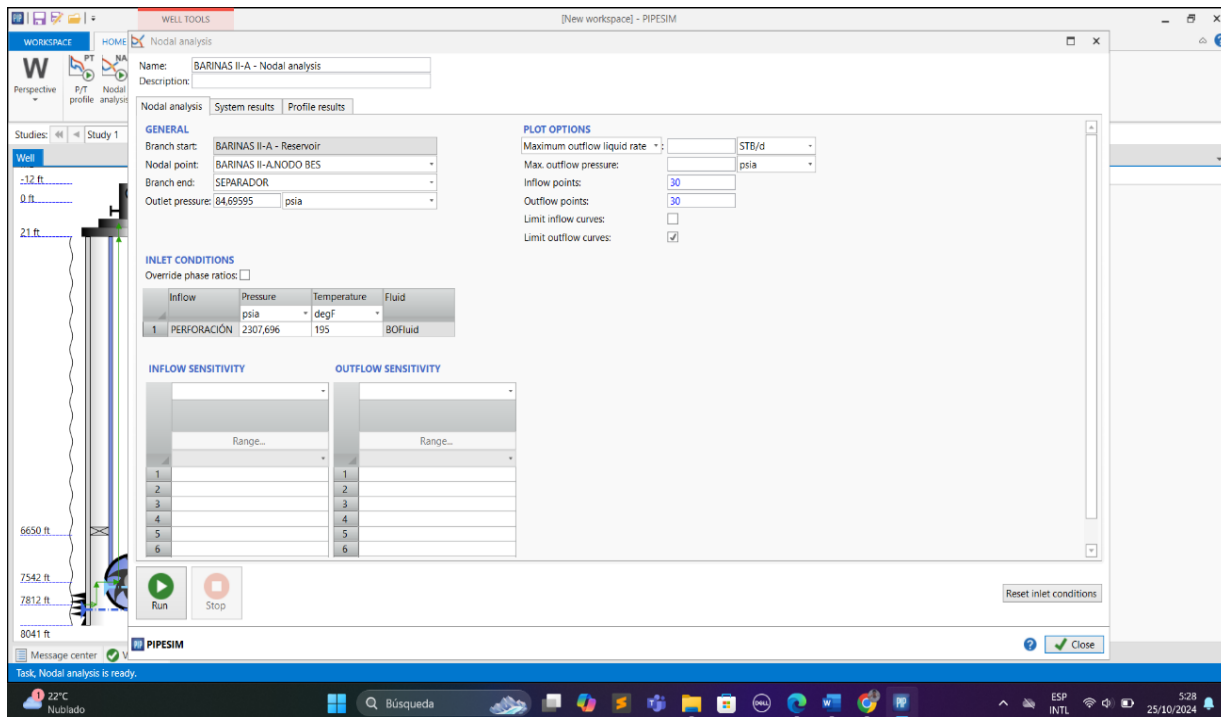


Figura 40 Configuración del segundo análisis nodal desde el NODO BES

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

4.3 FINALIZAR AJUSTES Y VALIDAR RESULTADOS

4.3.1 Resultado del Análisis Nodal desde la Entrada de la Bomba.

Luego de configurar el segundo análisis nodal desde el nodo intermedio “NODO BES”, se ejecutó la simulación para evaluar el comportamiento hidráulico en el tramo comprendido entre el yacimiento y la entrada de la bomba electrosumergible, excluyendo las pérdidas asociadas a la línea de flujo superficial.

El gráfico obtenido nos muestra una intersección clara entre la curva de ingreso de flujo (azul) y la curva del sistema (roja), con un punto de operación que se alcanza a un caudal de 1745 STB/d y una presión de fondo fluyente de 1120,12 psig.

Este resultado confirma que la bomba recibe los fluidos dentro de su rango operativo, sin riesgo de cavitación, caídas abruptas de presión. Además, se valida que el diseño hidráulico del sistema BES es adecuado para sostener la producción que esperábamos del pozo sin comprometer la integridad del equipo ni la eficiencia energética del mismo.

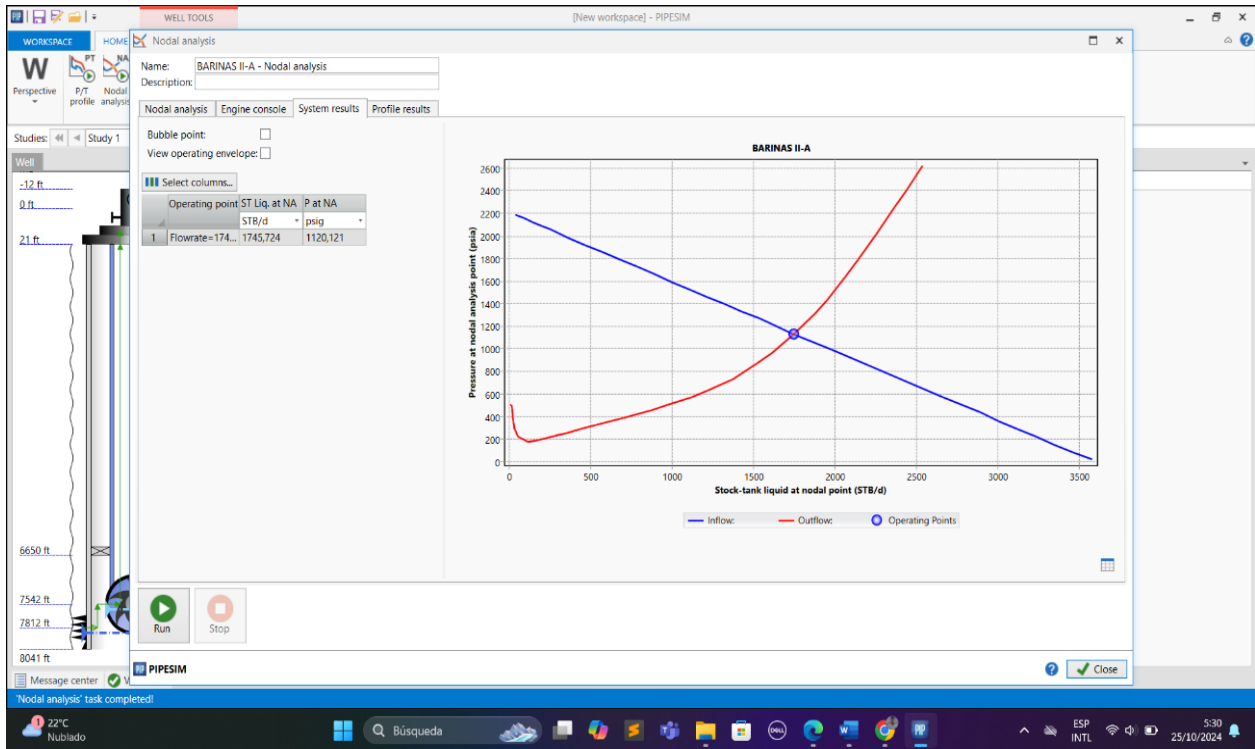


Figura 41 Segundo análisis nodal desde NODO BES

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

4.3.2 Perfil de Presión a lo Largo del Sistema de Producción.

Como parte final del análisis nodal, se generó el perfil de presión vs. elevación del sistema de producción del pozo BARINAS II-A, tomando como referencia el caudal obtenido en el punto de operación después de la implementación del sistema BES. Este gráfico nos detalla la distribución de presión en todo el trayecto del fluido, desde el fondo del pozo hasta el separador en superficie.

En el eje horizontal se representa la presión en psia, mientras que en el eje vertical se muestra la elevación en pies, partiendo desde el fondo del pozo (valores negativos) hasta el nivel cero, correspondiente a la cabeza del pozo. La curva descendente indica una pérdida progresiva de presión conforme el fluido asciende, debido a factores como fricción, gradiente hidrostático y pérdidas localizadas.

Se puede observar que la presión desciende de forma continua y sin rupturas bruscas, lo que nos indica un sistema bien dimensionado. Además, el perfil confirma que la bomba logra generar el diferencial de presión necesario para vencer el gradiente vertical y entregar el fluido en condiciones operativas hasta el separador.

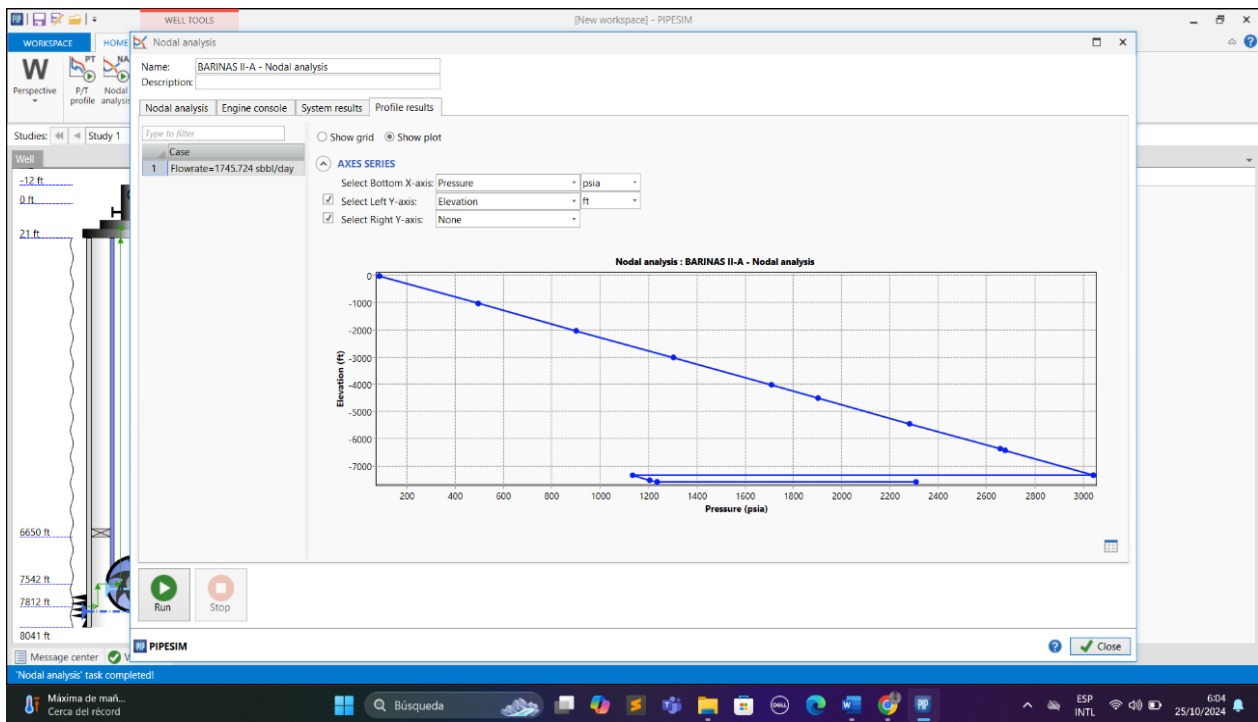


Figura 42 Perfil de presión a lo largo del sistema de producción

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

4.3.3 Optimización del Número de Etapas de la Bomba BES.

Como parte del proceso de ajuste y validación del sistema de levantamiento artificial, se optimizó el diseño de la bomba electrosumergible modelo TD1750 mencionado anteriormente, manteniendo sus características base, pero incrementando el número de etapas a 268. Este ajuste se realizó con el fin de garantizar que el sistema pueda generar la carga hidráulica necesaria para transportar eficientemente los fluidos a superficie, bajo las condiciones de presión del pozo BARINAS II-A.

Tabla 17 Configuración general de optimización

CARACTERÍSTICAS	VALOR (UNIDAD)
Profundidad de instalación	7542 (pies)
Caudal de diseño	1700 (bbl/d)
Frecuencia de operación	60 (Hz)
Velocidad de rotación	3499,992 (rpm)
Número de etapas	268
Carga generada (head)	8162,08 (ft)
Potencia al eje	46,64 (hp)
Eficiencia hidráulica	68,98 (%)

Nota. Elaboración propia basada en la simulación del pozo BARINAS II-A en la Simulación Numérica (2017)

En el gráfico de desempeño hidráulico, el punto de operación se mantiene dentro del rango de eficiencia óptima, lo cual asegura una operación estable.

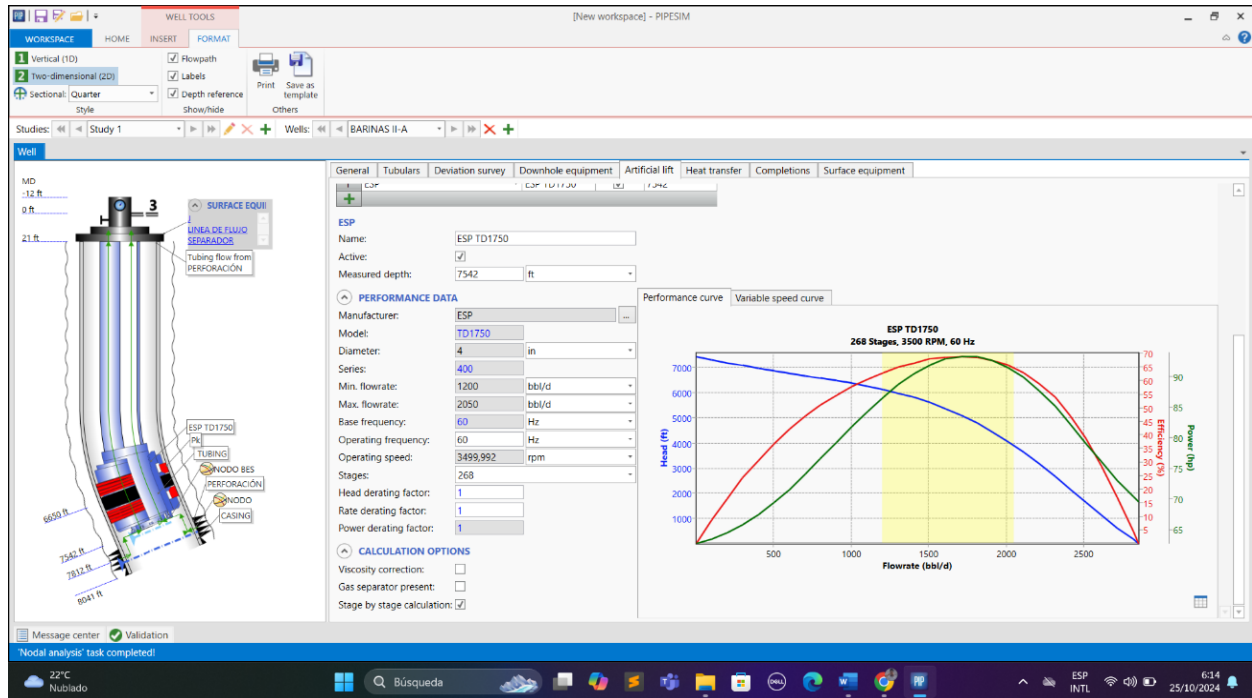


Figura 43 Optimización del número de etapas en la bomba ESP TD1750

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

4.3.4 Análisis de Comportamiento a Velocidad Variable.

Como parte de la verificación final del diseño del sistema de levantamiento artificial, se analizó el comportamiento de la bomba “ESP TD1750” con 268 etapas bajo diferentes frecuencias de operación, utilizando la funcionalidad (Variable Speed Curve). Esta herramienta nos permite visualizar cómo varía la carga hidráulica (head) generada por la bomba en función del caudal, para frecuencias comprendidas entre 40 Hz y 70 Hz.

En el gráfico se puede observar cómo el aumento de frecuencia incrementa tanto la carga disponible como la capacidad de la bomba para manejar mayores volúmenes de producción. A frecuencias más bajas, la bomba entrega menos presión y está diseñada para operar con caudales reducidos, en cambio, a frecuencias más altas, se incrementa tanto la carga como el caudal manejado.

La curva resultante confirma que el modelo seleccionado ofrece un amplio rango de operación eficiente, lo que significa que garantiza mayor control operativo, mejor adaptación a condiciones cambiantes y mayor vida útil del sistema.

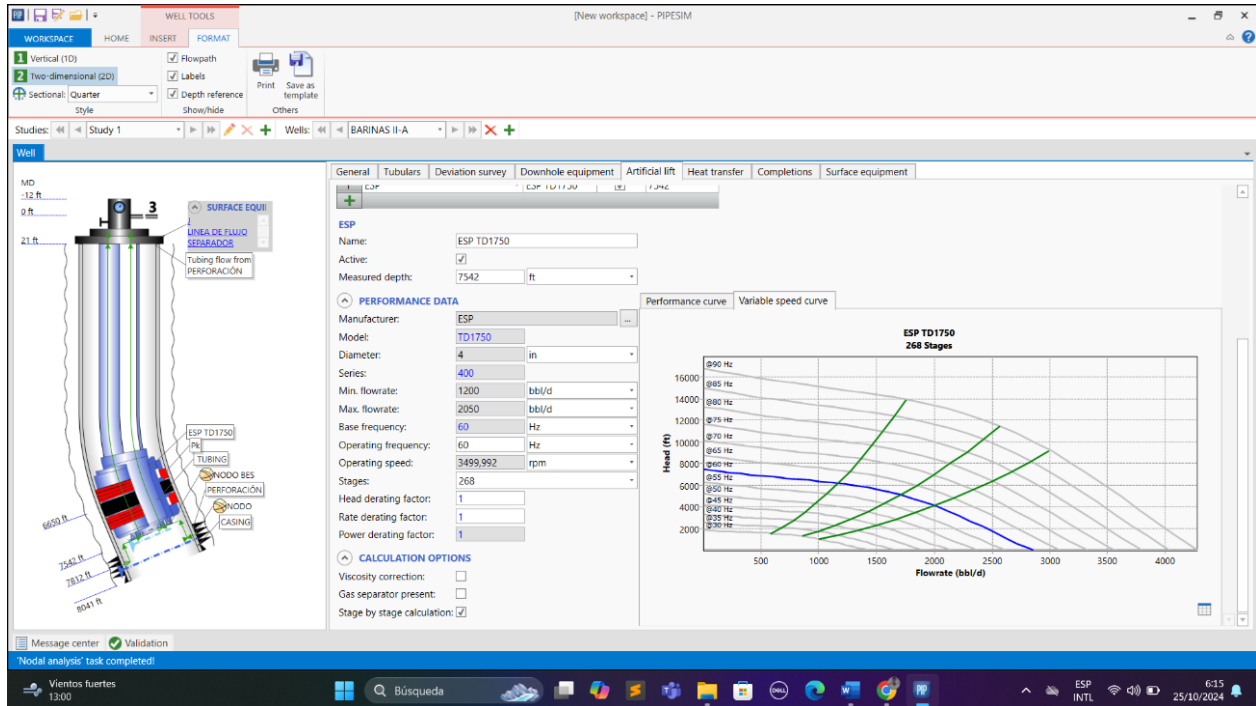


Figura 44 Curvas de comportamiento a velocidad variable para la bomba ESP TD1750

Fuente: (Simulación Numérica, 2017)

4.4 ESTADO OPERATIVO INICIAL DEL POZO

El primer análisis nodal reveló que el pozo BARINAS II-A, en su condición actual, no presentaba capacidad de flujo natural, debido a que la presión de reservorio no alcanzaba a superar las pérdidas hidráulicas del sistema. La curva de ingreso (IPR) no se interceptaba con la curva de sistema (OPR), reflejando un régimen inactivo, lo cual es típico en pozos de baja energía o en etapa madura.

Esta condición plantea una limitante clara para la producción, generando la necesidad de aplicar una técnica de levantamiento artificial que permita establecer un régimen operativo estable y económicamente viable.

4.5 EVALUACIÓN DEL SISTEMA BES PROPUESTO

Con base en las condiciones del pozo y del yacimiento, se diseñó un sistema de levantamiento artificial utilizando el método de bombeo electrosumergible (BES). Se seleccionó la bomba “ESP modelo TD17502”, que fue configurada inicialmente con 100 etapas y posteriormente optimizada a 268 etapas para garantizar la presión diferencial requerida.

Los resultados obtenidos con este sistema fueron muy distintos al caso inicial. En el análisis nodal posterior a la instalación del BES, se logró identificar un punto de operación a 1745 STB/d, con una presión de fondo fluyente de 1218 psig, lo cual habilita el pozo para producir bajo condiciones técnicas estables.

4.6 VALIDACIÓN DESDE NODO INTERMEDIO (ENTRADA DE BOMBA)

La inclusión de un punto nodal intermedio en la entrada de la bomba (7542 pies) permitió una evaluación más específica del comportamiento del sistema en esa zona crítica. El análisis nodal desde evidenció que la bomba recibe los fluidos con una presión de succión segura y suficiente, sin riesgo de cavitación.

Esto confirma que el diseño del sistema BES no solo es funcional, sino también hidráulicamente equilibrado, cumpliendo con los criterios operativos mínimos de presión diferencial, carga total, y eficiencia.

4.7 PERFIL DE PRESIÓN Y FLEXIBILIDAD OPERATIVA

El perfil de presión a lo largo del pozo muestra un descenso progresivo desde el yacimiento hasta el separador, sin caídas bruscas o zonas de inestabilidad. Este comportamiento detalla el buen

dimensionamiento de la bomba, así como la adecuada selección del punto de instalación y el número de etapas.

Además, las curvas de velocidad variable mostraron que el sistema puede operar eficientemente en un amplio rango de frecuencias, lo que nos representa una ventaja operativa al permitir ajustes dinámicos de producción mediante el uso de variadores de frecuencia (VSD), sin necesidad de realizar intervenciones mecánicas.

Tabla 18 *Discusión Comparativa del Estado del Pozo*

CONDICIÓN	CAUDAL (STB/d)	PUNTO DE OPERACIÓN	ESTADO DEL POZO
Sin BES	0	Inexistente	Inactivo
Con BES	1745	Estable	Productivo

Nota. Elaboración propia basada en la simulación del pozo BARINAS II-A en la Simulación Numérica (2017)

4.8 ANÁLISIS ECONÓMICO

4.8.1 Introducción.

El análisis económico determina si la implementación del sistema BES es financieramente viable para lograr el propósito del presente proyecto, se comparan costos totales con el incremento de ingresos o beneficios esperados.

Para realizar dicho análisis considerando varias técnicas de evaluación económica, tales como:

- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Relación Beneficio-Costo (B/C)

4.8.2 Valor actual neto (VAN).

Convierte los ingresos y costos futuros del proyecto al valor del dinero actualmente, utilizando una tasa de descuento. Es decir, nos determina cuanto valor genera un proyecto después de la recuperación de una inversión inicial.

Se determina de la siguiente manera:

(VAN > 0) == El proyecto es rentable, ya que genera valor.

(VAN = 0) == El proyecto puede aceptarse o rechazarse, ya que no hay ni pérdidas ni ganancias.

(VAN < 0) == El proyecto no es rentable, ya que genera pérdidas.

Se calcula con la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FNC_t}{(1+i)^t} - inversión\ inicial$$

Donde:

- i = Tasa de actualización o descuento
- t = Período en evaluación
- FNC_t = flujo de caja en el periodo t

4.8.3 Tasa interna de retorno (TIR).

Nos determina (en porcentaje) la máxima rentabilidad de nuestro proyecto. Es decir, es la tasa de descuento que hace el VAN = 0 del proyecto.

- Si **TIR > Tasa de actualización** == Proyecto es rentable
- Si **TIR = Tasa de actualización** == Proyecto apenas aceptable
- Si **TIR < Tasa de actualización** == Proyecto no recomendable

La inversión se mejor mientras más alto sea el TIR.

$$VAN = 0 = \sum_{t=1}^n \frac{FNC_t}{(1 + TIR)^t} - inversión\ inicial$$

4.8.4 Relación beneficio-costo.

Compara los beneficios actualizados con los costos actualizados, con la finalidad de evaluar su rentabilidad.

$$B/C = \frac{Ingresos\ actualizados}{Costos\ actualizados + inversión}$$

De acuerdo al valor obtenido se determinan los siguientes criterios:

- **(B/C > 1)** == El proyecto genera más ingresos que los egresos
- **(B/C = 1)** == Los ingresos y egresos son iguales
- **(B/C < 1)** == El proyecto genera más egresos que ingresos

4.8.5 Periodo de recuperación de la inversión (PRI).

Indica el tiempo en que recuperamos lo invertido inicialmente sin medir la ganancia total. Mientras menor sea el tiempo, menor será el riesgo de inversión.

$$PRI = \text{Años completo antes de recuperar la inversión} + \frac{\text{Monto faltante}}{\text{Flujo neto del siguiente año}}$$

4.8.6 Costos operacionales.

Es el valor representativo de lo que se va realizar para la optimización del pozo como la implementación del sistema BES.

Tabla 19 *Costos estimados del sistema BES*

SERVICIOS Y MATERIALES	COSTOS (USD)
Mantenimiento Preventivo	12.000 USD
Repuestos	4.000 USD
Químicos	2.500 USD
Telemetría	1.500 USD
Seguros/transportes	2.200 USD
Mano de obra	18.000 USD
Energía	18.878,44 USD
Anualización repuestos/workover	10.000 USD
Gatos de capital	250.000 USD

Nota. Elaboración Propia

Tabla 20 *Indicadores económicos (tasa de descuento = 10 %)*

INDICADOR	5 AÑOS	10 AÑOS
Gastos operativos	69.078 USD	69.078 USD
Gatos de capital	250.000 USD	250.000 USD
Ingreso anual	40.871.477 USD	40.871.477 USD
Flujo neto anual	40.802.399 USD	40.802.399 USD
VAN	154.423.194 USD	250.463.078 USD
TIR	> 10 %	> 10 %
B/C	302,69	372,36
PRI	0,0061 años = 2,2 días	0,0061 años = 2,2 días

Nota. Elaboración Propia

Tabla 21 *Análisis de Sensibilidad*

ESCENARIO	INGRESO ANUAL	VAN (5 AÑOS)
Pesimista	14.305.017,04	53.715.407,69
Base	40.871.477,25	154.423.193,57
Optimista	58.854.927,24	222.594.617,86

Nota. Elaboración Propia

Los valores resultan favorables en el ingreso anual adicional ya que, por motivo de una buena mejora en el aumento de producción, con la implementación del sistema BES, los ingresos son claramente altos en comparación a la inversión, tanto como a un tiempo estimado a futuro de 5 y 10 años.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

1. A partir del análisis inicial realizado en el pozo BARINAS II-A, se evidenció que el sistema de levantamiento artificial instalado presentaba una eficiencia energética limitada, con un consumo elevado de potencia y una incapacidad operativa para sostener una producción económicamente viable. Esta condición fue claramente identificada mediante simulación en el software, lo que justificó la necesidad de optimizar el sistema.

2. El modelo inicial sin levantamiento artificial reveló que el pozo no fluía de manera natural, ya que la presión de yacimiento no era suficiente para vencer las pérdidas totales del sistema. No se observó punto de intersección entre las curvas IPR y OPR, lo cual reflejó un estado de inactividad operativa del pozo.

3. Al implementar un sistema de bombeo electrosumergible (BES) correctamente dimensionado, incluyendo la selección de la bomba TD1750 con 268 etapas, se logró establecer un punto de operación estable, alcanzando un caudal de aproximadamente 1745 STB/d. La simulación permitió visualizar cómo el ajuste en parámetros como la frecuencia del motor y la profundidad de instalación influye directamente en el rendimiento global del sistema.

4. El análisis nodal localizado en la entrada de la bomba, mediante la incorporación de un nodo intermedio, confirmó que el sistema recibe los fluidos con una presión de succión dentro del rango operativo seguro, sin riesgo de cavitación. Esto validó el diseño hidráulico propuesto, garantizando una operación técnicamente sustentable.

5. La simulación de curvas de velocidad variable demostró que el sistema BES tiene capacidad de adaptación ante cambios en condiciones del yacimiento, lo que permite gestionar de manera más eficiente la producción mediante el uso de variadores de frecuencia. Este factor representa una ventaja operativa y económica importante para pozos de comportamiento dinámico.

6. El perfil de presión obtenido a lo largo de todo el sistema reflejó una caída progresiva y controlada, sin zonas de inestabilidad ni puntos críticos, lo que confirma que el sistema completo, desde fondo hasta superficie, fue correctamente dimensionado.

7. El uso de la Simulación Numérica permitió una representación realista del comportamiento del sistema, facilitando la toma de decisiones técnicas y proporcionando una herramienta confiable para futuras implementaciones en pozos con características similares.

5.2 RECOMENDACIONES

1. Validar en condiciones reales los parámetros obtenidos en simulación, especialmente la frecuencia de operación, la presión de succión y la eficiencia hidráulica del equipo.

2. Realizar simulaciones periódicas del comportamiento del pozo ante cambios en la presión de yacimiento o composición de fluidos, lo que nos permitirá anticipar ajustes y minimizar tiempos de inactividad operativa.

3. Complementar el monitoreo de operación con sistemas SCADA y variadores de frecuencia, que permitan ajustar la frecuencia de la bomba en tiempo real y mantener la producción dentro de un rango estable y seguro.

4. Llevar un registro técnico de presión de fondo, mediante pruebas en pozo, para verificar si los valores obtenidos en simulación se mantienen durante la operación real.

5. Considerar el tiempo de vida útil de los equipos BES, implementando un programa de mantenimiento predictivo basado en parámetros como temperatura, vibración y carga de operación. Incluir sensores de protección para evitar sobrecargas o fallas por variación en la presión.

6. Aplicar esta metodología de evaluación con Simulación Numérica a otros pozos del Campo, con el fin de optimizar la producción de manera técnica, confiable y replicable, utilizando criterios de diseño basados en análisis nodal.

BIBLIOGRAFÍA

- Ayala, S., Jijón, P., y Ayala, D. (24 de 9 de 2020). Análisis de Operación de Bombas Eléctricas Sumergibles (BES) para Determinar su Relación con Fallas Mecánicas por Sobreproducción. *REVISTA ESPACIOS*, *XLI*(36), 12-13. <https://www.revistaespacios.com/a20v41n36/a20v41n36p02.pdf>
- Bastidas, D., Caizapanta, M., y Miranda, B. (2011). *Aplicación del Análisis Nodal para la Evaluación del Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Electro-Sumergible del Campo ESPOL III*. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. Guayaquil: Dspace. <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/16969>
- Bellizzia, A., Martínez, A., Serantes, W., Paz, A., Monsalve, J., Michel, O., y Gil, A. (1997). *Léxico Estratigráfico de Venezuela* (3rd ed., Vol. XII). (S. Benítez, A. Neuman, C. Noraima, J. Méndez, A. Cardozo, S. Méndez, . . . S. Alfonso, Edits.) Caracas, Venezuela: M.J. editores c.a.
- Benedetto, E. (Diciembre de 2024). *Geominas*, *XLIV*(71). <https://www.revistageominas.com/home/editions/71/distribuci%C3%B3n-regional-de-los-crudos-en-la-cuenca-barinas-venezuela>
- Cabarcas, M., y Gustavo, R. (2011). Estudio Comparativo entre Correlaciones Empíricas y Modelos Mecanísticos para Flujo Multifásico en Pozos Horizontales de Inyección de Vapor. *FUENTES El Reventón Energético*, *IX*(2), 13-22. <https://doi.org/16576527, 21458502>
- Cachumba, F. (2017). *Estudio para la Optimización de Producción de Pozos con el Bombeo Electrosumergible, Mediante Análisis Nodal del Campo CUYABENO*. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. Quito: Escuela Politécnica Nacional. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/18852>

- Capacho, R., y Grosso, J. (2003). Criterios para la Selección del Sistema de Levantamiento Artificial para Crudos Pesados y Extrapesados. *Investigación*, 3(1), 23-24.
- Chiluiza, A., y Vargas, K. (2021). *Análisis Técnico Económico para la Optimización de la Producción del Campo ESPOL-FICT*. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral. <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/52274>
- Chuquín, S., y Murminacho, E. (2013). *Optimización de la Producción de Crudos Pesados Mediante Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva en el Campo Fanny 18b*. UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR, FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEO Y AMBIENTAL. Quito: REPOSITORIO INSTITUCIONAL UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR. <https://www.dspace.uce.edu.ec/entities/publication/03308da6-c994-427a-8098-284eb2a2ac6a>
- Díaz, C., Guarín, F., González, J., García, C., León, E. d., y Rodríguez, C. (2010). *Optimization of Electrical Submersible Pump Artificial Lift System for Extraheavy Oils Through an Analysis of Bottom Dilution Scheme*. Ecopetrol S.A - Instituto Colombiano del Petróleo. Bucaramanga: Ciencia, Tecnología y Futuro.
- Fuentes, D., y Morillo, A. (2013). *Estudio Técnico - Económico para Incrementar la Producción de Petróleo en los Pozos del Campo Drago Mediante Análisis Nodal*. Escuela Politécnica Nacional. Quito: BIBDIGITAL EPN. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/6386>
- Gaona, A. (2019). *Estudio para la Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal en Pozos con Sistema BES del Bloque 57*. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. Quito: Escuela Politécnica Nacional. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20213>

- Geominas. (18 de 12 de 2016). Pozo Barinas II-A [imagen]. *Geominas*, XLIV. <https://www.revistageominas.com/home/editions/71/distribuci%C3%B3n-regional-de-los-crudos-en-la-cuenca-barinas-venezuela>
- Geominas. (26 de Noviembre de 2024). Campo Silvestre [imagen]. *Geominas*, LII. <https://www.revistageominas.com/home/editions/93/historia-geologica-y-petrolera-de-la-subcuenca-de-barinas-venezuela>
- Geominas. (26 de Noviembre de 2024). Columna estratigráfica de la subcuenca Barinas [imagen]. *Geominas*, LII(93). <https://www.revistageominas.com/home/editions/93/historia-geologica-y-petrolera-de-la-subcuenca-de-barinas-venezuela>
- González de Juana, C., Iturralde, J., y Cadillat, X. (1980). *Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas* (1st ed., Vol. I). Caracas, Venezuela: Ediciones FONINVES.
- Guzman, E., y Castillo, J. (2023). *Evaluación del rediseño de los sistemas de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible presentes en un campo de la cuenca del Valle Medio del Magdalena para la optimización de la producción de hidrocarburo*. Universidad de América, Departamento de Energías. Bogotá: Fundación Universidad de América. <https://repository.uamerica.edu.co/items/896e6da2-4d73-4ef1-9d2a-c2c412d5137a>
- Lea, J., y Rowlan, L. (15 de Febrero de 2019). *Análisis Nodal*. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-815897-5.00004-4>
- Madrid, M. (16 de Septiembre de 2022). *portal del petroleo*. Bombeo Electrosumergible (BES): Componentes y Diseño: <https://portaldelpetroleo.com/bombeo-electrosumergible-bes-componentes-y-diseno/>
- Maggiolo, R. (Julio de 2008). Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. *ESP OIL*, I, 50.

- Mármol, W., y Rodríguez, C. (2015). *Estudio Técnico Económico para Optimizar la Producción en los Pozos con Bombeo Electrosumergible de los Campos Cononaco Rumiyacu Mediante Análisis Nodal*. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. Quito: Escuela Politécnica Nacional. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/11842>
- Maroto, H., y Vinlasaca, D. (2012). *Estudio para Optimizar el Sistema de Bombeo Electrosumergible en la Producción de Petróleo en el Área Libertador*. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. Quito: Escuela Politécnica Nacional. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4765>
- Martínez, A., Galindo, J., Archilla, A., y Guzmán, A. (4 de Diciembre de 2009). *Nueva tecnología de Bombas Electrosumergibles para aumento de extracción en pozos limitados por alta carga en ejes convencionales en Campo Tello*. ACIPET. Bogotá: OilProduction.
- Moncada, D. (16 de Junio de 2016). *bombeoycrudospesados: WordPress*. Caracterización del sistema de levantamiento artificial Bombeo Electro-Sumergible: Cable de potencia, Válvula de cheque, Válvula de drenaje, Protector, Intake y Bomba: <https://bombeoycrudospesados.wordpress.com/2016/06/16/caracterizacion-del-sistema-de-levantamiento-artificial-bombeo-electro-sumergible-cable-de-potencia-valvula-de-cheque-valvula-de-drenaje-protector-intake-y-bomba/>
- Monografías. (2088). *Bomba [imagen]*. Monografías. <https://www.monografias.com/>
- Nardone, P. (2009). *Gestión de Proyectos de Pruebas de Pozos*. ScienceDirect. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-600-2.00005-4>
- Novomet. (2019). *Entrada [imagen]*. Novomet. <https://www.novometgroup.com>
- Novomet. (2019). *Portector de BES*. Novomet. <https://www.novometgroup.com/es/products-services/artificial-lift/protectors/index.html>

- Ordoñez, O. (2021). *Análisis del desempeño del sistema de levantamiento artificial del Campo Tiputini, para la optimización de la producción y consumo de energía*. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. Quito: Escuela Politécnica Nacional. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/21766>
- Ortega, J. (2015). *Análisis Tecno - Económico para los Sistemas de Bombeo Electrosumergible e Hidráulico de los Pozos de la Estación Shushuqui del Área Libertador*. Universidad San Francisco de Quito, Ciencias e Ingenierías. Quito: Repositorio USFQ. <https://repositorio.usfq.edu.ec/bitstream/23000/4956/1/122722.pdf>
- portal del petróleo. (2022). *Cable eléctrico [imagen]*. portal del petróleo. <https://portaldelpetroleo.com/>
- Ramírez, M. (23 de Julio de 2004). Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. *ESP OIL*, 1, 180. <https://christian3306.wordpress.com/wp-content/uploads/2010/10/bombeo-electrosumergible.pdf>
- Ruiz, C., y Román, H. (2009). *Estudio de la Eficiencia Operativa de las Bombas Eléctricas Sumergibles (BES) en el Campo V.H.R. en Base a las Curvas de Operación*. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral. <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/15955>
- Sarango, M. (2013). *Optimización de Operación de Pozos con BES en el Campo SHUSHUFINDI Mediante Curvas de la Bomba Vs Curva del Sistema y Análisis Nodal*. Facultad de Ingeniería Mecánica. Quito: Escuela Politécnica Nacional. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/8077>
- slb. (2025). *Simulador de flujo multifásico de estado estacionario Pipesim*. slb: <https://www.slb.com/products-and-services/delivering-digital-at-scale/software/pipesim-steady-state-multiphase-flow-simulator/pipesim>
- Suárez, J. (2023). *Análisis Técnico - Económico para la Optimización de la Producción con Bombeo Electrosumergible en el Campo auca*. Facultad de Geología y

Petróleos. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/24451>

SVES. (2024). *Curva de eficiencia de la bomba [imagen]*. SVES.
<http://es.svesoiltools.com/news/electric-submersible-pumpes-513-series-pump-g200>

Vargas, E. (2008). *Método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible (BES)*. Monografías.
https://www.academia.edu/34504101/M%C3%A9todo_de_levantamiento_artificial_por_bombeo_electrosumergible_BES

ANEXOS

ANEXOS N°1

PARTES DEL SISTEMA BES IMPLEMENTADO EN EL POZO

BARINAS II-A

Figura 45 Sistema de bombeo electrosumergible

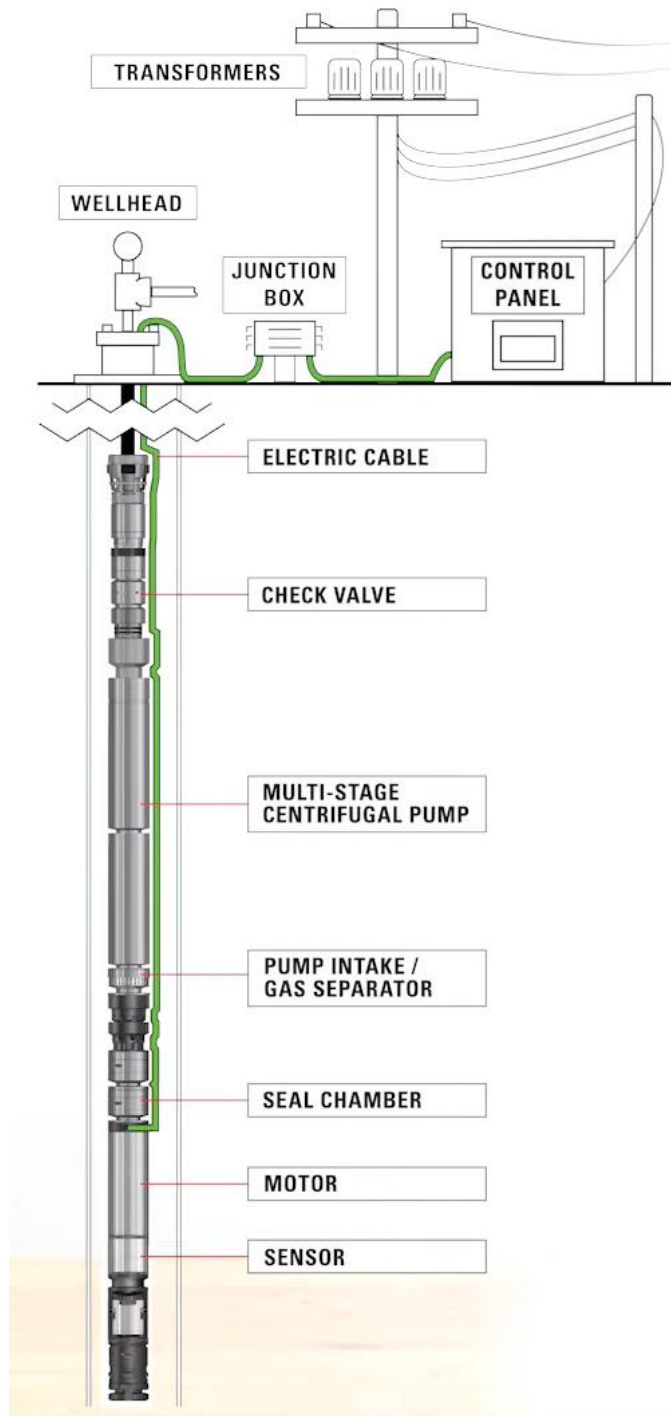


Figura 46 Motor

tamaño y potencia generados de acuerdo al número de etapas necesarias



Figura 47 Sensor

comunicación de datos en tiempo real



IRZ TMS Double Redundant Downhole Sensor



Triol TM01 Downhole Measuring System

Figura 48 *Cámara de sellado*

protege el motor de fluidos que pueden dañarlo

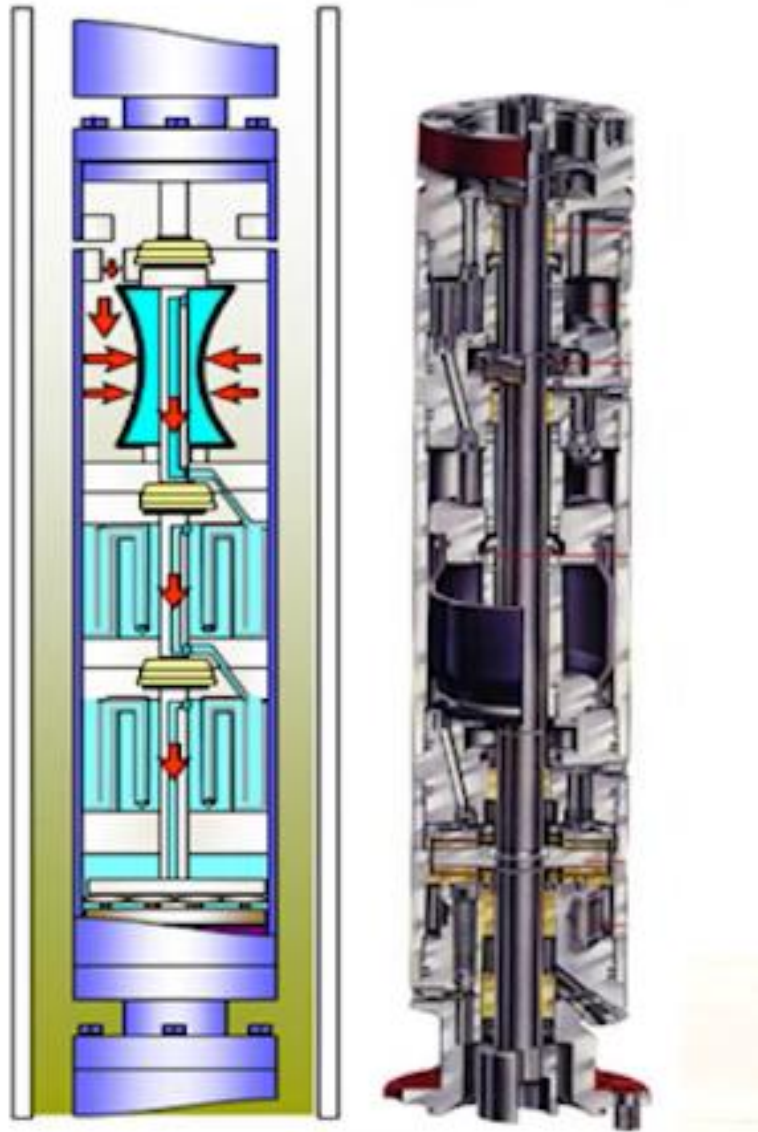


Figura 49 Eje

conecta motor con impulsor de la bomba

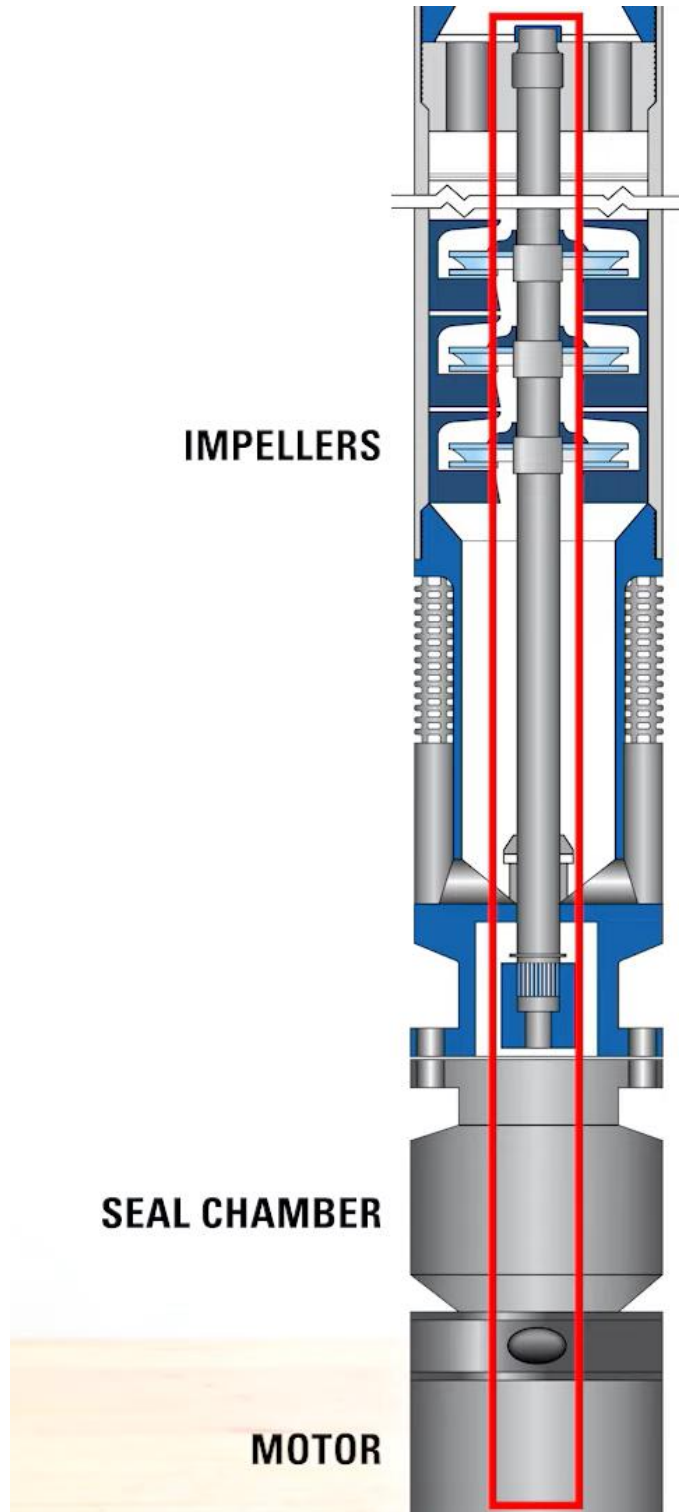


Figura 50 Bomba

fluidos ingresan a la bomba hacia los impulsores

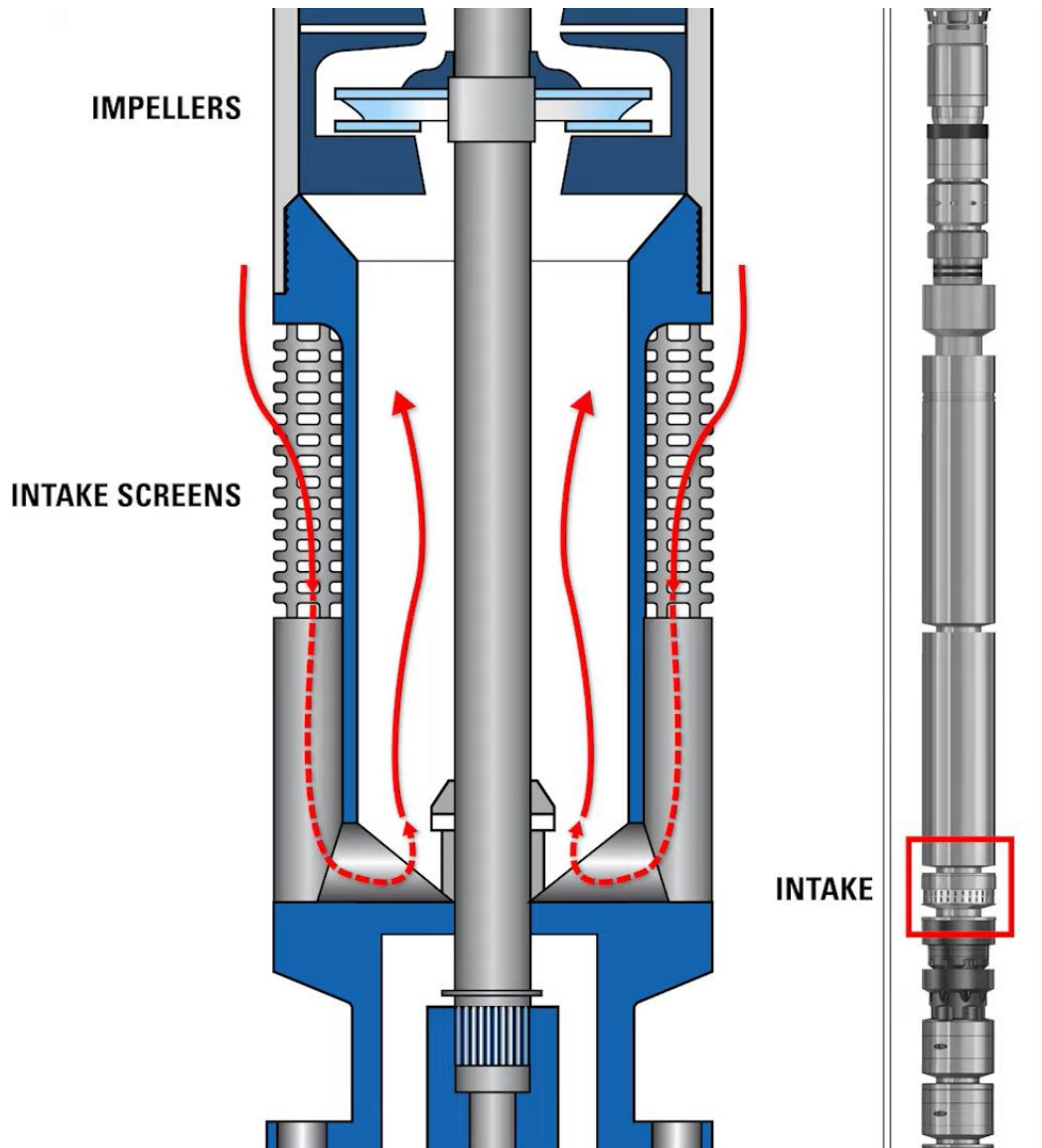


Figura 51 *Etapas de bomba centrífuga*

aumentan presión del fluido

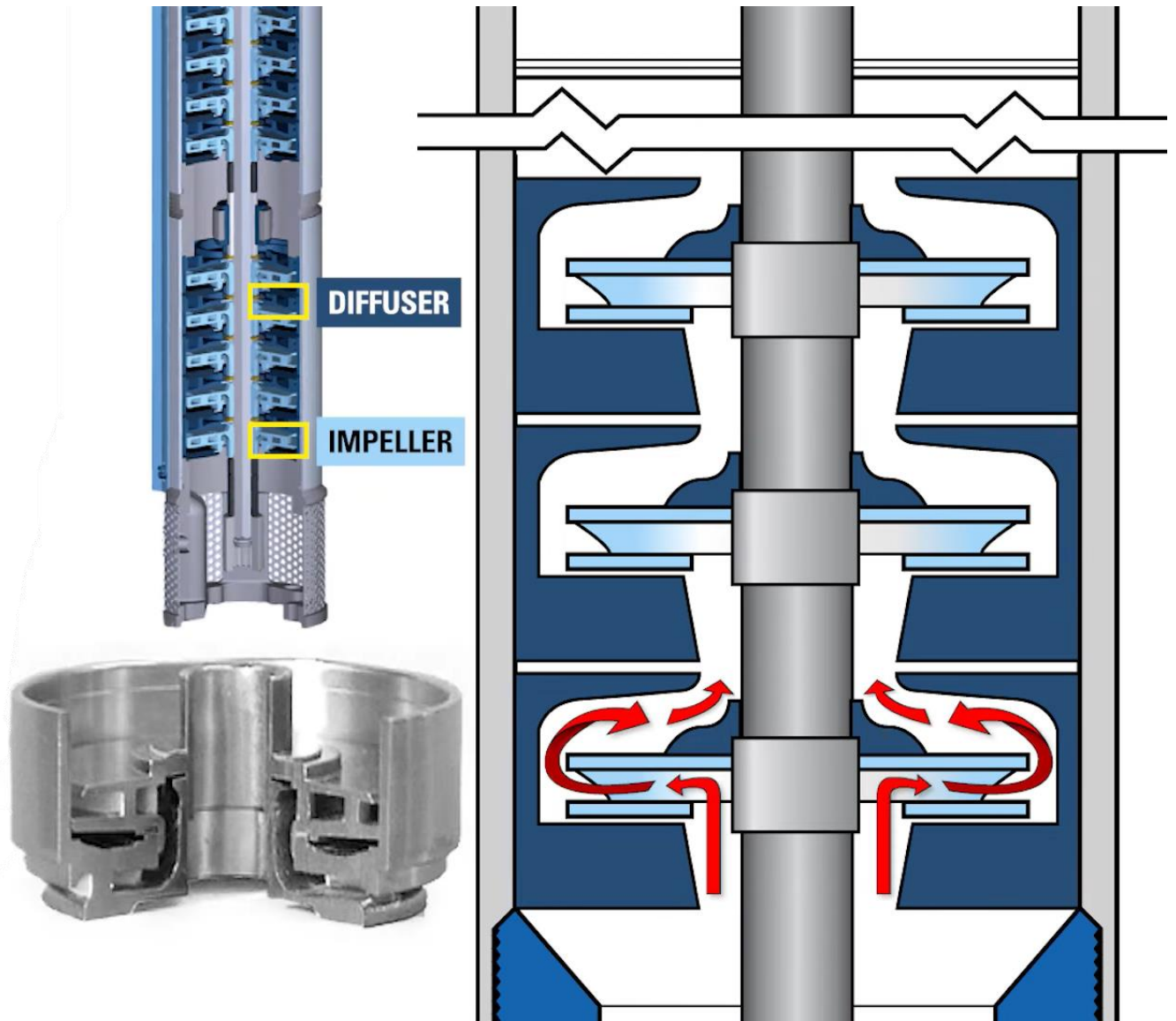


Figura 52 *Componentes de superficie*



ANEXOS N°2

**POZO BARINAS II-A Y SU DISTRIBUCIÓN REGIONAL DE
LOS CRUDOS EN LA CUENCA BARINAS**

Figura 54 Ubicación del pozo barinas ii-a con la sección estratigráfica de la cuenca barinas (no-se)

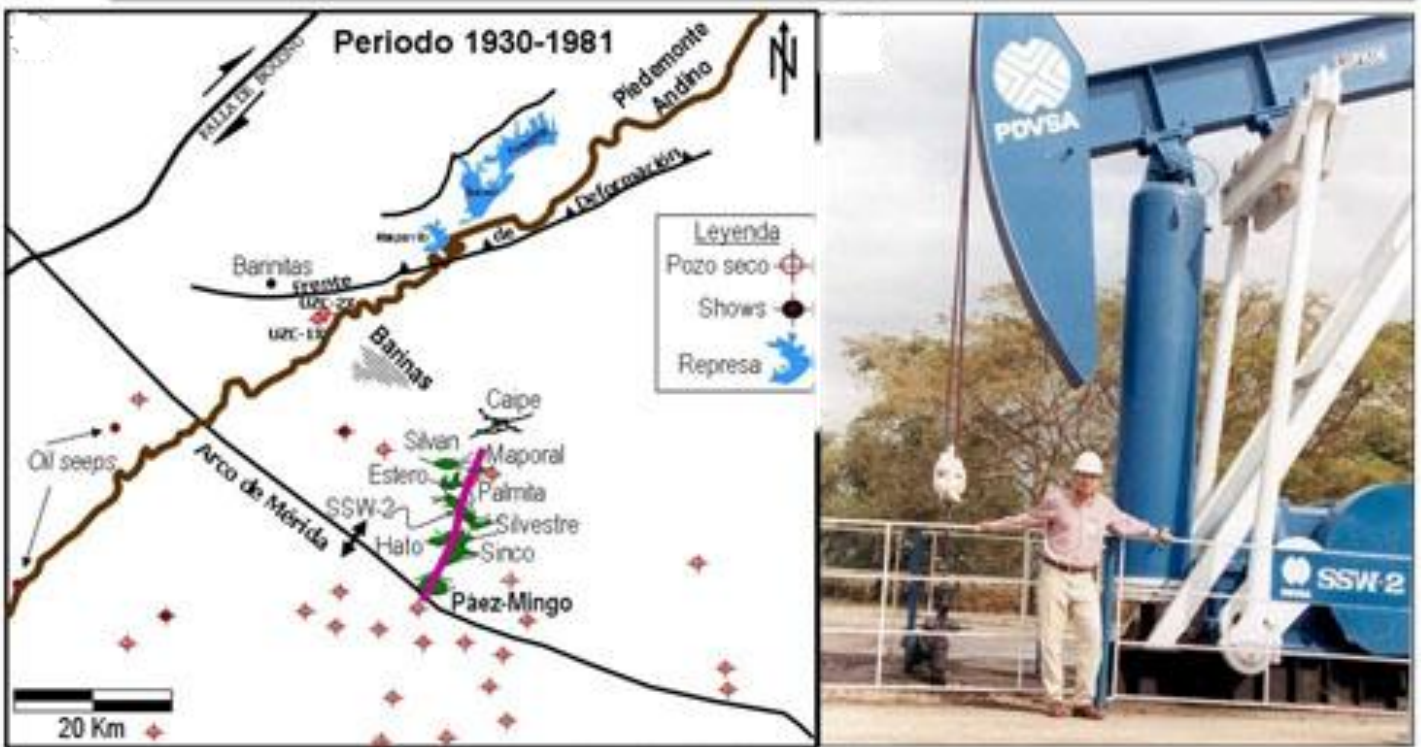


Figura 53 Sección estratigráfica de la cuenca barinas (no-se)

