



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

TEMA:

“CONTROL DE ARENA EN POZOS CON SISTEMA DE BOMBEO
ELECTRO SUMERGIBLE MEDIANTE LA TÉCNICA DE GRAVEL PACK
PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN LA ARENA U
SUPERIOR DEL BLOQUE 16”

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

EDISON PAÚL ACOSTA GILCES

TUTOR:

ING. XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIÉRREZ, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2024

UNIVERSIDAD ESTADAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

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

TEMA:

**CONTROL DE ARENA EN POZOS CON SISTEMA DE BOMBEO
ELECTRO SUMERGIBLE MEDIANTE LA TÉCNICA DE GRAVEL
PACK PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN LA
ARENA U SUPERIOR DEL BLOQUE 16**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

EDISON PAÚL ACOSTA GILCES

TUTOR:

ING. XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIÉRREZ, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2024

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Ing. MARLLELIS GUTIERREZ, PhD.
DIRECTOR DE CARRERA

Ing. XAVIER VARGAS, MSc.
DOCENTE TUTOR

Ing. ISRAEL YAGUAL
DOCENTE ESPECIALISTA

Ing. CARLOS MALAVÉ, MSc.
DOCENTE GUIA DE LA UIC

Ing. DAVID VEGA
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Es grato dedicar este trabajo primero a Dios que es mi guía y gran maestro. A toda mi familia, pero en especial a mi madre por ser referente en mi vida e impulsarme cada día para cumplir con mis metas y preparación académica. A mis docentes y a todas aquellas personas que de una u otra forma apoyaron en diferentes etapas de mi formación profesional. Porque todo gesto de apoyo fue certero e indispensable para la realización y finalización de este trabajo.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema CONTROL DE ARENA EN POZOS CON SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE MEDIANTE LA TÉCNICA DE GRAVEL PACK PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN LA ARENA U SUPERIOR DEL BLOQUE 16, elaborado por el estudiante EDISON PAÚL ACOSTA GILCES, egresado 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 antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 5% de la valoración permitida.

 INFORME DE ANÁLISIS
magister

Tesis_completa_Acosta- ANTIPLAGIO

5%
Textos
sospechosos

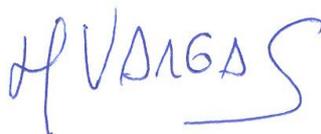
5% Similitudes
< 1% similitudes entre comillas

0% Idioma no reconocido

0% Textos potencialmente generados por la IA

Nombre del documento: Tesis_completa_Acosta- ANTIPLAGIO.docx	Depositante: XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIERREZ	Número de palabras: 10.193
ID del documento: ca58858ed4e68de8964a68d492525f82521989ae	Fecha de depósito: 10/12/2023	Número de caracteres: 62.883
Tamaño del documento original: 198.17 kB	Tipo de carga: interface	
	fecha de fin de análisis: 10/12/2023	

FIRMA DEL TUTOR



Ing. XAVIER VARGAS, MSc.

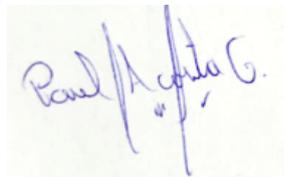
C.I.: 0906392493

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Edison Paúl Acosta Gilces, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “CONTROL DE ARENA EN POZOS CON SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE MEDIANTE LA TÉCNICA DE GRAVEL PACK PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN LA ARENA U SUPERIOR DEL BLOQUE 16”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de nuestra autoría.

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

Atentamente,



EDISON PAÚL ACOSTA GILCES

Autor de Tesis

C.I. 1750797175

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. XAVIER VARGAS GUTIÉRREZ, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **CONTROL DE ARENA EN POZOS CON SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE MEDIANTE LA TÉCNICA DE GRAVEL PACK PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN LA ARENA U SUPERIOR DEL BLOQUE 16** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por el señor: Edison Paúl Acosta Gilces, egresado 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. XAVIER VARGAS, MSc.

TUTOR

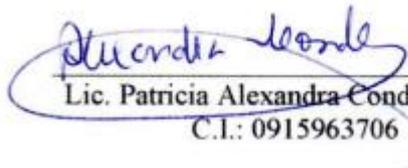
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Certifico

Que, he revisado aspectos relacionados a la redacción, ortografía, y sintaxis del trabajo de titulación **“CONTROL DE ARENA EN POZOS CON SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE MEDIANTE LA TÉCNICA DE GRAVEL PACK PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN LA ARENA U SUPERIOR DEL BLOQUE 16”**, elaborado por ACOSTA GILCES EDISON PAUL, para optar por el grado de Ingenieros en Petróleo, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, carrera Ingeniería en Petróleo, de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Autorizo hacer de este certificado, el uso legal que considere pertinente.

La Libertad, diciembre del 2023


Lic. Patricia Alexandra Conde Romero
C.I.: 0915963706

Teléfono: 0989037209
Correo: alexaconde15161@hotmail.com
Reg. Senescyt: 1006-15-1430829

AGRADECIMIENTOS

Agradezco principalmente a Dios por brindarme la oportunidad de vivir esta experiencia académica.

A mi madre y hermanos, por sus consejos, amor invaluable, apoyo moral y económico continuo, que permitieron conseguir esta meta.

A mis docentes, y en especial a la universidad UPSE, fuente de todas las enseñanzas y aprendizajes en esta formación profesional.

CONTENIDO

	Pág.
DEDICATORIA.....	iv
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	viii
AGRADECIMIENTOS.....	ix
CONTENIDO.....	x
LISTA DE FIGURAS	xiv
LISTA DE TABLAS	xvii
GLOSARIO DE TERMINOS	xviii
RESUMEN	xx
ABSTRACT	xxii
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	24
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	24
1.2 ANTEDECENTES	24
1.3 HIPÓTESIS	26

1.4 OBJETIVOS	26
1.4.1 Objetivo General.....	26
1.4.2 Objetivos Específicos.	26
1.5 ALCANCE	26
1.6 VARIABLES.....	26
1.6.1 Variables Dependientes.	26
1.6.2 Variables Independientes.....	27
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	28
2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL BLOQUE 16	28
2.2 PROPIEDADES PVT	31
2.2.1 Profundidades del yacimiento.	31
2.2.2 Presión de burbuja.	32
2.2.3 GOR.....	32
2.2.4 Gravedad API.	33
2.2.5 Factores volumétricos.....	33
2.2.6 Gravedades específicas.....	34
2.2.7 Salinidad.	34
2.3 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	35
2.3.1 Componentes básicos y aplicaciones.....	35
2.3.2 Funcionamiento, ventajas y limitaciones del BES.	37
2.3.3 Curva IPR.	38

2.3.4 Factores geológicos que afectan a la producción de arena	40
2.3.5 Factores de diseño u operación que afectan a la producción de arena.	40
2.4 GRAVEL PACK	40
2.4.1 ¿Qué es el Gravel Pack?	40
2.4.2 Propósitos y beneficios del Gravel Pack en el control de producción de arena.	41
2.4.3 Selección de la grava adecuada para el Gravel Pack.....	42
2.4.4 Gravel Pack para pozo abierto.....	43
2.4.5 Gravel Pack para pozos revestidos.	44
CAPITULO III: METODOLOGÍA.....	45
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	45
3.2 MÉTODO	46
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	46
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	47
3.5 DEFINICIÓN DE LAS PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DEL EMPAQUETAMIENTO DE GRAVA	48
3.6 DISEÑO DE LA TÉCNICA GRAVEL PACK PARA EL POZO PRODUCTOR 01	49
3.6.1 Técnica de gravel pack para el pozo productor 01	49
3.6.2 Diseño de la técnica gravel pack para el pozo productor 02	55
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	62
4.1 Control de arena.....	62
4.2 Eficiencias del sistema BES	64

4.3	Daño de la formación.....	66
4.4	Análisis económico.....	67
4.4.1	Escenario actual.....	72
4.4.2	Escenario crítico.....	74
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		76
5.1	CONCLUSIONES.....	76
5.2	RECOMENDACIONES	78
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		79
ANEXO A		82

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación geográfica del Bloque 16 (Gaibor, 2013).	30
Figura 2. Esquema de la instalación BES, (Guo et al., 2017).	36
Figura 3. Curva IPR, (Castro & Marcelo, 2019).	38
Figura 4. Esquema de gravel pack de pozo abierto (Bergkvam, 2015).....	43
Figura 5. Esquema de instalación de gravel pack interno y externo (Maduabuchi et al., 2017).....	44
Figura 6. Secuencia del diseño de investigación.	45
Figura 7. Diagrama de flujo del proceso metodológico.	47
Figura 8. Tipos de apuntalante, tamaño, forma y usos (Angel y Hidalgo, 2022).....	48
Figura 9. Ingreso de las condiciones del pozo productor 01.	49
Figura 10. Generación del modelo PVT con las propiedades físicas del fluido del reservorio.	50
Figura 11. Propiedades para la construcción de la curva IPR.	51
Figura 12. Parámetros geomecánicos del reservorio del pozo productor 01.....	52
Figura 13. Control de arena mediante la técnica de gravel pack del pozo productor 01.	52

Figura 14. Características del equipo de fondo del sistema BES del pozo productor 01.	53
Figura 15. Trayectoria del pozo productor 01.	54
Figura 16. Equipo de fondo y tuberías de revestimiento del pozo productor 01.....	54
Figura 17. Configuración inicial del pozo productor 02.	56
Figura 18. Correlaciones PVT del pozo productor 02.....	56
Figura 19. Propiedades del reservorio del pozo productor 02.....	57
Figura 20. Parámetros geomecánicos del reservorio del pozo productor 02.....	58
Figura 21. Control de arena mediante la técnica de gravel pack del pozo productor 02.	59
Figura 22. Características del equipo de fondo del sistema BES del pozo productor 02.	59
Figura 23. Trayectoria del pozo productor 02.	60
Figura 24. Equipo de fondo y tuberías de revestimiento del pozo productor 02.....	61
Figura 25. Control de arena y rendimiento del pozo productor 01.....	62
Figura 26. Control de arena y rendimiento del pozo productor 02.....	63
Figura 27. Eficiencia del sistema BES del pozo productor 01.	64
Figura 28. Eficiencia del sistema BES del pozo productor 02.	65
Figura 29. Daño de la formación con la técnica gravel pack del pozo productor 01.	66
Figura 30. Daño de la formación con la técnica gravel pack del pozo productor 02.	67
Figura 31. Precio actual del barril de petróleo, (PrecioPetroleo.net, 2023).	68
Figura 32. Flujo de efectivo del escenario actual, (Elaboración propia, 2023).....	72
Figura 33. Valor Actual Neto (VAN) vs Tasa de descuento, (Elaboración propia, 2023).	73

Figura 34. Flujo de efectivo del escenario pesimista, (Elaboración propia, 2023).	74
Figura 35. Valor Actual Neto (VAN) vs Tasa de descuento, (Elaboración propia, 2023).	75
Figura 36. Dimensiones y profundidades del esquema mecánico del pozo productor 01 con la técnica de gravel pack.....	82
Figura 37. Dimensiones y profundidades del esquema mecánico del pozo productor 02 con la técnica de gravel pack.....	83

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Descripción de las arenas del Bloque 16 (Chugá, 2015).....	30
Tabla 2. Topes y bases de los reservorios del Bloque 16 (Gaibor, 2013).	32
Tabla 3. Tipos de gravel pack, (Dehghani, 1996).	42
Tabla 4. CAPEX Y OPEX para la implementación del BES y gravel pack (Elaboración propia, 2023).....	69
Tabla 5. Escenario Actual.....	84
Tabla 6. Escenario Crítico.	85

GLOSARIO DE TERMINOS

AOF: Flujo abierto absoluto.

API: American Petroleum Institute.

ATP: Trifosfato de Adenosina.

BES: Bombeo electrosumergible.

BPD: Barriles por día.

BRENT: Petróleo de referencia en el mercado europeo.

BSW: Contenido de agua libre y sedimento del crudo.

CAPEX: Gastos de capital.

EPV: Volumen de porosidad efectiva.

ESPCP: Bombeo electrosumergible con cavidad progresiva.

FVE: Volumen estándar del petróleo.

FVG: Volumen estándar del gas.

GOR: Relación gas-petróleo.

IPR: Inflow Performance Relationships.

LPSA: Análisis del tamaño de partículas con láser.

MCFD: Mil pies cúbicos por día.

MD: Profundidad medida.

MPCN/BL: Metros cúbicos de gas por cada barril.

NPF: Instalaciones de producción del norte.

OCP: Oleoducto de crudos pesados.

OPEX: Gastos operativos.

PVT: Presión, volumen y temperatura.

Pwf: Presión de fluyente de fondo.

RF: Factor de recobro.

SCF/STB: Pies cúbicos de gas por barril de petróleo.

SPF: Instalaciones de producción del sur.

TIR: Tasa interna de retorno.

TVD: Profundidad verdadera.

VACS: Sistema de limpieza anular vectorizada.

VAN: Valor actual neto.

VLP: Rendimiento de elevación vertical.

YPF: Yacimientos petrolíferos fiscales.

“CONTROL DE ARENA EN POZOS CON SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE MEDIANTE LA TÉCNICA DE GRAVEL PACK PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN LA ARENA U SUPERIOR DEL BLOQUE 16”

Autor: Edison Paúl Acosta Gilces

Tutor: Ing. Xavier Ernesto Vargas Gutiérrez, MSc.

RESUMEN

La arena producida causa algunos problemas relacionados con la limpieza de instalaciones, interrupciones del procesamiento, erosión en equipos de subsuelo y pérdida potencial del control del pozo. Además, provoca fallas en el fondo del pozo, que demoran la producción ocasionando pérdidas de reserva. La técnica gravel pack permite lograr niveles altos de productividad, un control consistente y óptimo de la producción de arena en pozos de alto ángulo y pozos horizontales. Bajo este contexto, este estudio, implementa la técnica de gravel pack para controlar la producción de arena en los pozos con sistemas BES del bloque 16. Utilizando la metodología que empieza con una exploración de datos relacionados al empacamiento de grava y propiedades físicas de pozos productores. Posteriormente, se realiza una simulación basada en curvas IPR, modelo PVT y gravel pack. Adicionalmente, se realiza una evaluación económica, considerando los costos de implementación y producción. La simulación ha demostrado que la técnica gravel pack es una estrategia altamente efectiva para mejorar la producción de pozos productores 01 y 02, debido a que el pozo productor 01 aumentó su producción desde un aporte inicial de 1,900 bfpd a 5,500 bfpd, que se acerca al Flujo Abierto Absoluto (AOF) de 6,000 bfpd. Y el pozo productor 02 (aportaba inicialmente 800 bfpd), incrementó su producción a 3,050 bfpd, que se acerca al AOF de 3,200 bfpd. Con un tamaño de grava de 20/40 o el 16/20, que ha demostrado ser fundamental para la reducción significativa del daño de formación en los pozos analizados. Además, las eficiencias del sistema de bombeo electro

sumergible presentan promedios de 77,5% para la bomba y 83% para motor en el pozo productor 01, y en el pozo productor 02 se alcanza un promedio de 55% para la bomba y 60% para el motor.

PALABRAS CLAVE: gravel pack, arenamiento, pozos productores, simulación, IPR.

**“SAND CONTROL IN WELLS WITH ELECTRO SUBMERSIBLE
PUMPING SYSTEM USING THE GRAVEL PACK TECHNIQUE
TO INCREASE PRODUCTION IN THE UPPER U SAND OF
BLOCK 16”**

Autor: Edison Paúl Acosta Gilces

Tutor: Ing. Xavier Ernesto Vargas Gutiérrez, MSc.

ABSTRACT

The sand produced causes some problems related to facility cleanup, processing interruptions, erosion on subsurface equipment, and potential loss of well control. In addition, it causes failures at the bottom of the well, which delay production, causing reserve losses. The gravel pack technique allows for achieving high levels of productivity and consistent and optimal control of sand production in high-angle wells and horizontal wells. Under this context, this study implements the gravel pack technique to control sand production in wells with BES systems in block 16. Using the methodology that begins with an exploration of data related to gravel packing and physical properties of producing wells. Subsequently, a simulation is carried out based on IPR curves, PVT model and gravel pack. Additionally, an economic evaluation is carried out, considering the implementation and production costs. The simulation has shown that the gravel pack technique is a highly effective strategy to improve the production of wells 01 and 02 because producing well 01 increased its production from an initial contribution of 1,900 bfpd to 5,500 bfpd, which is close to the Absolute Open Flow (AOF) of 6,000 bfpd. Producing well 02 (initially contributing 800 bfpd) increased its production to 3,050 bfpd, close to the AOF of 3,200 bfpd, with a gravel size of 20/40 or 16/20, which has proven to be fundamental for the significant reduction of formation damage in the analyzed wells. Furthermore, the efficiencies of the electro-submersible pumping system present averages of 77.5% for the pump and 83% for the motor in production well 01, and in production well 02, an average of 55% for the pump and 60% is reached for the engine.

KEYWORDS: gravel pack, sandblasting, producing wells, simulation, IPR.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

La problemática se centra en la producción de arena en pozos que utilizan sistemas de levantamiento artificial de bombeo electro sumergible del bloque 16 correspondientes a la arena U superior. Aunque estos sistemas son eficientes para extraer el crudo desde el subsuelo; sin embargo, existe el riesgo de que la arena presente en el yacimiento sea producida junto con los fluidos, lo que ocasiona diversos problemas, como la erosión de las bombas y los ductos, la obstrucción de los equipos de superficie y la disminución de la eficiencia del sistema en general.

Además, la producción de arena conlleva a costos significativos asociados a la intervención y el mantenimiento de los equipos, así como a la pérdida de producción debido a paradas no programadas. La identificación y evaluación de los factores que influyen en la producción de arena en pozos con BES son fundamentales para tomar decisiones y diseñar estrategias efectivas de mitigación y control de arena.

Los factores mencionados se detallan en el reporte de producción diaria de petróleo y gas natural para el año 2022, el pozo IRO-A41 permaneció cerrado durante 24 horas; también, un reporte del año en curso establece que los pozos IRO A1, A56, A5 permanecieron cerrados por falla en los equipos BES en espera de actividades de reacondicionamiento.

1.2 ANTEDECENTES

Villares en 2015 evaluó la tecnología de limpieza de arena en fondo de pozo Coiled Tubing, en el campo petrolero Shushufindi, al compararla con la tecnología Well Scavenger, describió, analizó y cuantificó sus beneficios e impactos.

Los resultados de este estudio demostraron que la tecnología Well Scavenger brinda más seguridad en la intervención del pozo, presenta un promedio de limpieza de 12.2% menor que el de la tecnología Coiled Tubing, adaptación a cualquier tipo de pozo, costo de implementación con ahorros de 28.2%. Este estudio concluye que la tecnología Well Scavenger es factible técnica y económicamente.

Salazar (2020), aplicó el sistema de limpieza anular vectorizado (VACS), para la limpieza de arena en el fondo de pozo, proveniente de la Arenisca M-1. La metodología de este estudio consideró los efectos y causas de la producción de arena en los pozos, factores que afectan la limpieza del pozo y métodos de limpieza de arena. Los resultados de este estudio determinaron que la elección adecuada del número de nozzle en la herramienta VACS se establece mediante la caída de presión en los jets y la velocidad de arrastre, es decir, que ambas no deben ser muy altas ni muy bajas.

Delgado (2016), estudió las problemáticas de producción de arenas en un pozo productor de México, para prevenir o controlar las inversiones, la producción del fluido y control de tuberías. Utilizó un modelo que considera: i) las propiedades físicas del gas, ii) el método de Cullender y Smith para determinar la presión en fondo y a mitad del pozo y iii) el tamaño de la partícula y tasa de flujo de arena por los desgastes de tubería. Esta investigación demostró el efecto que tiene la presión, la temperatura y la tasa de flujo de arena en el yacimiento y tubería de producción.

Garzón & España en 2012, implementaron la técnica de lavado de suelos para el tratamiento de arenas de producción del campo petrolero colombiano La Hocha. Demostraron que la unidad de optimización de crudo respondió favorablemente al manejo de arenas de producción, a través de procesos fisicoquímicos y aspectos que disminuyen costos de producción. Además, identificaron que el químico ATP 20-10 a 1200 ppm, más 1.5 barriles de agua industrial forman parte de la solución de lavado para el tratamiento de arenas de producción de este campo. Concluyen que el crudo recuperado por medio de la técnica de lavado posee un BSW de 7%, distribuidos en un 5% agua y 2% sólido, condiciones óptimas del tratamiento.

1.3 HIPÓTESIS

¿Es posible controlar la arena presente en el flujo de los pozos con sistemas BES para mejorar la producción del bloque 16?

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General.

- Implementar la técnica de gravel pack para controlar la producción de arena en los pozos con sistemas BES del bloque 16.

1.4.2 Objetivos Específicos.

- Investigar mediante recopilación bibliográfica los factores geológicos, operacionales y de diseño del sistema de levantamiento artificial BES que influyen en la producción de arena.
- Determinar la productividad de los pozos mediante la simulación con el software PROSPER.
- Evaluar la factibilidad del proyecto con indicadores económicos de costo-beneficio.

1.5 ALCANCE

Con el desarrollo del caso de estudio se pretende solventar la problemática de la producción de arena en pozos con sistemas de levantamiento artificial BES para incrementar la eficiencia de la producción, la vida útil del conjunto de fondo y prolongar la vida útil del pozo. También, se implementará un análisis económico para determinar el costo-beneficio de la técnica gravel pack.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables Dependientes.

- Producción

1.6.2 Variables Independientes.

- Control de arena.
- Propiedades de comportamiento del pozo.
- Técnica de gravel pack.
- Parámetros petrofísicos.
- Historial de producción.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL BLOQUE 16

El Bloque 16 es un área de concesión petrolera ubicada en la cuenca Oriente del Ecuador. En 1985, durante la segunda ronda de licitaciones en Ecuador, el Bloque 16 fue otorgado a la empresa Conoco de Estados Unidos. Sin embargo, Conoco tomó la decisión de abandonar este bloque por dos razones principales la rentabilidad, ya que no era lo suficientemente rentable debido a la pesadez del crudo que se encontraba en el área, por denuncias y controversias, Conoco enfrentó denuncias y controversias tanto a nivel nacional como internacional relacionadas con su operación en el Bloque 16. Estas denuncias podrían haber incluido cuestiones ambientales, sociales o contractuales que generaron preocupaciones significativas (Huera, 2013).

En 1991, la gestión del Bloque 16 fue asumida por Maxus, una empresa estadounidense que formaba parte del consorcio. Maxus logró persuadir a EP Petroecuador para que le cediera los campos Bogui-Capirón, con el fin de combinar su petróleo crudo pesado con petróleo crudo de menor densidad (Morales, 2013).

Hacia el final de 1995, Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) de Argentina adquirió Maxus, asumiendo así la responsabilidad de operar el Bloque 16. Luego, en 1999, la empresa española REPSOL compró YPF y se convirtió en la operadora del bloque, una posición que ha mantenido hasta la fecha actual (Huera, 2013).

En el año 2011, se acordó y firmó el Contrato de Prestación de Servicios para la operación de los Bloques 16, Bogi Capiron y Tivacuno, el cual tuvo su término el 31 de diciembre de 2018 (Sánchez, 2014).

Hasta diciembre de 2012, el Bloque 16 y el área de Tivacuno producían alrededor de 44,000 barriles de petróleo crudo al día. Repsol formaba parte del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP). El crudo extraído era de tipo pesado, con una densidad de 16° API, y tenía un contenido de agua de hasta un 95%. Esto significa que se extraían 20 barriles de agua por cada barril de crudo, lo que resultaba en un promedio de 950,000 barriles diarios de agua de formación. Toda esta agua de formación se reinyectaba por completo en el Bloque 16 (Chugá, 2015).

También, se habían perforado un total de 218 pozos en la zona. De estos, 145 estaban en producción, 53 permanecían cerrados y 20 se utilizaban como pozos de inyección. El crudo en esta área tenía una alta concentración de azufre y era altamente corrosivo. Debido a estas características, se anticipaba que la vida útil de las instalaciones petroleras sería breve y que habría una alta probabilidad de problemas ambientales, como derrames y accidentes, en un futuro cercano.

Dentro del Bloque 16 se ubican las instalaciones de producción del norte (NPF) y las de producción del sur (SPF). Estas son complejas infraestructuras necesarias para el tratamiento del petróleo que proviene tanto del Bloque 16 como de los campos Bogi-Capirón y del área Tivacuno (Román, 2022).

En la actualidad, todos los pozos ubicados en los diversos sitios de perforación (Well Pads) emplean sistemas de bombeo electrosumergible (ESP) y sistemas de bombeo electrosumergible con cavidad progresiva (ESPCP) con el objetivo de extraer las reservas de petróleo de los yacimientos subterráneos (REPSOL, 2020).

El Bloque 16, que está bajo la operación de Repsol - Ecuador, se encuentra en una ubicación específica en Ecuador, en la región central de la Cuenca Oriente Ecuatoriana. Este bloque está situado dentro de dos áreas importantes, el Parque Nacional "Yasuní" y la reserva étnica "Huaorani". Geográficamente, se localiza en la parte nororiental del territorio ecuatoriano, en la provincia de Orellana. Está ubicado aproximadamente a 225 kilómetros al sureste de la ciudad de Quito y al este del ferrocarril Cononaco-Auca-Sacha principal (Figura 1) (Gaibor, 2013).

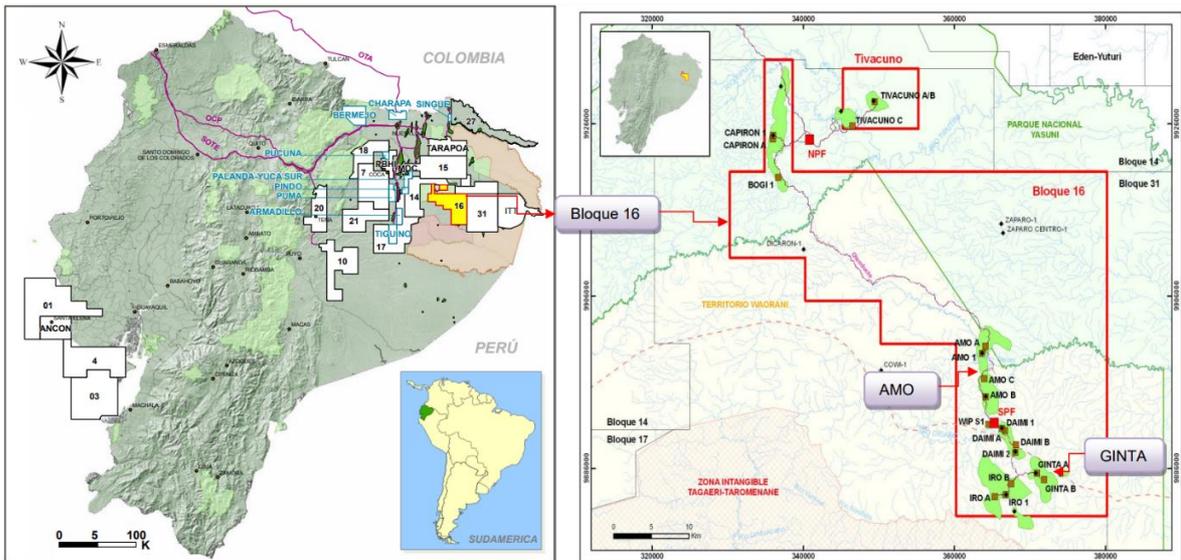


Figura 1. Ubicación geográfica del Bloque 16 (Gaibor, 2013).

El Bloque 16 dispone de dos instalaciones de producción denominadas NPF y SPF, las cuales tienen la capacidad de procesar 1,000,000 barriles por día (BPD) de fluido y 100,000 BPD de petróleo crudo. Este bloque incluye siete campos de producción: Amo, Daimi, Dabo, Ginta, Iro, Wati y Bogi/Capiron. Según el informe de producción publicado el 1 de diciembre, el bloque registró una producción de 14,488.64 BPD de petróleo crudo, 596,404.81 BPD de agua y 3,514.68 mil pies cúbicos por día (MCFD) de gas (REPSOL, 2020).

Los campos más significativos dentro del Bloque 16, incluyendo el Campo Amo y el Campo Ginta, están situados en la región central-oriental del bloque, que forma parte de la Cuenca Amazónica. La tabla 1 muestra los reservorios del Bloque 16.

Tabla 1. Descripción de las arenas del Bloque 16 (Chugá, 2015).

Yacimientos	Descripción
Arena M-1	Es una capa superior de la formación Napo en un valle aluvial relacionado con niveles bajos del mar. Esta arenisca tiene granos gruesos y medianos, estratificación cruzada y es continua en dirección norte y este. Se divide en dos unidades de producción: la M-1 superior, impulsada por un acuífero lateral y

	expansión de fluidos, y la M-1 inferior, impulsada por un acuífero de fondo.
Arenisca U	Se encuentra entre las calizas A y B en el ciclo Napo medio inferior y representa un depósito clástico transgresivo. En su base, es uniforme y continua con direcciones predominantes de aporte desde el sureste al noreste y de este a oeste. Los espesores varían, siendo más gruesos en la parte central de la cuenca (más de 250 pies) y más delgados en los flancos orientales (entre 25 y 50 pies).
T de la formación Napo	Se encuentra entre las capas de caliza B y C en la formación Napo y se divide en T superior e inferior. La base suele ser uniforme y continua, mientras que los niveles superiores muestran geometrías más complejas. El hidrocarburo se encuentra en trampas estructurales en las unidades inferiores y en trampas estratigráficas en las unidades superiores.

2.2 PROPIEDADES PVT

Los estudios PVT, que se realizan en los yacimientos para analizar sus propiedades y fluidos, son esenciales para determinar los parámetros y estrategias necesarios para la explotación del yacimiento. Estos análisis se llevan a cabo al comienzo de la producción del yacimiento y desempeñan un papel fundamental en el diseño de las instalaciones de producción, el análisis nodal y otras actividades relacionadas con la ingeniería de yacimientos (Huera, 2013).

2.2.1 Profundidades del yacimiento.

Las principales técnicas empleadas para identificar las capas de yacimientos en el subsuelo son los registros eléctricos, la sísmica y el análisis de núcleos. En la Tabla 2 se muestran promedios de las profundidades de las capas superiores e inferiores de las arenas Basal Tena,

M1, U superior y U inferior en el campo, utilizando datos de pozos productores (Huera, 2013).

Tabla 2. Topes y bases de los reservorios del Bloque 16 (Gaibor, 2013).

Reservorios	Topes	Bases	h
	TVD (ft)	TVD (ft)	(ft)
Basal Tena	7581	7595	14
M1 A	7595	7640	45
M1 C	7641	7694	53
M1 Inferior	7678	7778	100
U Superior	8355	8433	78
U Inferior	8463	8555	92

2.2.2 Presión de burbuja.

La "presión de burbuja del petróleo" se refiere al nivel de presión en el que los gases disueltos en el petróleo crudo comienzan a separarse y formar burbujas a medida que el petróleo se extrae del yacimiento. Es un factor crítico en la industria del petróleo y gas, ya que afecta la cantidad de gas liberado junto con el petróleo durante la producción y tiene implicaciones en el diseño de instalaciones y el transporte del petróleo crudo (Sánchez, 2014).

La presión de burbuja del fluido se registra en 546 libras por pulgada cuadrada (lpc); la gravedad API, que se determina a partir de los análisis realizados en la muestra de crudo de Basal Tena se sitúa en 17.7 grados; y, por último, la relación gas-petróleo (GOR), que se establece en 78 metros cúbicos de gas por cada barril (MPCN/BL) (Sánchez, 2014).

2.2.3 GOR.

GOR (Relación Gas-Petróleo) representa una métrica que señala la cantidad de gas presente en forma disuelta o vinculada al petróleo, ya sea en un yacimiento o en una muestra de petróleo crudo. Este valor se suele expresar en unidades de volumen, como metros cúbicos

de gas por barril de petróleo (MPCN/BL) o pies cúbicos de gas por barril de petróleo (SCF/STB).

Los fluidos producidos de estas arenas suelen tener un rango promedio de GOR entre 50 y 80 scf/stb (REPSOL, 2020).

2.2.4 Gravedad API.

En síntesis, el índice de gravedad API del petróleo, comúnmente referido como "API" (por sus siglas en inglés, American Petroleum Institute), proporciona una medida que compara la densidad del petróleo crudo con la del agua. Esta métrica se emplea para clasificar los distintos tipos de petróleo crudo en términos de su ligereza o pesadez. Un valor API elevado, como, por ejemplo, 50 grados API o más, indica que el petróleo es ligero y fluye con facilidad. En contraposición, un valor API bajo, como 20 grados API o menos, indica que el petróleo es pesado y más denso, lo que puede hacerlo más viscoso y complicado de manejar en procesos de refinación.

Los fluidos producidos de estas arenas suelen tener un rango promedio de una gravedad API de 12 a 15 °API al Sur y de 16 a 22 °API al Norte (REPSOL, 2020).

2.2.5 Factores volumétricos.

Los factores volumétricos en la industria del petróleo y el gas son esenciales para determinar cuánto petróleo y gas se encuentra en un yacimiento. Estos factores incluyen el Factor de Volumen Estándar del Petróleo (FVE) y el Factor de Volumen Estándar del Gas (FVG), que comparan los volúmenes en condiciones de yacimiento con condiciones estándar en la superficie. Además, el Factor de Recobro (RF) estima la cantidad recuperable de hidrocarburos, mientras que el Volumen de Porosidad Efectiva (EPV) mide la fracción de la formación que contiene hidrocarburos, y el Volumen de Agua Connata representa el agua naturalmente presente en el yacimiento. Estos factores son cruciales para la planificación y evaluación de la producción de petróleo y gas (Gaibor, 2013).

2.2.6 Gravedades específicas.

La gravedad específica es una medida que se utiliza para comparar la densidad de una sustancia con la densidad del agua en condiciones específicas de temperatura y presión (Román, 2022). Aquí se presentan las gravedades específicas típicas para ciertas sustancias:

Agua: Su gravedad específica es igual a 1 y se considera la referencia estándar.

Petróleo Crudo: La gravedad específica del petróleo crudo varía ampliamente según su composición. Los crudos ligeros tienen una gravedad específica menor que 1, generalmente en el rango de 0.7 a 0.9, mientras que los crudos pesados pueden tener una gravedad específica mayor que 1, a menudo entre 1.0 y 1.2 o más.

Gas Natural: La gravedad específica del gas natural también varía según su composición. Los gases naturales ligeros tienen gravedades específicas cercanas a 0.6 a 0.7, mientras que los gases naturales más pesados pueden tener gravedades específicas superiores a 0.8. A veces se utiliza la "gravedad específica relativa al aire" para compararla con la del aire (tomando el aire como referencia con una gravedad específica de aproximadamente 1).

La gravedad específica es esencial en la industria del petróleo y el gas para describir y procesar los hidrocarburos, y también influye en la elección de equipos y procedimientos (Gaibor, 2013).

2.2.7 Salinidad.

La salinidad en la industria del petróleo hace referencia a la concentración de sales disueltas en el petróleo y los líquidos extraídos junto con él. Estas sales pueden provenir de la formación geológica subterránea o ingresar durante la producción. La salinidad tiene impactos como el aumento de la viscosidad del petróleo y la corrosión de equipos, por lo que a menudo se requiere tratamiento. La industria petrolera realiza análisis y seguimiento para gestionar adecuadamente la salinidad, garantizar una producción eficaz y la protección de los activos (Gaibor, 2013).

Los gráficos de dispersión y las regresiones lineales son herramientas comúnmente empleadas para recopilar datos representativos de salinidad en diferentes yacimientos de cualquier campo petrolero. Esto se logra mediante pruebas de laboratorio realizadas en el sitio de producción, donde se analiza el agua obtenida del fluido producido de cada pozo del yacimiento de interés. Estos análisis permiten determinar la salinidad del agua presente en cada pozo (Gaibor, 2013).

2.3 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El bombeo electrosumergible (BES) es un método de levantamiento artificial que utiliza una bomba de fondo de pozo para proporcionar energía adicional (elevación o levantamiento) a los fluidos dentro del pozo y mejorar la producción de los hidrocarburos (Nguyen, 2020). La energía eléctrica se suministra desde la superficie para la operación de las bombas de fondo de pozo mediante cables.

2.3.1 Componentes básicos y aplicaciones.

BES es un sistema de levantamiento artificial relativamente eficaz en determinadas condiciones comparado con el bombeo mecánico. Posee mayor potencia y funciona en aplicaciones de alta temperatura (más calientes). Los problemas de arena y gas han originado nuevos productos que se utilizan en procesos de supervisión, análisis y control (Guo et al., 2017).

La figura 2 muestra un esquema de instalación con BES y sus componentes de superficie y subsuperficie:

- Componentes subsuperficie

- ✓ Bomba.
- ✓ Motor.
- ✓ Cable eléctrico del sello.
- ✓ Separador de gas.

- **Componentes de superficie**

- ✓ Controlador del motor.
- ✓ Transformador.
- ✓ Cable eléctrico de superficie.

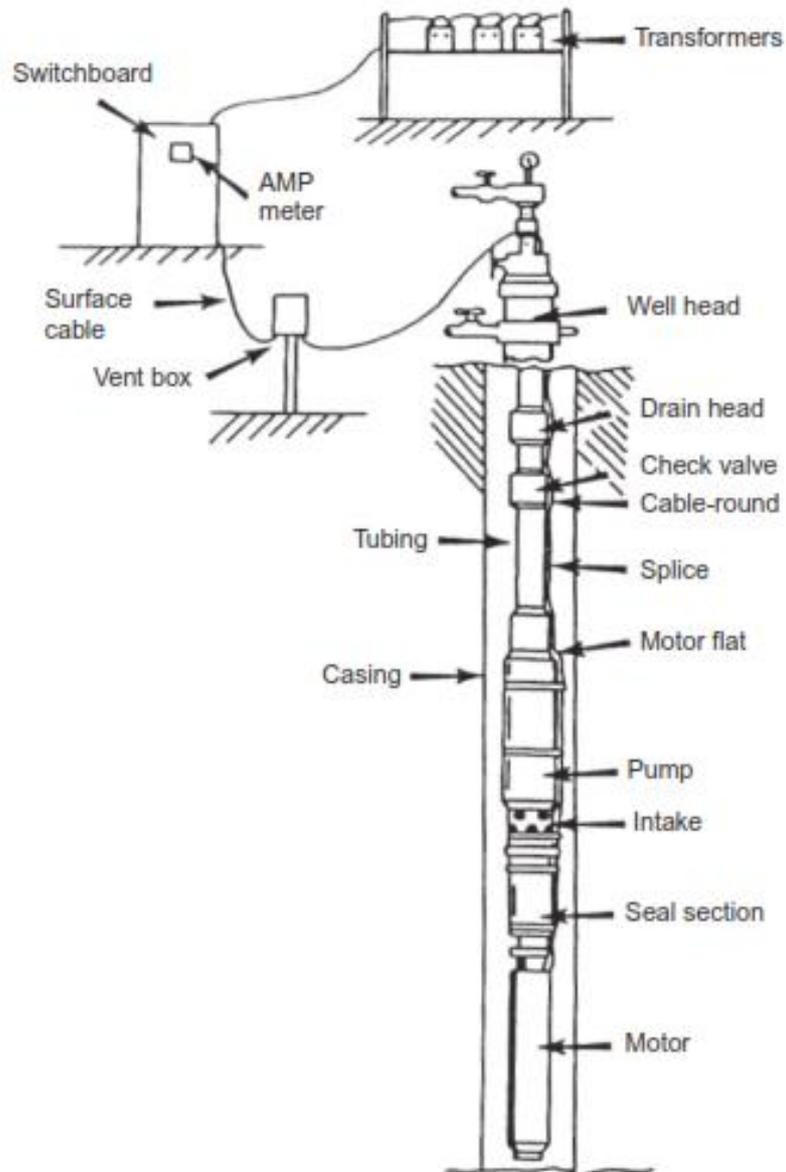


Figura 2. Esquema de la instalación BES, (Guo et al., 2017).

La primera aplicación de BES, que tuvo éxito a nivel global fue a finales de la década de 1920, en la ciudad de Oklahoma. Las unidades BES pudieron alcanzar volúmenes de petróleo hasta 1000 bpd. Además, las primeras aplicaciones mostraron ventajas en los

procesos de inyección de agua, la cual podría aumentar en grandes proporciones la producción del petróleo (Takacs, 2018b).

Actualmente, las aplicaciones de BES incluyen operaciones de inyección de agua en tierra y en alta mar. El rango habitual de tasas de líquido en el rango de profundidad de instalación típica de 1000 a 10000 pies se encuentra entre 20000 y 200 bpd, disminuyendo según la profundidad del pozo.

2.3.2 Funcionamiento, ventajas y limitaciones del BES.

Takacs (2018) resume ventajas y limitaciones generales del uso de BES:

– Ventajas

- ✓ Produce volúmenes de fluido altos a partir de profundidades medias. Tasa máxima alrededor de 30000 bpd desde 1000 pies.
- ✓ Eficiencia energética alta para sistemas que producen más de 1000 bpd.
- ✓ Posibilidad de utilizarse en pozos desviados.
- ✓ Mantenimiento bajo, si el diseño y operación son correctas.
- ✓ Equipo de superficie requiere de un espacio mínimo.
- ✓ Tratamientos de corrosión fáciles de utilizar.

– Limitaciones

- ✓ Requiere de fuente confiable de energía eléctrica con voltajes muy altos.
- ✓ Operaciones de reparación costosas.
- ✓ No se puede cambiar la capacidad de producción de fluido de la bomba centrífuga.
- ✓ El gas libre en condiciones de succión deteriora el funcionamiento de la bomba.
- ✓ Uso de separadores de gas, en el caso de que el 5% de gas libre ingrese a la bomba
- ✓ La arena aumenta el desgaste del equipo.
- ✓ Alta temperatura de pozo es un factor limitante.

2.3.3 Curva IPR.

Las curvas IPR (Inflow Performance Relationships) son curvas que muestran el comportamiento de la formación productora (Castro & Marcelo, 2019). Representan las presiones de fondo fluuyente, presiones estáticas y caudales de producción del yacimiento.

Además, las curvas IPR representan gráficamente P_{wf} en función del caudal del líquido. Esta representación es una línea recta y curva determinadas en un plano cartesiano (Figura 3).

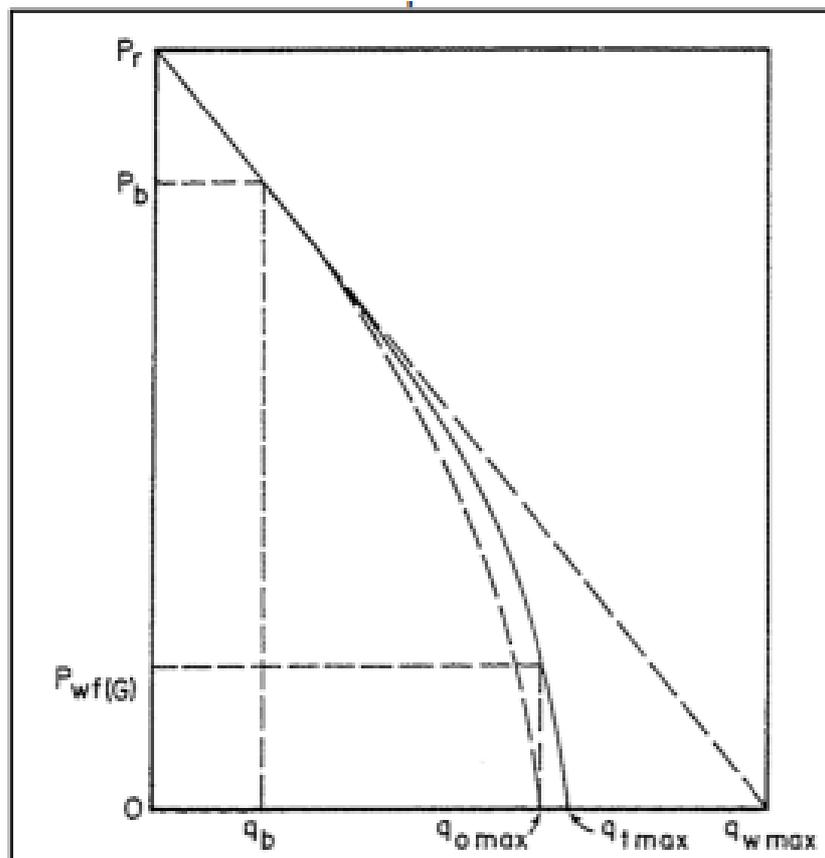


Figura 3. Curva IPR, (Castro & Marcelo, 2019).

IPR tendrá la forma curva con pendiente negativa que aumenta en función del aumento del caudal. Cuando $P_{wf}=0$ se logra la máxima tasa de productividad del pozo (q_{max}). IPR es una línea recta, cuando el índice de productividad es constante mediante la tasa de producción, y P_{wf} es mayor que la presión en el punto de burbuja (P_b). En caso contrario, si P_{wf} es menor a P_b , IPR es una curva con pendiente negativa.

Por otro lado, la ecuación de Darcy es una ley que permite promediar el comportamiento de canales porosos. El principio de esta ley determina que la velocidad de un fluido homogéneo es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido (Yépez, 2019).

$$q = - \frac{k * A * \partial p}{\mu * \partial s} \quad (1)$$

Donde:

k es la permeabilidad de la roca en darcy.

q es la rata volumétrica del fluido en cm³ * segundo.

A es el área de la sección transversal en cm².

μ es la viscosidad en centipoise.

$\frac{\partial p}{\partial s}$ es el gradiente de presión en atmósfera * cm.

El cálculo del índice de productividad se representa de la siguiente manera:

$$J = \frac{q_L}{P_r - P_{wf}} = \frac{0.00708 * k * h}{\mu * B_o * \left(\ln \left(\frac{0.472 * r_e}{r_w} \right) + S \right)} \quad (2)$$

Donde:

k es la permeabilidad en md.

B_o es el factor volumétrico del petróleo en BPY/BPS.

q_L es el caudal del fluido en BPPD.

r_e es el radio de drenaje en ft.

r_w es el radio del pozo en ft.

P_r es la presión del reservorio promedio en PSI.

P_{wf} es la presión de fondo fluyente en PSI.

h es el espesor de la formación en ft.

J es el índice de productividad en BFPD/PSI.

2.3.4 Factores geológicos que afectan a la producción de arena.

Los factores geológicos son importantes para la implementación de un sistema de levantamiento artificial. La temperatura en los campos petroleros es un factor crucial para el sistema BES, debido a que este sistema se aplica en temperaturas de fondo de pozos hasta cinco veces más alta que la temperatura ambiente (Flórez & Uscategui, 2018).

Además, la aplicación de sistemas de levantamiento artificial se diferencia en el manejo de la producción contigua de agua, es decir que el porcentaje de corte de agua indica que los sistemas de levantamiento de información son viables para la producción.

2.3.5 Factores de diseño u operación que afectan a la producción de arena.

Según Takacs (2018a) la capacidad de producción de crudo utilizando BES depende de los siguientes factores:

- La velocidad de rotación del motor eléctrico.
- El diámetro del impulsor.
- El diseño del impulsor que depende de su velocidad específica.
- La altura real.
- Las propiedades termodinámicas del fluido producido como densidad y viscosidad.

2.4 GRAVEL PACK

2.4.1 ¿Qué es el Gravel Pack?

Gravel pack es un método eficaz para el control de arena y la fractura hidráulica en yacimientos complejos o yacimientos con arena fina limosa o formaciones con una amplia gama de distribución de tamaño de partículas (Feng et al., 2021). Con este método la producción de arena se puede controlar con una selección cuidadosa del tamaño de la grava que depende del tamaño de la arena de la formación. Uno de los factores que incide en la

producción de arena en pozos con gravel pack es la restricción de flujo ocasionada por el mismo gravel pack (Ahad et al., 2020).

Gravel pack consiste en mezclar un tamaño seleccionado de grava, arena u otro material particulado en un fluido portador como agua dulce, salmuera, petróleo o gas y bombea la lechada resultante hacia abajo por el espacio anular entre la pared del pozo y un revestimiento interior perforado (Elson et al., 1984).

El revestimiento ranurado con gravel pack se coloca y se dimensiona con precisión alrededor de la periferia de la criba, permitiendo un sitio de cribado más grande (Ben Mahmud et al., 2020). Según, Khamehchi et al. (2015) los argumentos cruciales en el diseño de pozos con gravel pack que influyen en la permeabilidad y el costo del gravel pack son:

- Selección del tamaño de la grava para interrumpir el movimiento de arena de formación.
- Establecer la longitud del gravel pack o la penetración de la grava en la formación.
- Ubicación de la grava.

2.4.2 Propósitos y beneficios del Gravel Pack en el control de producción de arena.

Para Nie et al. (2023) los beneficios de la técnica gravel pack en pozos horizontales se resumen en:

- Alto rendimiento del pozo petrolero.
- Estabilidad del pozo.
- Evita la producción de arena en tiempos prolongados.
- Bajo costo de ingeniería.
- Baja dificultad de construcción.
- Resuelve problemas de agua y arena al mismo tiempo.

2.4.3 Selección de la grava adecuada para el Gravel Pack.

Ahad et al. (2020) establece que el tamaño ideal de la arena con gravel pack se puede determinar mediante:

- Análisis del tamaño de partículas con láser (LPSA).
- Análisis de tamiz con muestras de núcleos.
- Análisis de muestras achicadas que tienden a ser grandes.
- Análisis de muestras producidas que tienden a ser pequeñas.

En la terminación de un gravel pack se usa una pantalla para evitar que la grava se mueva. La criba de alambre es el tipo común de criba para el gravel pack. Además, las aberturas de la criba no pueden ser mayores que el diámetro de la grava. La tabla 3 muestra los tipos básicos del gravel pack.

Tabla 3. Tipos de gravel pack, (Dehghani, 1996).

Tipos de gravel pack	Descripción
Gravel pack para pozo abierto	<ul style="list-style-type: none"> - Instalado en pozos verticales. - Empaque de grava más fácil. - Menos costoso. - Posibles problemas con la estabilidad del agujero y la obstrucción de la pantalla. - Limitado en completaciones de zonas múltiples.
Fractura	<ul style="list-style-type: none"> - Combinación de tratamiento de fracturas y paquete anular de grava. - Crea fractura amplia que se extiende a la zona próxima al pozo. - Uso en zonas donde se laminan arenas.
Agua con tasas altas	<ul style="list-style-type: none"> - Bombea agua y arena a altas velocidades. - Maximiza la colocación de grava en las perforaciones. - Se utiliza en terminaciones próximas a contactos de agua o gas.
Horizontal para pozo descubierto	<ul style="list-style-type: none"> - Definir los rangos de funcionamiento permitidos de la bomba.

-
- Tasa de bombeo alta que exceda la tasa de pérdida de fluido para empuje de dunas de grava.
 - Uso de tubo de diámetro pequeño en la criba permite bombear grava a altas velocidades.
 - Uso de fluido de viscosidad para suspender la grava y permitir su transporte.
-

2.4.4 Gravel Pack para pozo abierto.

Gravel pack se ha aplicado con éxito en pozos convencionales durante varias décadas. También esta técnica se está aplicando en pozos horizontales abierto (Bergkvam, 2015). Gravel pack en pozos abiertos bombea una suspensión de arena a lo largo de la región anular entre la pared del pozo y un tamiz cilíndrico que permite la conductividad hidráulica para impedir el paso de la arena (Sarraf Shirazi & Frigaard, 2020). Una terminación de pozo abierto produce factores de revestimiento más bajos que pozos revestidos. La Figura 4 muestra un esquema de grava de pozo abierto.

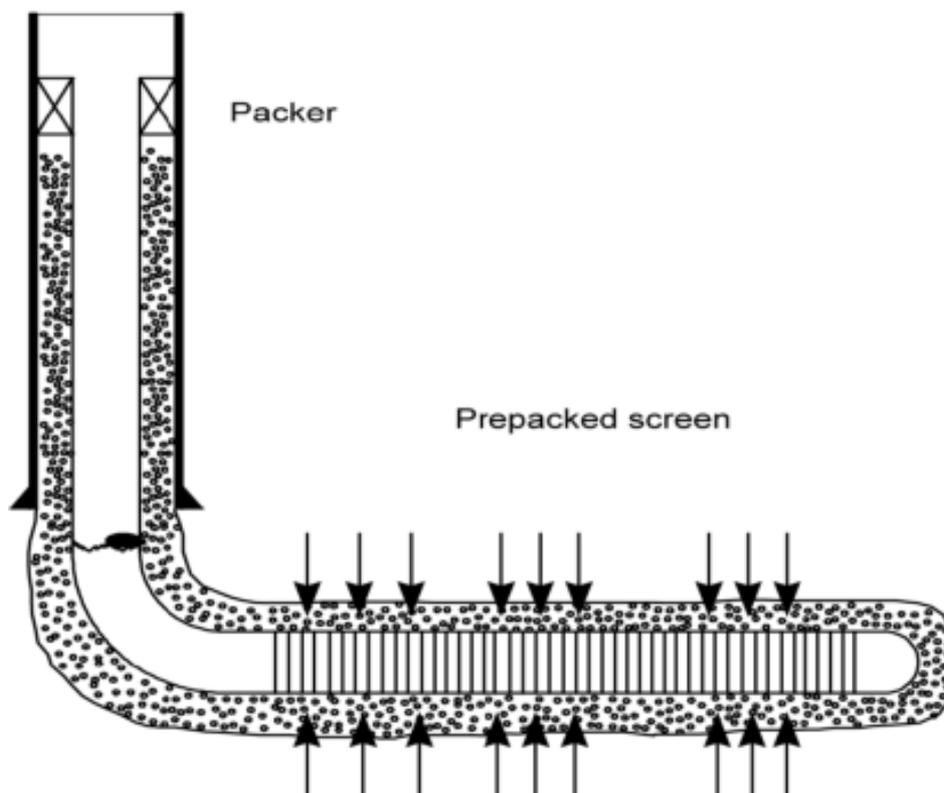


Figura 4. Esquema de gravel pack de pozo abierto (Bergkvam, 2015).

2.4.5 Gravel Pack para pozos revestidos.

Gravel pack para pozos revestidos utiliza las mismas herramientas y técnicas que el gravel pack para pozo abierto, con la diferencia de hacer circular en un intento de asegurar un embalaje adecuado de las perforaciones (Maduabuchi et al., 2017). También es posible empaquetar las perforaciones a una presión superior a la presión de fractura. La figura 5 muestra el esquema de instalación del gravel pack interno y externo.

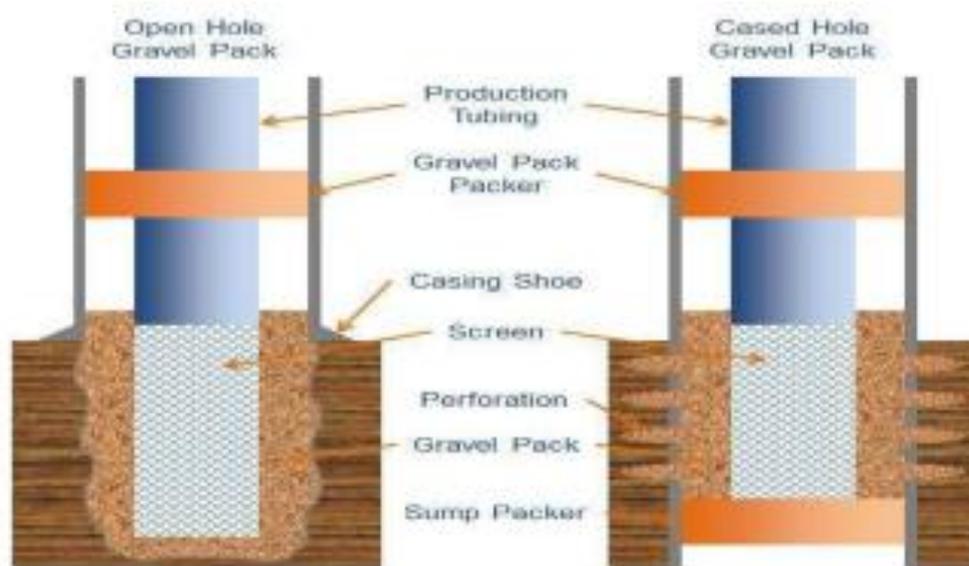


Figura 5. Esquema de instalación de gravel pack interno y externo (Maduabuchi et al., 2017).

CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La presente investigación corresponde al tipo explicativa donde el propósito principal determina si hay una relación de causa y efecto entre dos o más variables. Para lograr esto, se recopilan datos y se realizan análisis de los resultados para comprobar la existencia de cambios en una variable independiente que están asociados con cambios en la variable dependiente. Además, estos estudios pueden tener en cuenta variables de control para minimizar la posibilidad de que otros factores influyan en los resultados (Corona & Foncesa, 2023).

De acuerdo con Hernández & Mendoza (2018), el diseño de investigación cuantitativa es un enfoque metodológico en el campo de la investigación que se centra en la recolección y análisis de datos numéricos para responder preguntas de investigación y probar hipótesis. En la Figura 6 se detalla la secuencia del diseño de la investigación del presente caso de estudio.

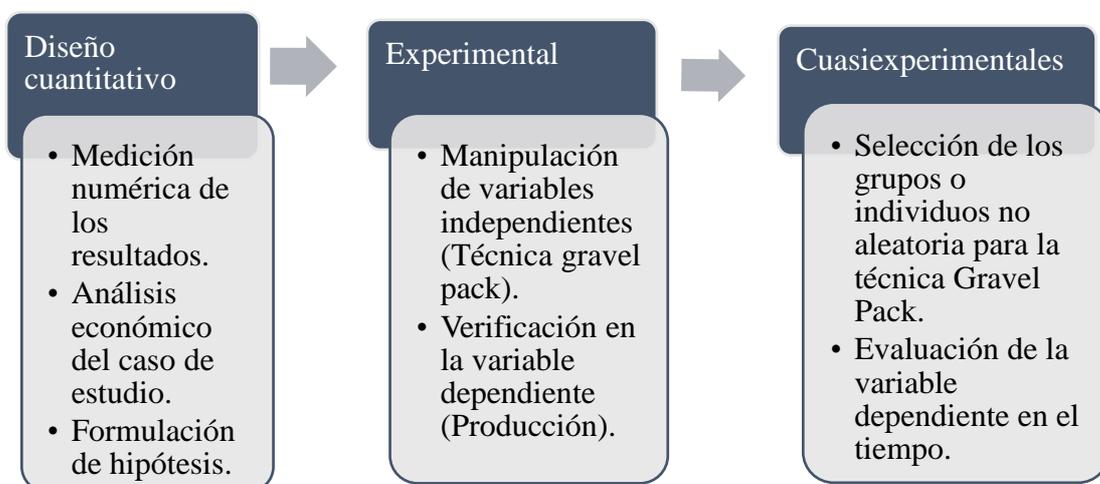


Figura 6. Secuencia del diseño de investigación.

3.2 MÉTODO

El método hipotético-deductivo enfatiza la importancia de la falsación y la crítica en la investigación científica. Según Figueroa & Sangerman (2022) es una teoría científica válida mientras no se haya refutado, pero nunca puede ser comprobada definitivamente. Por tal razón, la confirmación de las teorías, la ciencia debe buscar constantemente pruebas que puedan determinar el cumplimiento de un proceso y, en última instancia, mejorar la comprensión de los fenómenos tal y como suceden en un entorno ideal.

Dentro de este contexto, con el presente caso de estudio se determinará como influye la técnica de gravel pack en los pozos para garantizar el cumplimiento de la hipótesis.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

La diferencia clave entre población y muestra radica en su tamaño y alcance. La población es el conjunto total de elementos bajo estudio, mientras que la muestra es un subconjunto más pequeño que se selecciona para realizar observaciones y análisis. La estadística se basa en gran medida en la inferencia, es decir, en generalizar los resultados obtenidos de la muestra a la población en su conjunto (Sucasaire, 2022). En este marco para la presente investigación se enfoca en lo siguiente:

❖ Población

- ✓ Tipo: Finita, conjunto o grupo específico de elementos con características comunes lo cual permite hacer un análisis más preciso y manejable para la toma de decisiones.
- ✓ Alcance: Mayor alcance, porque se tiene la posibilidad de obtener información detallada sobre cada miembro, lo que resulta útil en análisis exhaustivos.

❖ Muestra

- ✓ Técnica: No probabilístico, no se aplicará estadística para elegir a los elementos de manera aleatoria.

- ✓ Tipo: Por conveniencia, por la dificultad en la obtención de la información de esta manera los elementos de la muestra se elegirán por conveniencia y accesibilidad para el investigador. En este caso dos pozos productores con sistema BES del bloque 16.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

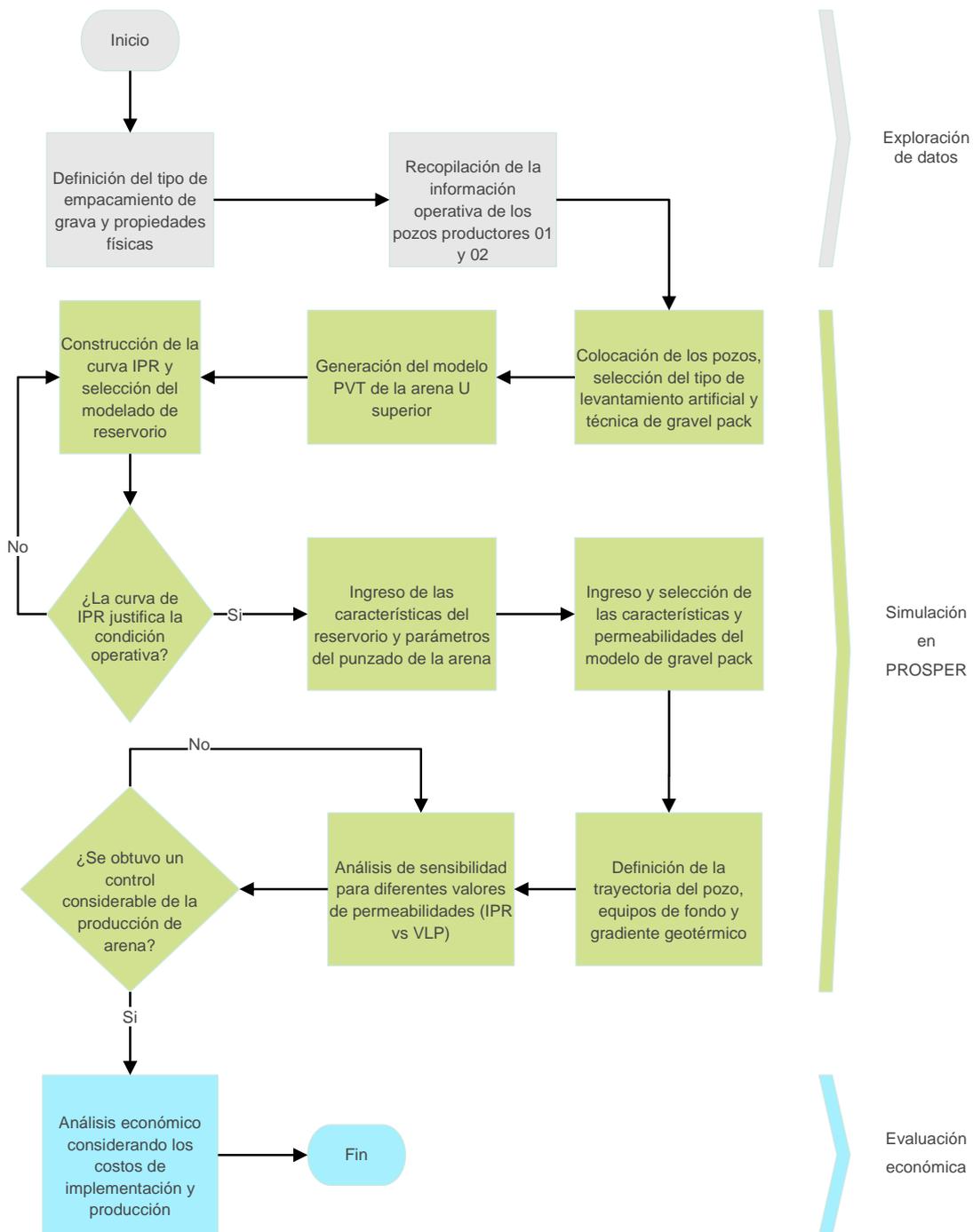


Figura 7. Diagrama de flujo del proceso metodológico.

En la Figura 7 se puede visualizar los procedimientos que se llevaran a cabo para cumplir con los objetivos del caso de estudio y el cumplimiento de la hipótesis.

3.5 DEFINICIÓN DE LAS PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DEL EMPAQUETAMIENTO DE GRAVA

Para la ejecución de este proyecto es necesario realizar la selección de las propiedades físicas de la grava a utilizar en la producción de petróleo.

TIPOS DE APUNTALANTE TAMAÑOS DE GRANO Y SU APLICACIÓN EN LA ESTIMULACIÓN DE YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y OTROS PROCESOS ENERGÉTICOS		T I P O					TAMAÑO DE GRANO							FORMA				
		Arena de cuarzo	Silicato de alúmina	Óxido de alúmina y silicato	Óxido de alúmina	silicato de zirconia	6/9	8/12	12/20	16/20	20/40	30/50	40/70	70/140	100	Redondez	Ángulo	
APLICACIÓN																		
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	Producción de petróleo	●	●	●			●	●	●	●	●						●	●
	Producción e inyección de agua	●	●	●			●	●	●	●	●						●	●
	Producción de gas poco profundo	●	●	●			●	●	●	●	●	●					●	●
	Producción de gas moderadamente profundo	●	●	●		●		●	●	●	●	●	●				●	●
	Producción de gas a altas profundidades	●	●	●	●	●		●	●	●	●	●	●	●			●	●
GRAVEL PACK	Producción de petróleo	●	●		●	●		●	●	●	●	●	●	●			●	●
	Producción e inyección de agua	●	●		●	●		●	●	●	●	●	●	●			●	●
	Recuperación mejorada con vapor	●			●			●	●	●	●	●	●				●	●
OTROS TRATAMIENTOS	Aditivo para fuga de fluidos de fractura	●														●	●	
	Estimulación geotérmica de pozos	●	●	●	●	●		●	●	●						●	●	
	Desgasificación de vetas de carbón	●	●	●	●				●	●	●	●				●	●	
	Transferencia de calor de hornos de fundición				●			●								●		
	Purificación mecánica de gases				●			●								●		

Figura 8. Tipos de apuntalante, tamaño, forma y usos (Angel y Hidalgo, 2022).

En la Figura 8 se muestra los tipos, tamaños y formas de granos más factibles en un proyecto de gravel pack. En este trabajo, se seleccionarán los tamaños de grano de: 12/20, 16/20 y 20/40. De este modo, al seleccionar el tamaño de grava correcto en la técnica de gravel pack es esencial evitar problemas como la entrada de arena en los pozos de petróleo y gas. La elección incorrecta podría llevar a obstrucciones, dificultades en el flujo de fluidos, pérdida de consolidación en la formación y reducción de la permeabilidad. En efecto, una grava bien elegida asegura la estabilidad del pozo y una producción sostenible y efectiva a lo largo del tiempo.

3.6 DISEÑO DE LA TÉCNICA GRAVEL PACK PARA EL POZO PRODUCTOR 01

3.6.1 Técnica de gravel pack para el pozo productor 01

❖ Condiciones iniciales del simulador.

Iniciamos el simulador y en el método de levantamiento artificial seleccionamos “Electrical Submersible Pump” de tipo “Model Produced Oil Only”. Así mismo, en el tipo de cálculo, como producto elegimos “Pressure and Temperature (on land)” y en la completación del pozo escogemos “Gravel pack” como método de control de arena.

Además, digitamos la ubicación “16 Block” y nombre del pozo “Productor 01”, como se observa en la Figura 9.

Fluid Description		Calculation Type	
Fluid	Oil and Water	Predict	Pressure and Temperature (on land)
Method	Black Oil	Model	Rough Approximation
Separator	Single-Stage Separator	Range	Full System
Emulsions	No	Brine Modelling	
PVT Warnings	Disable Warning	Brine Properties Correlation	Default
Water Viscosity	Use Default Correlation	Well	
Viscosity Model	Newtonian Fluid	Flow Type	Tubing Flow
Well		Well Type	Producer
Artificial Lift		Type	Cased Hole
Method	Electrical Submersible Pump	Sand Control	Gravel Pack
Type	Model Produced Oil Only	Reservoir	
User information		Inflow Type	Single Branch
Company		Gas Coning	No
Field		Comments (Cntl-Enter for new line)	
Location	16 Block		
Well	Producing Well 01		
Platform			
Analyst			
Date	miércoles, 30 de agosto de 2023		

Figura 9. Ingreso de las condiciones del pozo productor 01.

Es importante ingresar las condiciones iniciales correctamente ya que de esto depende la precisión de los resultados, el modelado de comportamientos complejos, la optimización, toma de decisiones y la evaluación de diversos escenarios.

❖ Propiedades PVT

Las propiedades PVT del pozo y de la arena se ingresan en la sección “PVT INPUT DATA” del menú principal de PROSPER. En la figura 10, observamos las propiedades ingresadas. Para guardar la sección cargada damos clic en el botón “Done”.

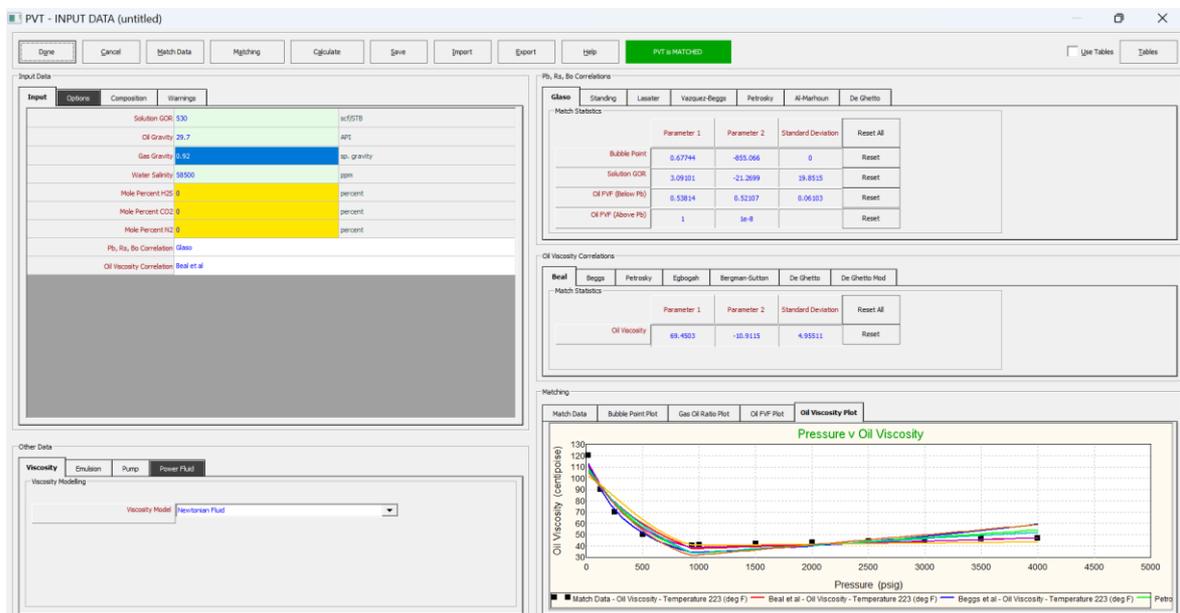


Figura 10. Generación del modelo PVT con las propiedades físicas del fluido del reservorio.

Las propiedades PVT juegan un papel muy importante debido a que influyen directamente en el modelado de los fluidos, la predicción y precisión de la producción, el comportamiento del fluido en el pozo, la optimización del proceso de recuperación y la optimización de fluidos del pozo, en el caso que lo requiera. Además, la información PVT ayuda a modelar la respuesta del reservorio a la técnica de "gravel pack". Por lo tanto, este conocimiento garantiza una implementación exitosa y segura de la técnica, optimizando la producción y prolongando la vida útil del pozo al evitar problemas como la segregación de fluidos y la formación de hidratos o parafinas.

❖ Construcción de la curva IPR

Para construir la curva IPR, se ingresa a la sección “IPR DATE”, luego como modelo de reservorio se selecciona “Darcy”, como geometría del daño “Karakas-Tariq” y en “Desviation” se elige la correlación “Cinco (2)/Marting Brons”. También, se ingresan los datos del reservorio como presión, temperatura, corte de agua y GOR. En las propiedades para el modelo del reservorio, se ingresó un espesor de reservorio de 76 pies, un área de drenaje de 60 acres y un radio de pozo de 0.583, como se muestra en la Figura 11.

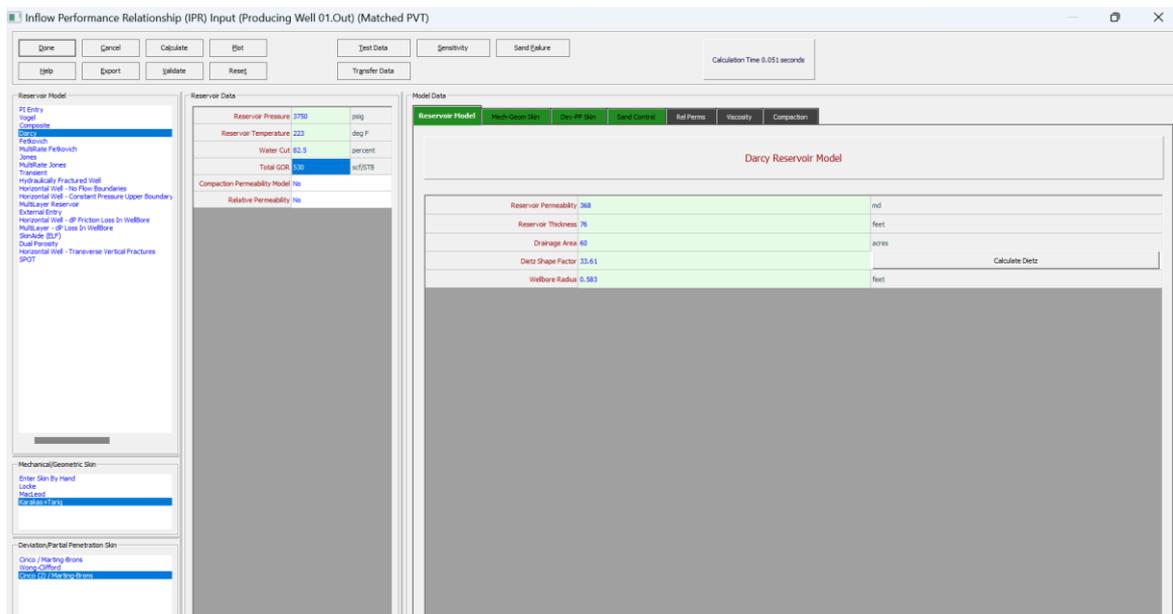


Figura 11. Propiedades para la construcción de la curva IPR.

Después, se ingresan los valores de las propiedades que corresponden al modelo geomecánico de la zona perforada como se aprecia en la Figura 12. Además, se ingresaron los datos de la última sección en “Dev-PP Skin”.

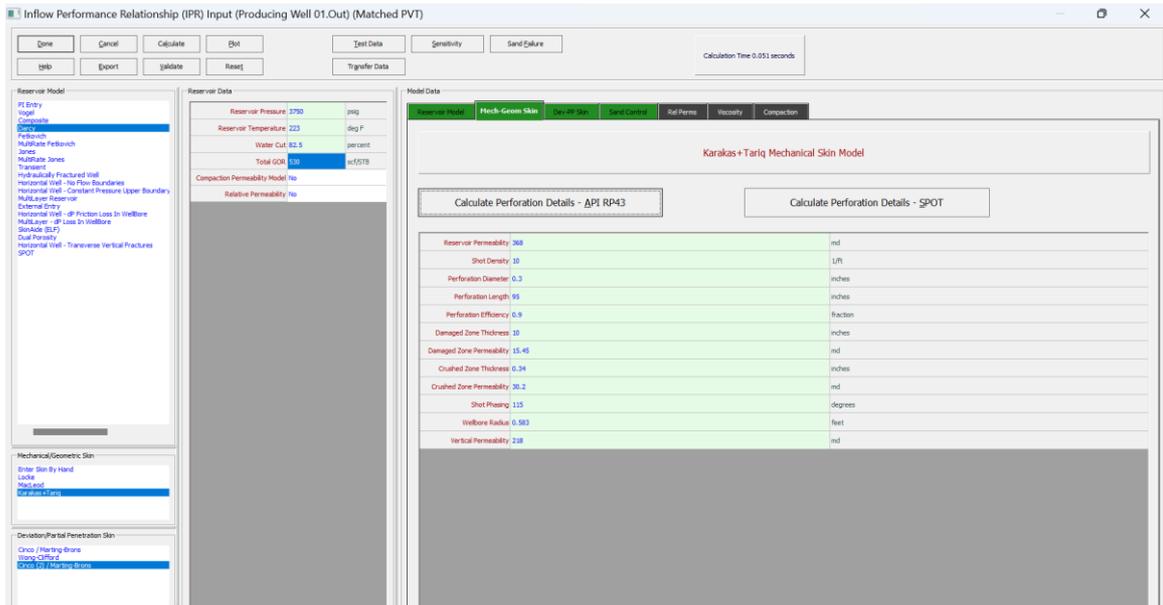


Figura 12. Parámetros geomecánicos del reservorio del pozo productor 01.

En la sección de control de arena se ingresan los datos requeridos para el modelo de Gravel Pack. Se seleccionó un paquete de grava con una permeabilidad de 350000 milidarcys, tamaño de grano 20/40, un diámetro de perforación de 0.3 pulgadas, una densidad del disparo de 10 1/pies, longitud de 9 pulgadas, intervalo de perforación de 110 pies, desviación de 35 grados, eficiencia de perforación de 0.9, el factor beta calculado fue de 13124.4 1/ft y como fase se elige “Multi Phase” (Figura 13).

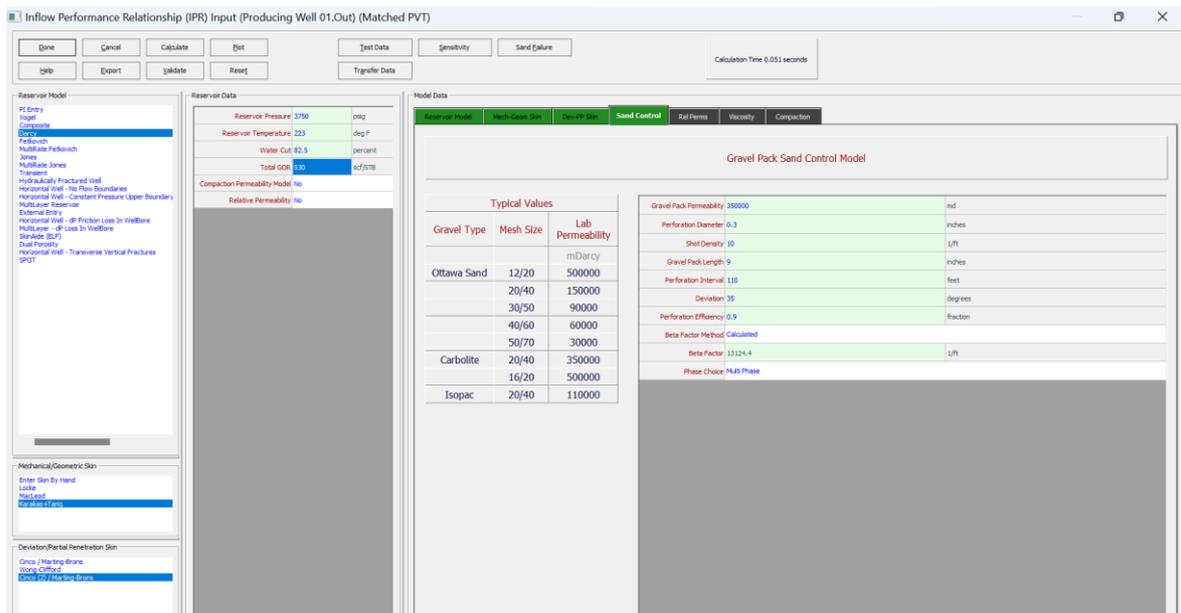


Figura 13. Control de arena mediante la técnica de gravel pack del pozo productor 01.

La curva IPR (Inflow Performance Relationship) es una herramienta esencial en la producción de petróleo con gravel pack y en la industria petrolera en general. La curva IPR describe la relación entre la tasa de producción de petróleo y la presión en el yacimiento. En el contexto específico del gravel pack, la curva IPR es importante porque permite optimizar la producción, ya que ayuda a determinar la tasa óptima de producción de petróleo que puede lograrse, comprometer la presión y el rendimiento a largo plazo del yacimiento.

❖ Características del equipo de fondo del sistema BES

En esta ventana se ingresan los datos del equipo de fondo del sistema BES, tales como la profundidad de la bomba, frecuencia de operación, diámetro externo máximo de la bomba, longitud del cable, método de separación del gas. Finalmente, se selecciona una bomba “CENTURION P43 4 pulgadas (3100-5200 RB/day)”, un motor “ESP_Inc 456_55 270 hp 2130 V 81A” y un cable “#1Aluminium 0.33 (Volts/1000ft) 95 (amps) max” (Figura 14).

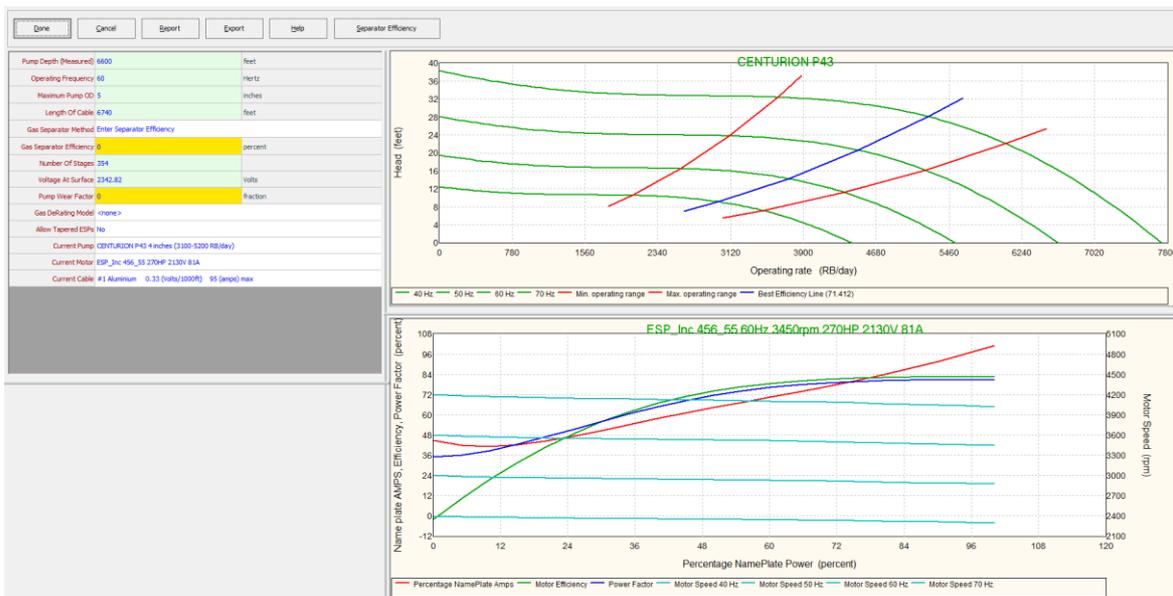


Figura 14. Características del equipo de fondo del sistema BES del pozo productor 01.

Una buena caracterización del equipo de bombeo electrosumergible (BES) es esencial en la producción de petróleo y gas, ya que afecta directamente la eficiencia, confiabilidad y rentabilidad de la operación. La selección y el diseño adecuados del BES, basados en una caracterización detallada, contribuyen significativamente al éxito a largo plazo de la operación y a la maximización de la recuperación de hidrocarburos.

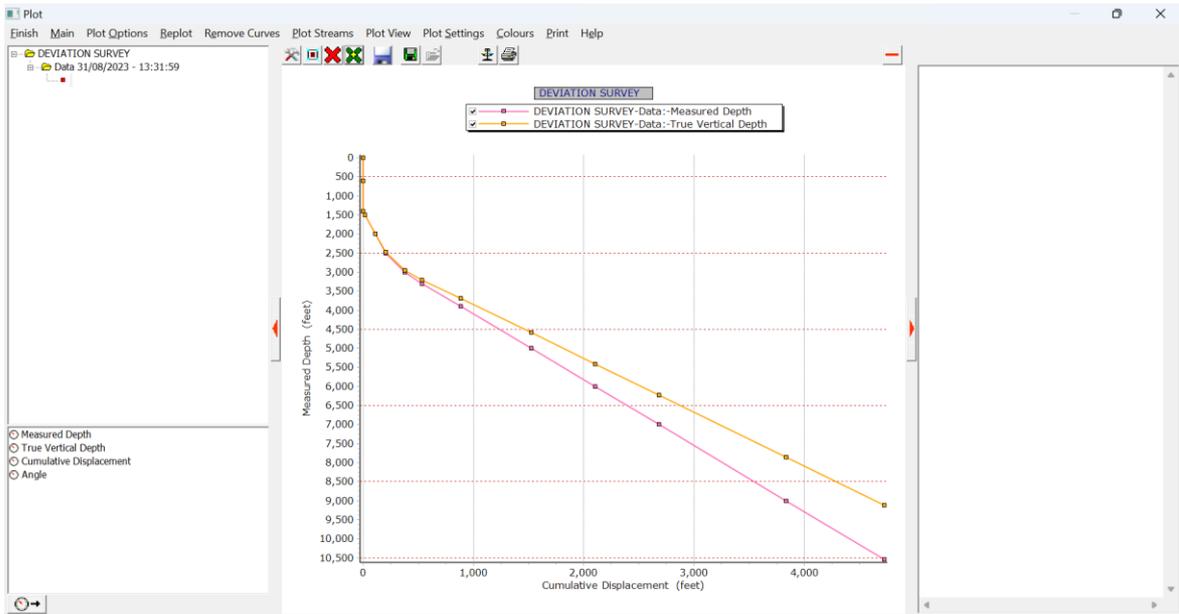


Figura 15. Trayectoria del pozo productor 01.

De acuerdo con la Figura 15, se puede observar el ingreso de la trayectoria del pozo tipo J los valores ingresados correspondieron a las profundidades verdaderas TVD en ft y las profundidades medidas MD en ft; por lo cual se partió desde superficie sin tener en cuenta el cabezal del pozo hasta la profundidad de 10538 ft en MD y 4853 ft en TVD y con un ángulo final de inclinación de 35.3785 grados que se originan desde el KOP de 1300 ft de profundidad en MD.

Point	Type	Label	Rate Multiplier	Measured Depth (feet)	True Vertical Depth (feet)	Pipe Length (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)
1	Ismael Tree		1	0	0							
2	Tubing		1	600.0	600.0	600.0	2.61	0.0006	3.50	0.0006	12.72	0.0006
3	Tubing		1	1400.0	1400.0	800.0	2.61	0.0006	3.50	0.0006	12.72	0.0006
4	Tubing		1	1902.0	1511.0	102.0	2.61	0.0006	3.50	0.0006	12.72	0.0006
5	Tubing		1	2000.0	1995.0	498.0	2.61	0.0006	3.50	0.0006	12.72	0.0006
6	Tubing		1	2500.0	2480.0	500.0	2.61	0.0006	3.50	0.0006	12.72	0.0006
7	Tubing		1	3000.0	2950.0	500.0	2.61	0.0006	3.50	0.0006	12.72	0.0006
8	Tubing		1	3300.0	3205.0	301.0	2.61	0.0006	3.50	0.0006	12.72	0.0006
9	Tubing		1	3600.0	3695.0	600.0	2.61	0.0006	3.50	0.0006	12.72	0.0006
10	Tubing		1	5000.0	4990.0	1100.0	2.61	0.0006	3.50	0.0006	12.72	0.0006
11	Tubing		1	6000.0	5425.0	1000.0	2.61	0.0006	3.50	0.0006	12.72	0.0006
12	Tubing		1	6850.0	6097.7	890.0	2.61	0.0006	3.50	0.0006	12.72	0.0006
13	Casing		1	7000.0	6225.0	150.0					8.44	0.0006
14	Casing		1	7200.0	6383.5	200.0					8.44	0.0006
15	Casing		1	9000.0	7855.0	1800.0					6.37	0.0006
16	Casing		1	10300.0	9502.4	1530.0					6.37	0.0006

Figura 16. Equipo de fondo y tuberías de revestimiento del pozo productor 01.

En la Figura 16 se puede observar el equipo de fondo correspondiente al pozo productor 01 el cual consta de 3 secciones de casing, la primera de un casing de 13 3/8 in, la segunda de

un casing de 9 5/8 y la última de un casing de 7in, las profundidades de asentamiento se detallan en la Figura 31 del Anexo A1; además, se encuentra el asentamiento de la bomba a 6670.8 ft de MD.

Adicionalmente, se ingresó la temperatura ambiente de 60°F y la temperatura de 223 °F con la profundidad final de la trayectoria del pozo de 10538 ft en MD para la correlación del gradiente geotérmico. Y los coeficientes de las capacidades caloríficas medias para el petróleo agua y gas se dejaron por defecto con las siguientes condiciones:

$$C_p \text{Petróleo} = 0,53 \text{ BTU/lb/h}$$

$$C_p \text{ Gas} = 0,51 \text{ BTU/lb/h}$$

$$C_p \text{ Agua} = 1 \text{ BTU/lb/h}$$

En este caso se colocaron debido al impacto en la transferencia de calor y el comportamiento térmico sobre la distribución del calor en el pozo, prevenir problemas como la formación de hidratos, seleccionar los fluidos de completamiento adecuados, asegurar la estabilidad de la formación geológica circundante, y evitar la corrosión en las tuberías y el pozo.

3.6.2 Diseño de la técnica gravel pack para el pozo productor 02

➤ Condiciones iniciales del pozo productor 02

Se comienza con la sección de opciones del simulador PROSPER y en la categoría de Levantamiento Artificial, se elige "Bomba Sumergible Eléctrica" del tipo "Modelo solo petróleo producido". Del mismo modo, en la opción de cálculo, se selecciona "Presión y Temperatura en tierra o onshore" y en la finalización del pozo, se elige "Gravel pack" como el método para controlar la arena. También, se ingresa la ubicación "Bloque 16" y el nombre del pozo "Pozo productor 01", como se muestra en la Figura 17.

Fluid Description
 Fluid: Oil and Water
 Method: Black Oil
 Separator: Single-Stage Separator
 Emulsions: No
 PVT Warnings: Disable Warning
 Water Viscosity: Use Default Correlation
 Viscosity Model: Newtonian Fluid

Well
 Flow Type: Tubing Flow
 Well Type: Producer

Artificial Lift
 Method: Electrical Submersible Pump
 Type: Model Produced Oil Only

User information
 Company:
 Field:
 Location: 16 Block
 Well: Producing well 02
 Platform:
 Analyst:
 Date: martes , 12 de septiembre de 2023

Calculation Type
 Predict: Pressure and Temperature (on land)
 Model: Rough Approximation
 Range: Full System

Brine Modelling
 Brine Properties Correlation: Default

Well Completion
 Type: Cased Hole
 Sand Control: Gravel Pack

Reservoir
 Inflow Type: Single Branch
 Gas Coning: No

Comments (Ctrl-Enter for new line)

Figura 17 Configuración inicial del pozo productor 02.

➤ Correlaciones PVT

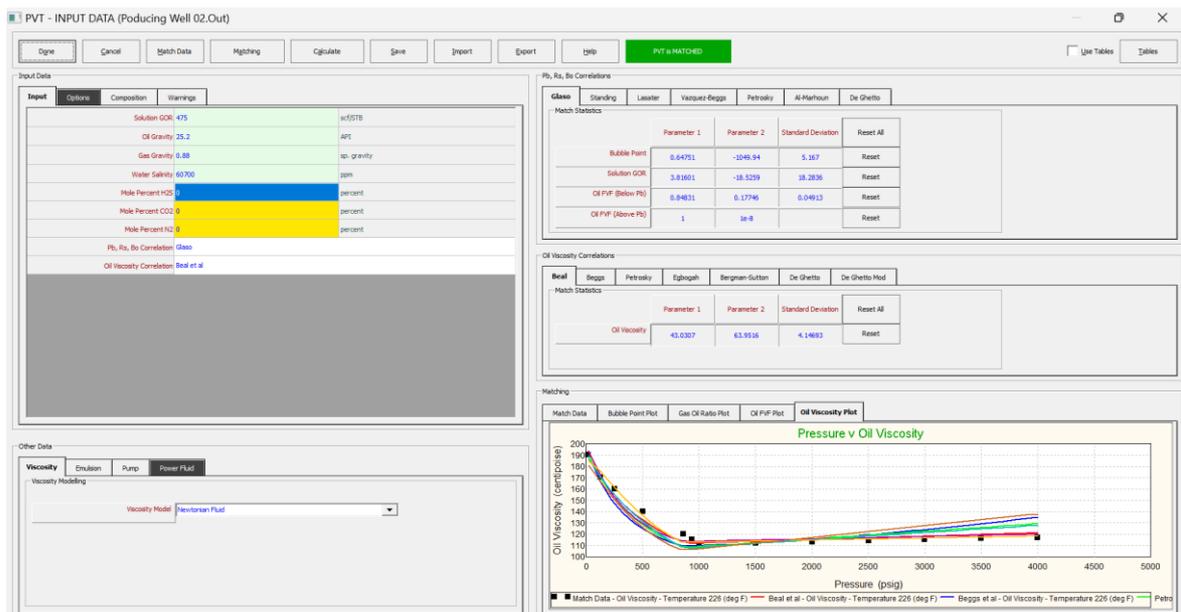


Figura 18. Correlaciones PVT del pozo productor 02.

En la Figura 18 se puede observar el resultado final del modelo PVT con las correlaciones aplicadas de “Glaso” para la presión de burbuja y factor volumétrico y para la viscosidad del petróleo las correlaciones de “Beal et al”; adicionalmente, se ingresó el $GOR = 475 \text{ SCF/STB}$, la gravedad API de 25.2 API , la salinidad de 60700 ppm y la gravedad específica del gas de 0.88 para obtener el número de componentes y la composición molar del crudo, datos que permiten comprender mejor el comportamiento del yacimiento. Esta información se utiliza para diseñar estrategias de extracción más eficientes.

Por otra parte, en un contexto más amplio, la determinación de la composición molar y el número de componentes del crudo también tiene implicaciones en la selección de tecnologías de producción y completación de pozos. Por ejemplo, en el caso de la técnica de "gravel pack", que se utiliza para evitar la entrada de partículas no deseadas en los pozos productores, el conocimiento de la composición del crudo puede influir en la elección de los materiales de grava y los fluidos utilizados en el proceso. Además, esta información contribuye al rendimiento de las curvas de IPR, VLP y eficiencia del sistema operativo BES referente a la bomba y motor de fondo.

➤ **Construcción de la curva IPR**

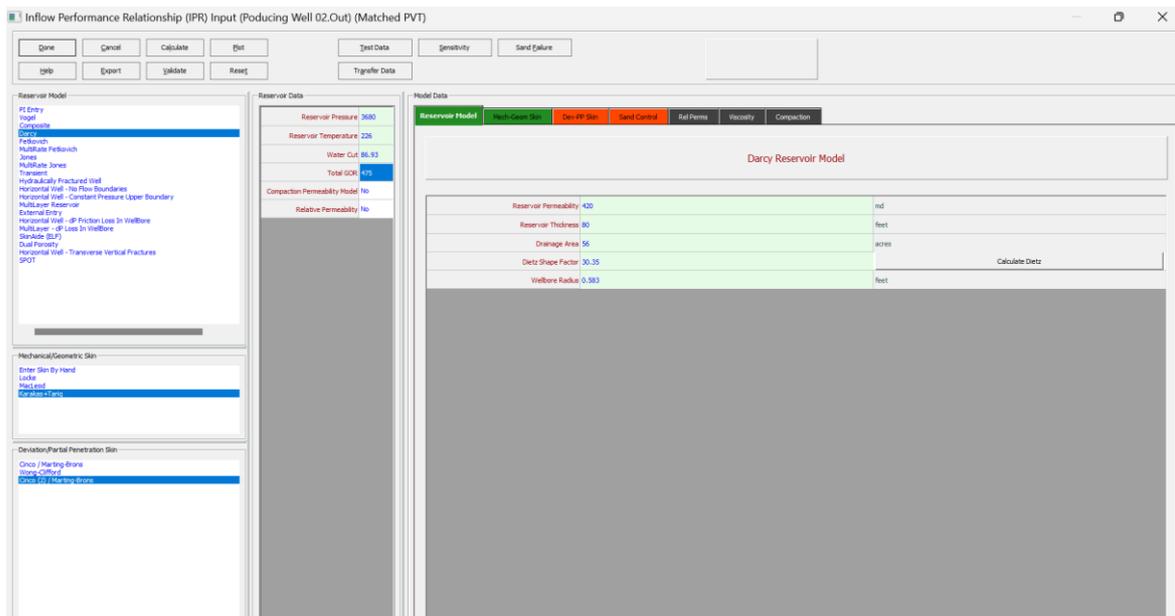


Figura 19. Propiedades del reservorio del pozo productor 02.

Para crear la curva IPR, se configura la sección "IPR DATE" con el modelo de reservorio "Darcy", la geometría de daño "Karakas-Tariq" y la correlación de desviación "Cinco (2)/Marting Brons". Luego, se proporciona los datos del reservorio, como presión, temperatura, corte de agua y GOR, junto con propiedades como un espesor de reservorio de 80 pies, un área de drenaje de 56 acres y un radio de pozo de 0.583, como se ilustra en la Figura 19.

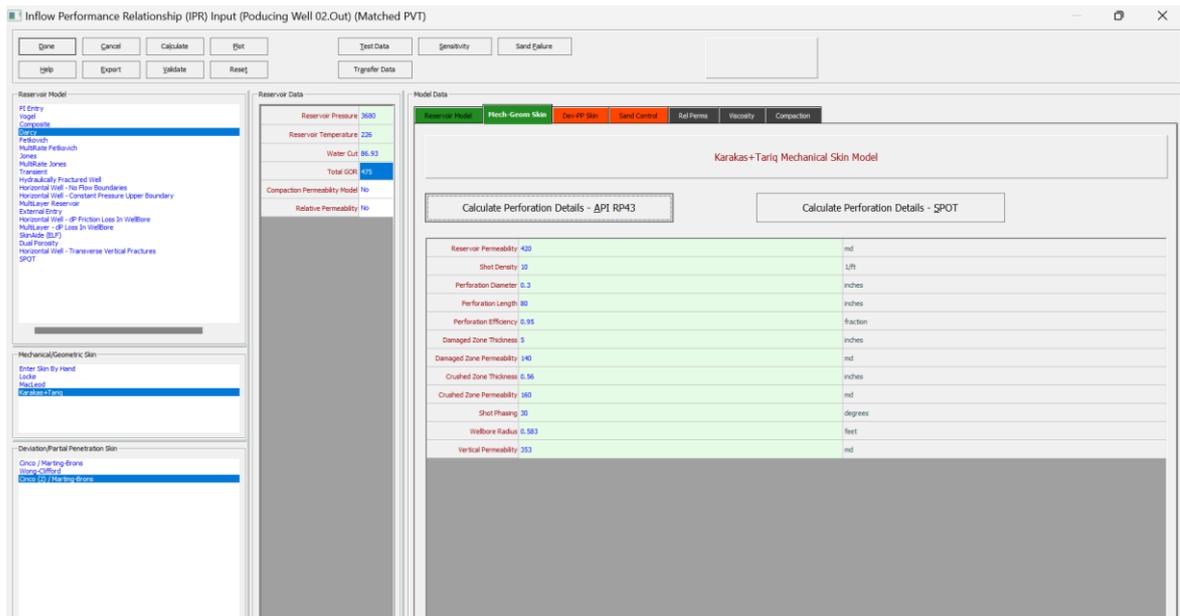


Figura 20. Parámetros geomecánicos del reservorio del pozo productor 02.

Luego, se ingresaron los datos relacionados con las características del modelo geomecánico en la región perforada, tal como se ilustra en la Figura 20. Asimismo, incorporamos los datos correspondientes a la sección más reciente en la sección denominada "Dev-PP Skin".

Finalmente, en la sección de control de arena, se ingresaron los datos necesarios para el modelo de Gravel Pack. Se eligió un conjunto de grava con una permeabilidad de 500,000 milidarcys, tamaño de grano 16/20, un diámetro de perforación de 0.3 pulgadas, una densidad de disparo de 10 1/pies, longitud de 9 pulgadas, intervalo de perforación de 80 pies, desviación de 30 grados, eficiencia de perforación de 0.98 y un factor beta calculado de 10,786.6 1/ft. Además, se seleccionó la fase "Multi Phase" como se muestra en la Figura 21. El valor de la permeabilidad de empaquetamiento de grava se seleccionó debido a que permite obtener el máximo valor de flujo para la curva de IPR.

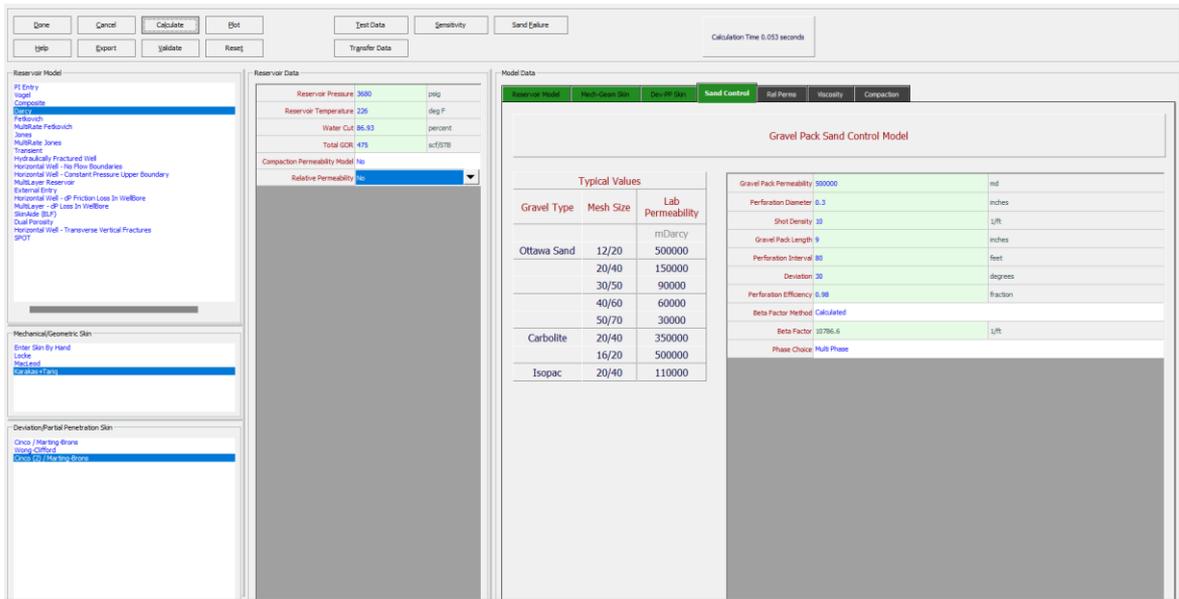


Figura 21. Control de arena mediante la técnica de gravel pack del pozo productor 02.

➤ Características del equipo BES

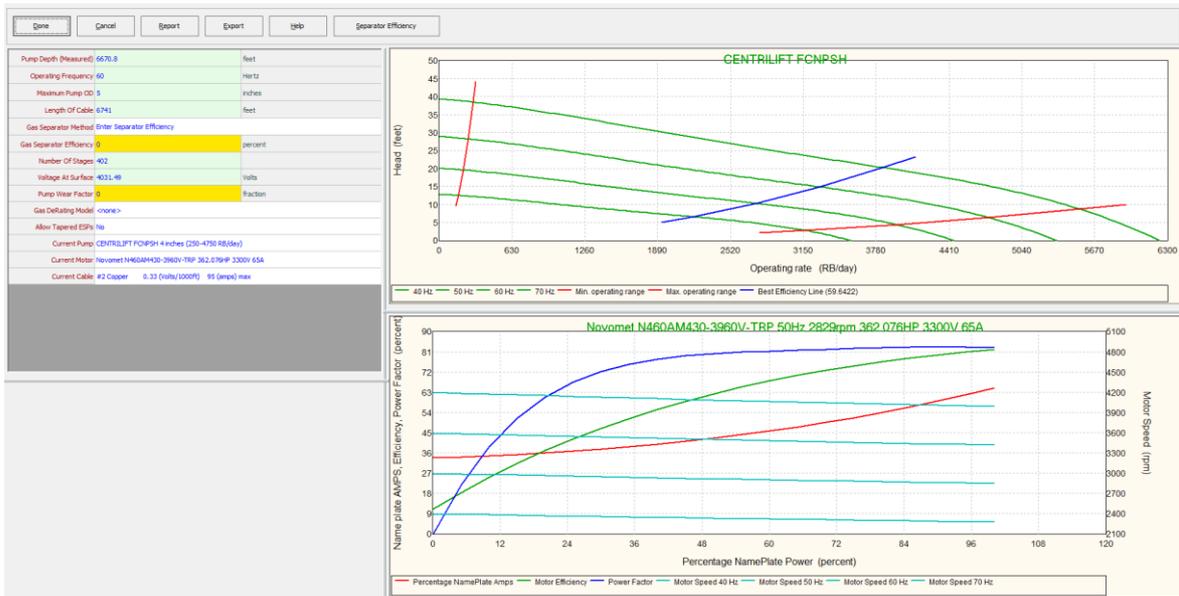


Figura 22. Características del equipo de fondo del sistema BES del pozo productor 02.

En esta sección, se introdujeron los detalles relacionados con el equipo fundamental del sistema BES, que incluyen información como la profundidad de la bomba de 6670.8 ft, la frecuencia de funcionamiento de 60 Hz, el diámetro externo máximo de la bomba de 5 in, la longitud del cable y el método de separación del gas. Por último, se elige un conjunto específico de componentes, que consiste en una bomba "CENTRILIFT FCNPSH 4 pulgadas (con una capacidad de 250-4750 RB/día)", un motor "N460AM430 de 362.076HP y 3300V a 65A" y un cable "#2 Copper 0.33 (voltios/1000 pies) con una capacidad máxima de 95 amperios" (ver Figura 22).

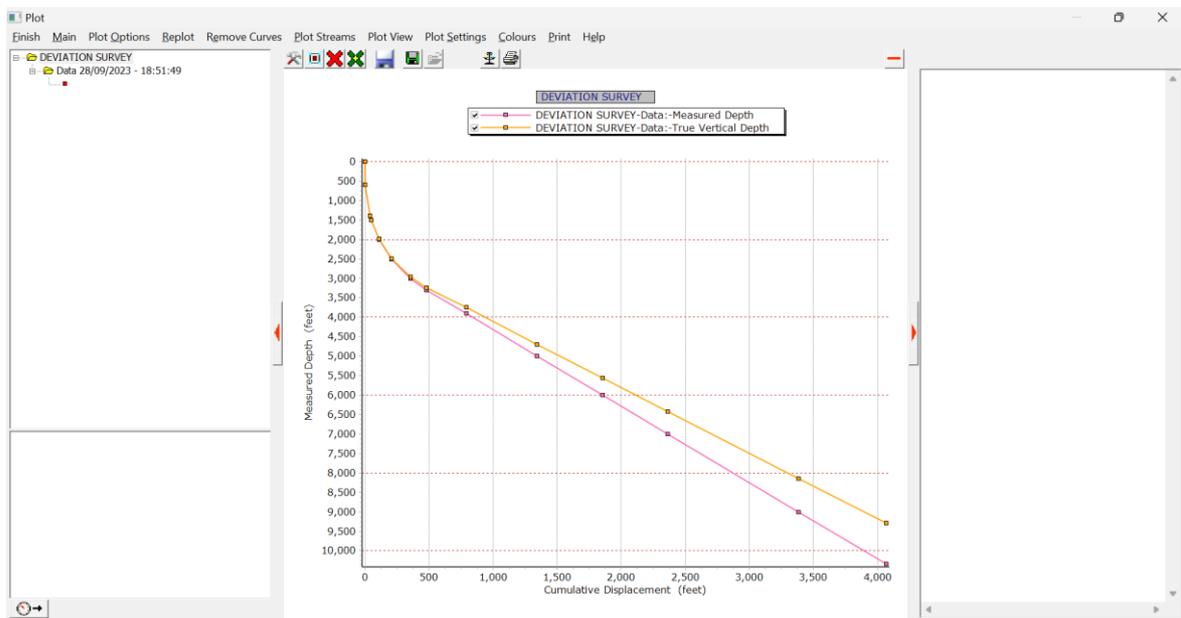


Figura 23. Trayectoria del pozo productor 02.

Según se muestra en la Figura 23, el seguimiento de la trayectoria de un pozo productor 02 de tipo J, donde se registraron valores para las profundidades verdaderas (TVD) en pies y las profundidades medidas (MD) en pies. Esta trayectoria comenzó desde la superficie sin considerar el cabezal del pozo y se extendió hasta alcanzar una profundidad de 10,338 pies en MD y 4,853 pies en TVD, con un ángulo de inclinación final de 30.2 grados, que se originó en el punto de inicio de 1,100 pies de profundidad en MD.

Equipment Summary (PW-02-COPIA.Out)

Done Main Help Draw Surface Draw Downhole Export

Equipment Summary

Point	Type	Label	Rate Multiplier	Measured Depth	True Vertical Depth	Pipe Length	Tubing Inside Diameter	Tubing Inside Roughness	Tubing Outside Diameter	Tubing Outside Roughness	Casing Inside Diameter	Casing Inside Roughness
				(feet)	(feet)	(feet)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)
1	Wells Tree		1	0	0							
2	Tubing		1	600.0	600.0	600.0	2.60	0.0006	3.50	0.0006	12.35	0.0006
3	Tubing		1	1400.0	1399.0	800.0	2.60	0.0006	3.50	0.0006	12.35	0.0006
4	Tubing		1	1902.0	1900.5	102.0	2.60	0.0006	3.50	0.0006	12.35	0.0006
5	Tubing		1	2000.0	1994.6	498.0	2.60	0.0006	3.50	0.0006	12.35	0.0006
6	Tubing		1	2200.0	2485.4	500.0	2.60	0.0006	3.50	0.0006	12.35	0.0006
7	Tubing		1	3000.0	2963.9	500.0	2.60	0.0006	3.50	0.0006	12.35	0.0006
8	Tubing		1	3300.0	3235.1	300.0	2.60	0.0006	3.50	0.0006	12.35	0.0006
9	Tubing		1	3900.0	3730.3	600.0	2.60	0.0006	3.50	0.0006	12.35	0.0006
10	Tubing		1	5000.0	4700.2	1100.0	2.60	0.0006	3.50	0.0006	12.35	0.0006
11	Tubing		1	6000.0	5560.4	1000.0	2.60	0.0006	3.50	0.0006	12.35	0.0006
12	Tubing		1	6775.0	6226.9	775.0	2.60	0.0006	3.50	0.0006	12.35	0.0006
13	Casing		1	6830.0	6291.4	750.0					8.84	0.0006
14	Casing		1	7000.0	6420.5	150.0					6.37	0.0006
15	Casing		1	9000.0	8140.3	2000.0					6.37	0.0006
16	Casing		1	10338.0	9260.4	1338.0					6.37	0.0006

Figura 24. Equipo de fondo y tuberías de revestimiento del pozo productor 02.

En la Figura 24 se presenta el diseño del equipo de fondo del pozo productor 02, compuesto por tres secciones de casing con diámetros de 13 3/8 in, 9 5/8 in y 7 in, cuyas profundidades se detallan en la Figura 32 del Anexo A1. Además, se localiza el asentamiento de la bomba a una profundidad de 6670.8 ft en MD. Se incluyeron las temperaturas ambientales de 60°F y la temperatura del reservorio de 223 °F, correspondiente a la profundidad final del pozo a 10338 ft en MD, para calcular el gradiente geotérmico. También se establecieron coeficientes de capacidades caloríficas medias predeterminados para el petróleo, agua y gas con el propósito de influir en la transferencia de calor, prevenir problemas como la formación de hidratos y garantizar la estabilidad de la formación geológica; de igual manera, para evitar la corrosión en las tuberías y el pozo.

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 Control de arena

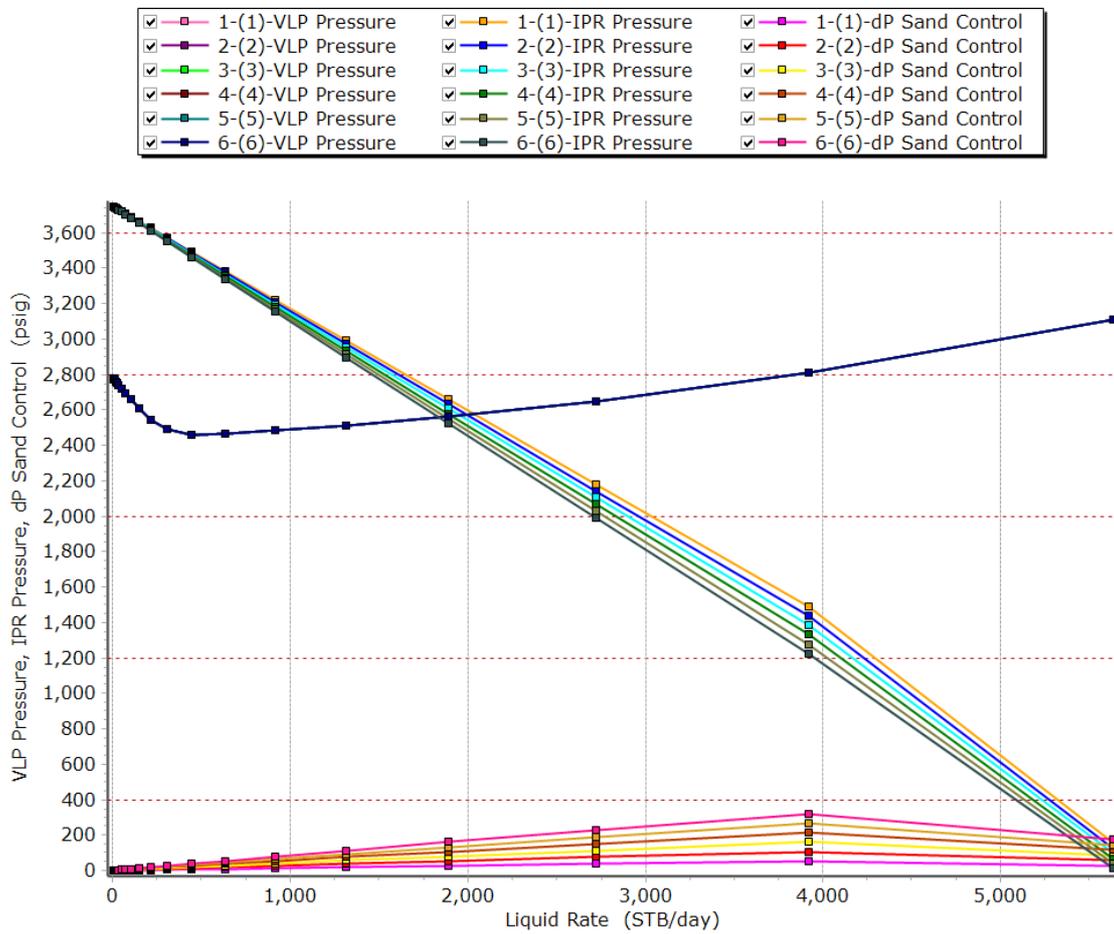


Figura 25. Control de arena y rendimiento del pozo productor 01.

En la Figura 25 se puede observar el aporte inicial del pozo productor 01 es de 1,900 bfpd y con la aplicación de la técnica gravel pack para un tamaño de grava de 20/40 y una permeabilidad de 350,000 mD se logra obtener 5,500 bfpd de 6,000 bfpd el cual corresponde al flujo abierto absoluto (AOF) y representa el valor de máximo aporte generado por las condiciones del empaquetamiento. Además, se puede visualizar que la curva de rendimiento de la elevación vertical (VLP) es constante para las diferentes longitudes de gravel pack que para el pozo productor 01 son aplicables de 1 a 6 pulgadas. Respecto a las condiciones de operación óptimas del rendimiento de entrada (IPR) son para una longitud de gravel pack de 6 pulgadas para control de arena, oferta y demanda.

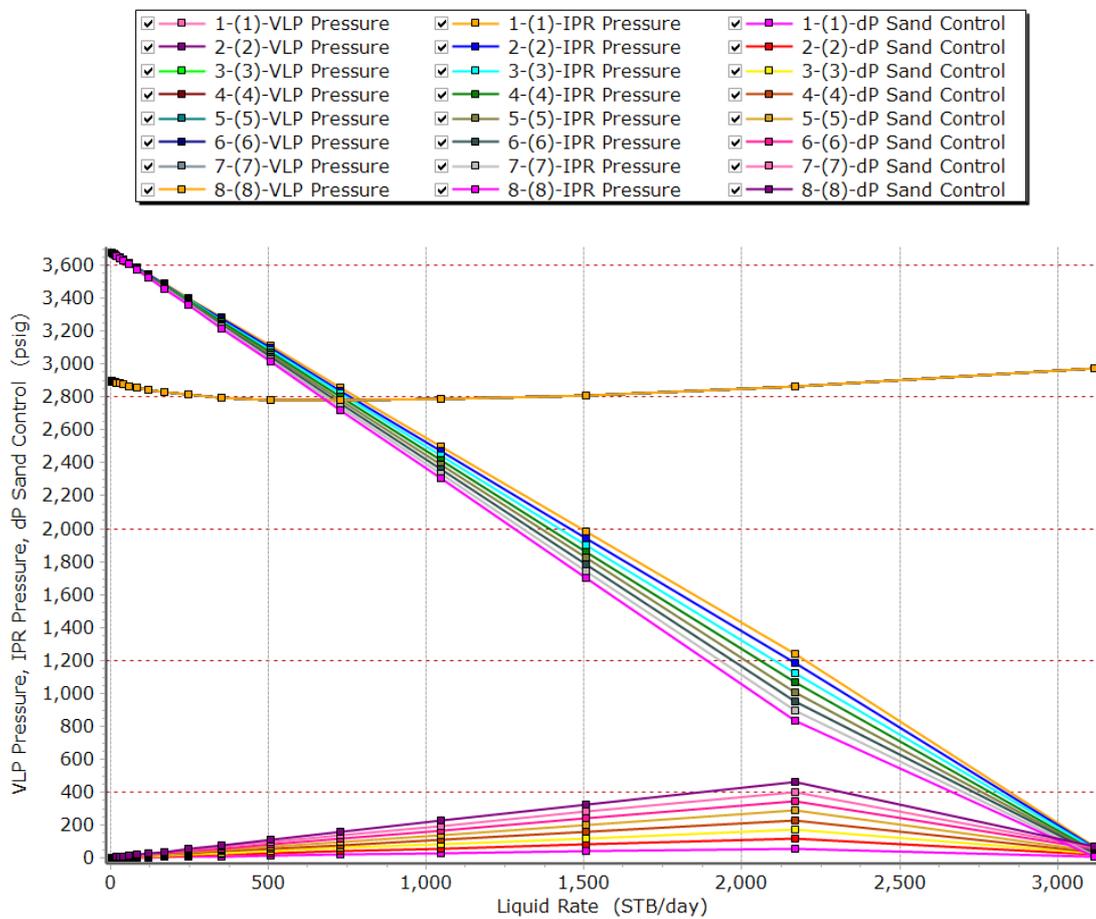


Figura 26. Control de arena y rendimiento del pozo productor 02.

En la Figura 26, se muestra que el pozo productor 02 inicialmente aporta 800 barriles por día (bfpd). Utilizando la técnica de gravel pack con un tamaño de grava de 16/20 y una permeabilidad de 500,000 mD, se logra aumentar la producción a 3,050 bfpd de un máximo potencial de 3,200 bfpd, que es conocido como el Flujo Abierto Absoluto (AOF) y representa la producción máxima posible bajo las condiciones de empaquetamiento.

Además, se observa que la curva de rendimiento de la elevación vertical (VLP) se mantiene constante en diferentes longitudes de gravel pack, que en el caso del pozo productor 02 van desde 1 hasta 8 pulgadas. En cuanto a las condiciones óptimas de operación para el rendimiento de entrada (IPR), se alcanzan con una longitud de gravel pack de 8 pulgadas para controlar la arena, la oferta y la demanda.

4.2 Eficiencias del sistema BES

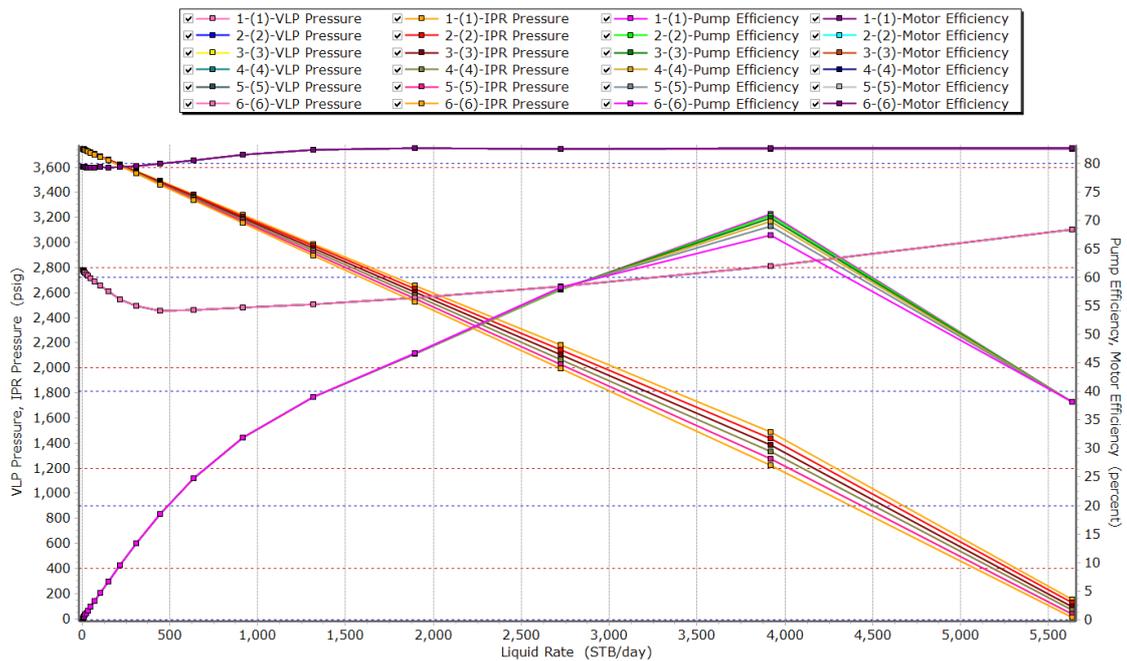


Figura 27. Eficiencia del sistema BES del pozo productor 01.

La eficiencia del equipo de fondo del conjunto de bombeo electro sumergible se puede observar en la Figura 27 dónde se obtiene una eficiencia de la bomba del 72% y una eficiencia del motor del 83% para las condiciones óptimas de operación del pozo productor 01 a 3,900 bfpd. Por otra parte, existe una caída en las curvas de la eficiencia de la bomba que llega hasta un 38% debido a que, a partir de 60 Hertz de operación de la bomba, la producción excede el límite de mejor eficiencia, pero se encuentra dentro del rango permisible máximo de 6000 bfpd. Las curvas de la eficiencia del motor para los diferentes tamaños de longitudes de gravel pack de 1 a 6 pulgadas se mantienen similares, pero en la eficiencia de la bomba existe una variación de 68% a 72% y las curvas de oferta y demanda son iguales a la del control de arena. De este modo, la implementación efectiva de la técnica de control de arena gravel pack permite mantener un funcionamiento

continuo y eficiente del BES, evitando la entrada de partículas abrasivas y prolongando la vida útil del equipo de fondo.

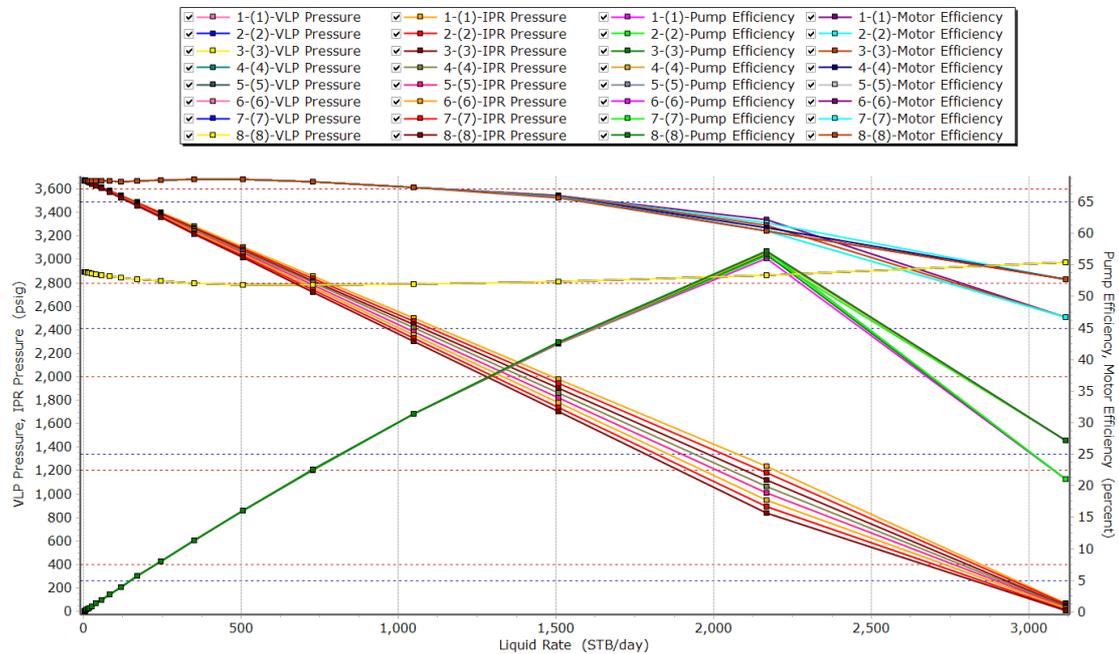


Figura 28. Eficiencia del sistema BES del pozo productor 02.

En la Figura 28 se ilustra el comportamiento de la eficiencia del equipo de fondo del conjunto de bombeo electro sumergible. Para condiciones óptimas de operación en el pozo productor 02 con una producción de 2,200 bfpd, se logra una eficiencia de la bomba del 55% y una eficiencia del motor del 60%. Sin embargo, es importante destacar que la eficiencia de la bomba experimenta una caída significativa, llegando a un promedio del 25%, cuando la operación de la bomba supera los 60 Hertz. Esto se debe a que la producción excede el límite de mejor eficiencia, aunque aún se encuentra dentro del rango permisible máximo de 5000 bfpd. Por otro lado, las curvas de eficiencia del motor se mantienen consistentes para los tamaños de longitudes de gravel pack de 1 a 4 pulgadas con 47% de eficiencia y del 5 a 8 con 52%, variando la eficiencia de la bomba de 53% a 54%. Además, las curvas de oferta y demanda siguen un patrón similar al control de arena. En resumen, la implementación exitosa de la técnica de control de arena gravel pack resulta fundamental para mantener un funcionamiento continuo y eficiente del equipo de fondo, evitando la entrada de partículas abrasivas y prolongando la vida útil del sistema.

4.3 Daño de la formación

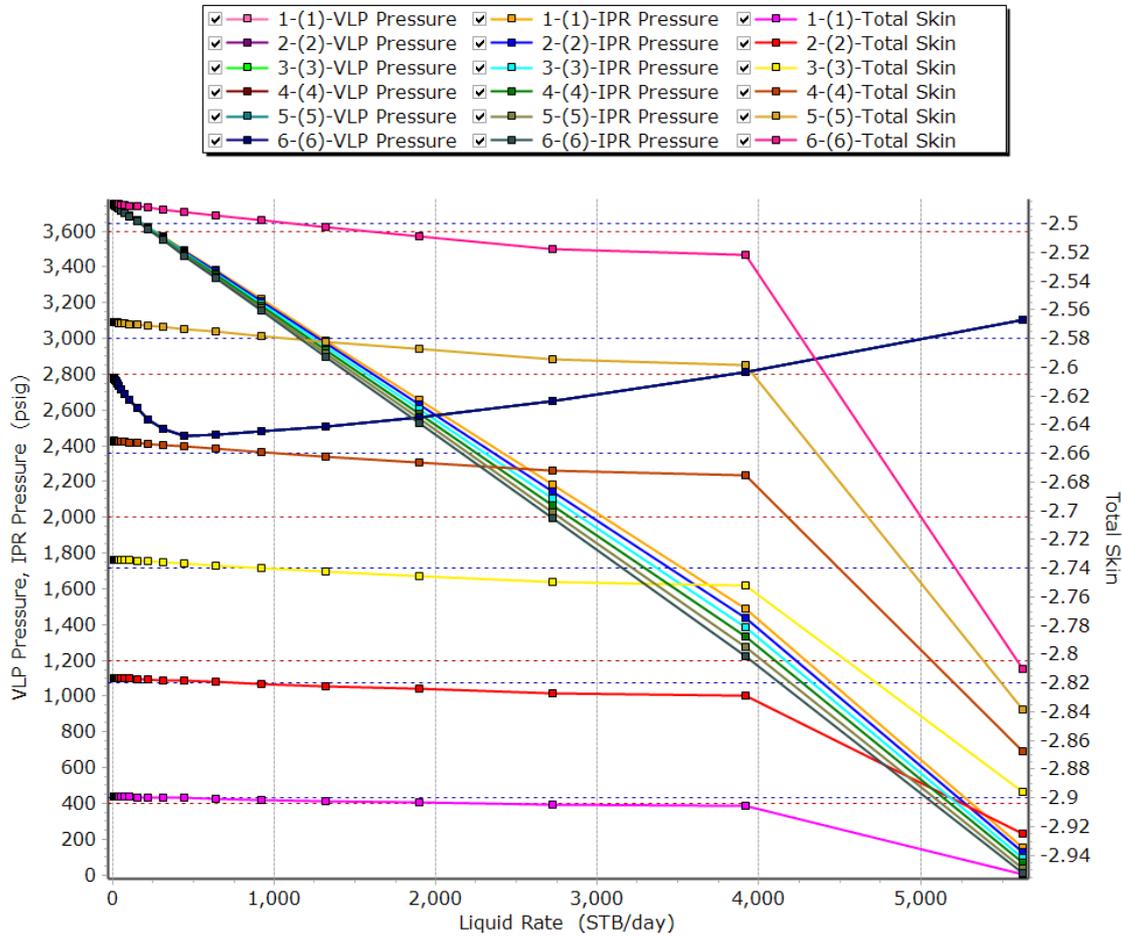


Figura 29. Daño de la formación con la técnica gravel pack del pozo productor 01.

Con base a la Figura 29 se puede observar el comportamiento del daño de la formación posterior a la aplicación de la técnica gravel pack para los diferentes tamaños de longitudes. En este caso, al utilizar un tamaño de grano de 20/40 en el pozo productor 01 se obtiene un daño de formación negativo de -2.8 hasta -2.96 lo cual busca mitigar los efectos negativos del daño en la formación. La grava seleccionada se utiliza para evitar la entrada de arena al pozo, al tiempo que mejora la permeabilidad de la formación, contribuyendo a reducir las tendencias hacia el daño positivo de S, lo que resulta en una producción más eficiente y una menor restricción de flujo en el yacimiento. La elección adecuada del tamaño de grano se convierte, en este contexto, en un factor crítico para lograr una operación eficiente.

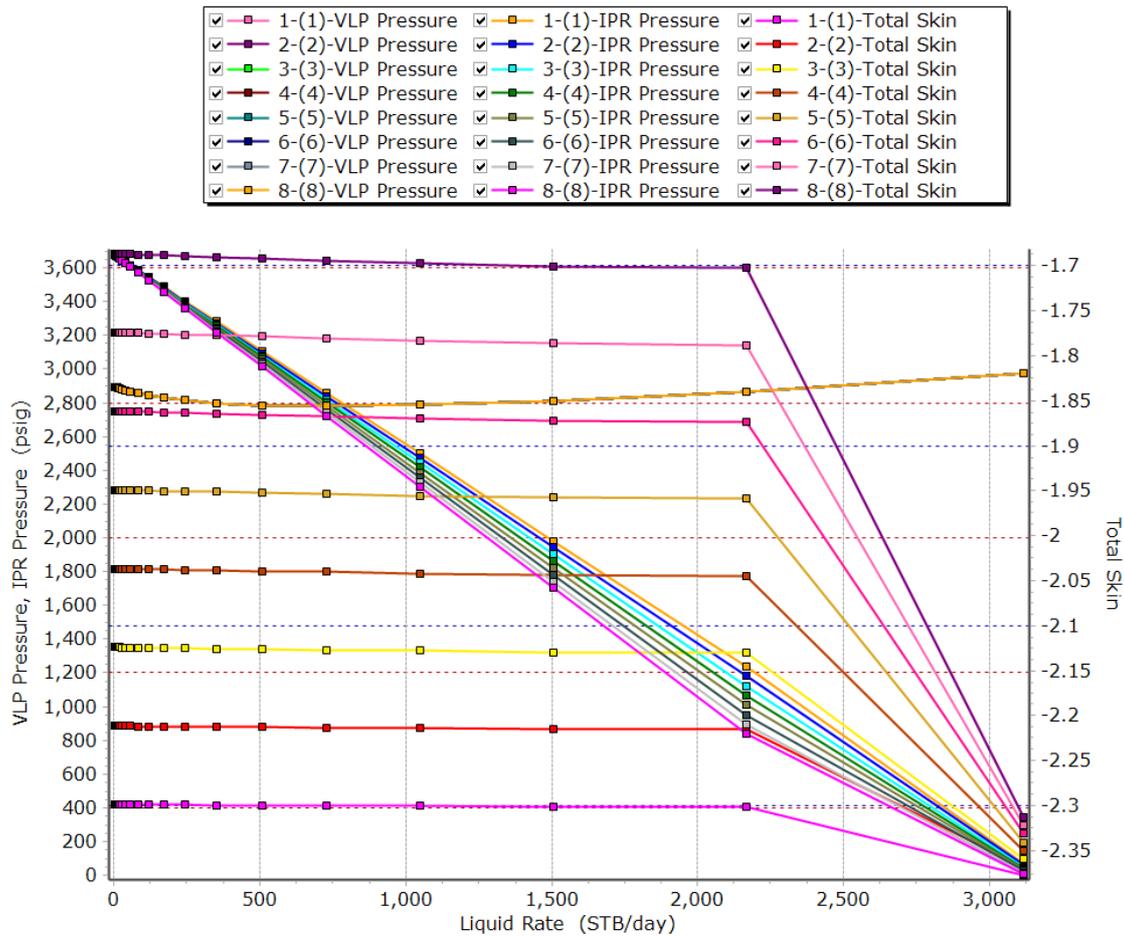


Figura 30. Daño de la formación con la técnica gravel pack del pozo productor 02.

La Figura 30 muestra el cambio del daño de la formación después de aplicar la técnica de gravel pack en función de diferentes longitudes. En el caso del pozo productor 02, al utilizar grava con un tamaño de grano de 16/20, se logra reducir el daño de formación, que va desde -2.32 hasta -2.38, lo que ayuda a contrarrestar los efectos negativos en la formación. La elección de esta grava específica tiene un doble propósito: evitar que la arena ingrese al pozo y al mismo tiempo mejorar la permeabilidad de la formación. Esto contribuye a reducir las tendencias hacia un daño de formación positivo, lo que sería perjudicial y, en cambio, permite una producción más eficiente con menos restricciones en el flujo del yacimiento. La importancia de seleccionar el tamaño de grano adecuado se subraya en este contexto como un factor crítico para el éxito de la operación.

4.4 Análisis económico

La finalidad del análisis económico de este proyecto es evaluar su viabilidad y calcular los beneficios económicos esperados. La evaluación de este proyecto se llevará a cabo

mediante la utilización de los indicadores financieros del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

✓ Consideraciones para la evaluación económica

Para realizar la evaluación económica del presente proyecto se considera lo siguiente:

- El periodo de evaluación será de 20 años (del 2023 al 2043).
- Para este proyecto se considera una tasa de interés activa máxima anual de 9,33% y una tasa de descuento de 10%.
- Se consideran 2 escenarios:
 1. Escenario actual; se toma el precio actual del barril de petróleo que es de 96.71 USD (Figura 31).
 2. Escenario pesimista; se toma un valor inferior al precio actual del barril de petróleo, para este caso se tomó 29 USD.



Figura 31. Precio actual del barril de petróleo, (*PrecioPetroleo.net, 2023*).

✓ **Costos de inversión (CAPEX) y costos de operación (OPEX)**

El concepto de CAPEX se refiere a la suma de recursos económicos que una empresa destina, por ejemplo, a la adquisición de maquinaria, propiedades o instalaciones industriales, con el propósito de mejorar su capacidad y eficiencia operativa.

El termino OPEX se relaciona con los gastos requeridos para llevar a cabo el desarrollo o la implementación de un negocio o proyecto. Estos costos se refieren específicamente a los gastos operativos necesarios para llevar a cabo cada uno de los pozos que están siendo analizados.

En la Tabla 4 se detalla los CAPEX Y OPEX para la implementación del sistema de bombeo electrosumergible y empaque de grava. Para la elaboración de dicha tabla se consultaron los trabajos: “Análisis y evaluación de resultados del uso de las técnicas de control de arena en el yacimiento M-1 del Campo Eden Yuturi” (Carrera, 2015), “Análisis técnico económico para el cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible en pozos con alto potencial en el área Sacha para incrementar la producción” (Vaca, 2012) y “Design and Economic Evaluation of the ESP and Gas Lift on the Dead Oil Well” (Hullio y otros, 2018).

Tabla 4. CAPEX Y OPEX para la implementación del BES y gravel pack (Elaboración propia, 2023).

CAPEX Y OPEX para la implementación del BES y gravel pack	Precio (\$)	Total (\$)
Movimiento y trabajo de la torre	97000	97000
Supervisión y transporte	8500	8500
Equipo BES de superficie y subsuelo	400000	400000
Supervisión e instalación del equipo BES	10000	10000
Químicos	5000	5000
Unidad de wireline, spooler y vacuum	10000	10000
Obras civiles	10000	10000
Unidad de bombeo y herramientas	30000	30000
Gravel pack (Equipos y personal)	234500	234500
Suministro de energía por año	1051200	21024000
Costos de funcionamiento por año	700000	14000000
Costos de mantenimiento por año	833333	16666660
Inversión total		52495660

✓ **Evaluación financiera**

A continuación, se evalúa la viabilidad del proyecto de control de arena en pozos con sistema de bombeo electrosumergible mediante la técnica de gravel pack para el incremento de la producción en la arena U Superior del Bloque 16, utilizando el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

✓ **Valor Actual Neto (VAN)**

El Valor Actual Neto (VAN) de un proyecto se define como el valor presente de los flujos de efectivo netos generados por una propuesta. Los flujos de efectivo netos representan la diferencia entre los ingresos y los egresos en intervalos periódicos. Para actualizar estos flujos netos, se emplea una tasa de descuento conocida como tasa de expectativa o tasa de oportunidad, la cual representa el rendimiento mínimo requerido por el proyecto para recuperar la inversión, cubrir los costos y generar ganancias (Mete, 2014).

La fórmula utilizada para calcular el VAN es la siguiente:

$$VAN = [\sum_{t=1}^n FE(t) * (1 + i)^{(0 - t)}] + I(0) \quad (3)$$

Donde:

VAN: Valor Actual Neto

FE (t): flujo de efectivo neto del período *t*

i: tasa de expectativa o alternativa/oportunidad

n: número de períodos de vida útil del proyecto

I (0): inversión inicial (neta de ingresos y otros egresos)

Es importante señalar que el cálculo del VAN convierte los ingresos y gastos en su valor equivalente en el momento inicial (período 0). Si se desea tomar como referencia otro período diferente, será necesario modificar la ecuación de acuerdo con ese período específico.

✓ Tasa Interno de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es otro criterio utilizado para la toma de decisiones en proyectos de inversión y financiamiento. Se define como la tasa de descuento que iguala el valor presente de los ingresos del proyecto con el valor presente de los egresos, haciendo que el Valor Actual Neto (VAN) sea igual a cero cuando se utiliza en su cálculo.

Este método se respalda en la idea de que proporciona una única cifra que resume el rendimiento generado por los fondos invertidos en el proyecto. La TIR se considera la tasa interna de rendimiento, ya que evalúa el rendimiento del dinero dentro del proyecto y no depende de las condiciones del mercado financiero (Mete, 2014).

El cálculo de la TIR puede volverse complicado cuando la vida útil del proyecto supera los dos períodos. En tal caso, se aborda la TIR como una incógnita en la ecuación del Valor Actual Neto, ya que es la única tasa que hace que dicho valor sea igual a cero.

$$VAN = \sum_{t=0}^n FE / (1 + TIR)^t = 0 \quad (4)$$

Donde:

TIR: Tasa Interna de Rendimiento/Retorno

VAN: Valor Actual Neto

FE(t): flujo de efectivo neto del período *t*

n: número de períodos de vida útil del proyecto

4.4.1 Escenario actual.

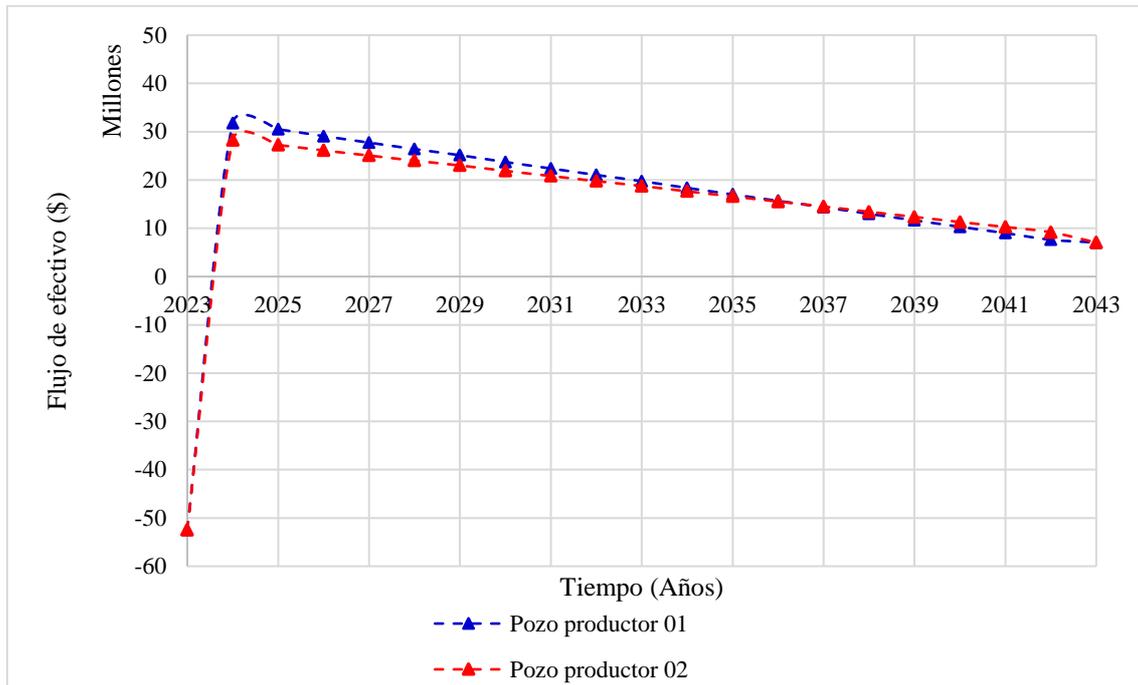


Figura 32. Flujo de efectivo del escenario actual, (Elaboración propia, 2023).

La Figura 32 muestra que tanto el pozo productor 01 como el pozo productor 02 requieren una inversión inicial de \$52495660, la cual se recupera en el segundo año de operación para ambos. Como resultado, el Valor Actual Neto del pozo productor 01 es de \$140902686.38 con una Tasa Interna de Retorno del 56%, indicando su viabilidad y rentabilidad. Del mismo modo, el pozo productor 02 tiene un Valor Actual Neto de \$126335196.69 y una Tasa Interna de Retorno del 50%, lo que demuestra su viabilidad y rentabilidad.

El análisis del VAN y la TIR es fundamental para evaluar proyectos de inversión, tomar decisiones financieras acertadas y asignar recursos de manera eficiente. Estas métricas proporcionan una visión clara de la rentabilidad y el rendimiento financiero de una inversión, lo que es esencial en el mundo empresarial y financiero.

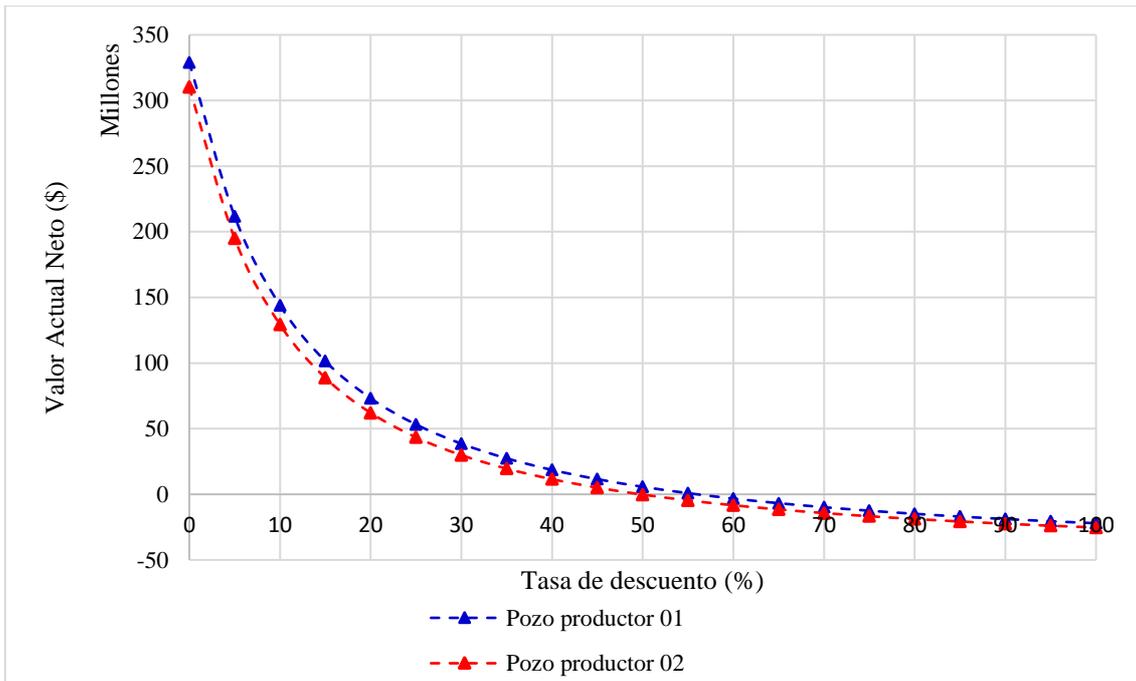


Figura 33. Valor Actual Neto (VAN) vs Tasa de descuento, (Elaboración propia, 2023).

De la Figura 33, se entiende que el proyecto de control de arena en pozos con sistema de bombeo electrosumergible mediante la técnica de gravel pack para el incremento de la producción en la arena U Superior del Bloque 16 es factible siempre y cuando la tasa de descuento sea inferior al 50%.

La Curva de VAN vs. Tasa de Descuento es una herramienta valiosa en el análisis financiero y de inversión, ya que ayuda a evaluar la sensibilidad de un proyecto a las tasas de descuento, determinar la TIR, comparar proyectos y comunicar los resultados de manera efectiva. Esto contribuye a una toma de decisiones más informada y sólida en el mundo de las finanzas y la inversión.

4.4.2 Escenario crítico.

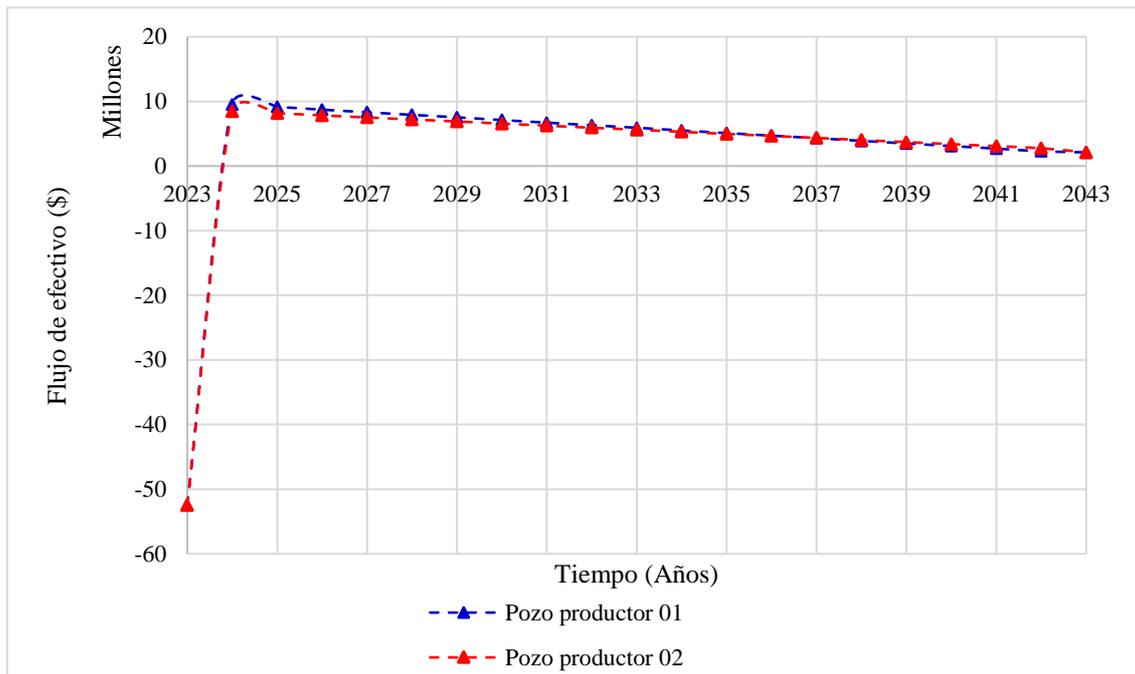


Figura 34. Flujo de efectivo del escenario pesimista, (Elaboración propia, 2023).

La Figura 34 revela que tanto el pozo productor 01 como el pozo productor 02 necesitan una inversión inicial de \$52495660, la cual se recupera en el séptimo año de operación en ambos casos. En consecuencia, el Valor Actual Neto del pozo productor 01 es de \$5497846.82 con una Tasa Interna de Retorno del 12%, lo que señala su viabilidad y capacidad de generar beneficios. De manera similar, el pozo productor 02 presenta un Valor Actual Neto de \$1129558.12 y una Tasa Interna de Retorno del 11%, lo que confirma su viabilidad y rentabilidad.

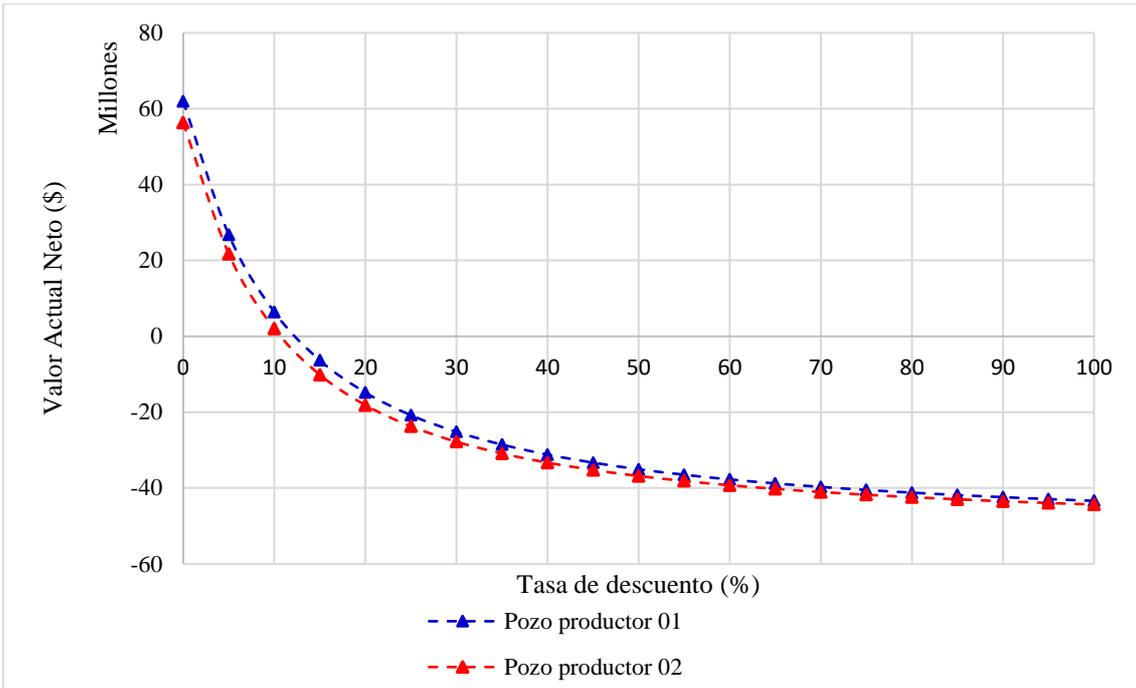


Figura 35. Valor Actual Neto (VAN) vs Tasa de descuento, (Elaboración propia, 2023).

A partir de la información proporcionada en la Figura 35, podemos concluir que el proyecto es viable en condiciones favorables, siempre y cuando la tasa de descuento sea menor al 10%.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- ❖ A través de la exhaustiva recopilación bibliográfica se ha identificado y comprendido los factores geológicos, operacionales y de diseño del sistema de levantamiento artificial de bombeo electro sumergible que ejercen una influencia significativa en la producción de arena. Esta investigación proporciona una base sólida para abordar de manera efectiva los desafíos relacionados con la producción de arena, la técnica gravel pack con el tamaño de grava óptimo y las condiciones específicas del yacimiento, permitiendo el desarrollo de estrategias y soluciones que mejoren la eficiencia de la producción y la rentabilidad de los equipos de fondo asociados al sistema de levantamiento artificial.
- ❖ La simulación realizada para determinar la productividad de los pozos mediante la técnica de gravel pack ha demostrado que esta estrategia es altamente efectiva en mejorar la producción de los pozos productores 01 y 02. El pozo productor 01 logró aumentar su producción desde un aporte inicial de 1,900 bfpd a 5,500 bfpd, acercándose al Flujo Abierto Absoluto (AOF) de 6,000 bfpd. Por otro lado, el pozo productor 02 inicialmente aportaba 800 bfpd y, mediante la técnica de gravel pack, incrementó su producción a 3,050 bfpd, acercándose al AOF de 3,200 bfpd. En términos de producción, el pozo productor 01 ha demostrado tener un rendimiento superior en comparación con el pozo productor 02; sin embargo, es importante destacar que ambos pozos han experimentado mejoras significativas en su producción debido a la implementación de la técnica de gravel pack.

- ❖ La elección del tamaño de grava de 20/40 o el 16/20, ha demostrado ser fundamental para reducir de manera significativa el daño de formación en los pozos analizados. Esto se tradujo en valores promedio de daño de formación que oscilaron entre -2.56 y -2.67. Además, las eficiencias del sistema de bombeo electro sumergible mostraron promedios del 77.5% para la bomba y el 83% para el motor en el pozo productor 01, mientras que en el pozo productor 02, promediaron alrededor del 55% para la bomba y el 60% para el motor. Estos resultados resaltan la importancia crítica de la selección adecuada del tamaño de grava en las operaciones de gravel pack para garantizar una producción eficaz y minimizar el daño en la formación.

- ❖ En el escenario actual muestra que los pozos productores 01 y 02 son inversiones sólidas y rentables con un VAN y TIR por encima del 50%. La viabilidad del proyecto se mantiene siempre que la tasa de descuento no supere el 50%. Mientras que, en el escenario crítico, incluso bajo condiciones pesimistas, los pozos siguen siendo viables con un VAN y TIR superiores al 10%. Sin embargo, se enfatiza la sensibilidad de la viabilidad al descuento, y se requiere una tasa inferior al 10% para que el proyecto sea rentable. La gestión precisa de la tasa de descuento y la mitigación de riesgos son esenciales para el éxito en este escenario desfavorable.

5.2 RECOMENDACIONES

- ❖ Desarrollar estudios geológicos detallados en los yacimientos para comprender mejor la naturaleza de la formación y su propensión a la producción de arena. Además, se sugiere llevar a cabo análisis operativos periódicos para monitorear y ajustar las variables de producción, como la velocidad de bombeo y la presión del pozo, con el fin de minimizar los riesgos de eficiencia de los equipos de fondo. Además, considerar la adopción de tecnologías y estrategias de diseño avanzadas, como la implementación de sistemas de control de arena más eficientes y la elección de materiales resistentes a la erosión.

- ❖ Realizar un análisis exhaustivo de los pozos existentes en el Bloque 16 para identificar los candidatos aptos para la aplicación de la técnica de gravel pack, evaluando la permeabilidad de la formación, el tamaño de grava ideal y las condiciones específicas del yacimiento. Además, se recomienda que las empresas realicen simulaciones similares en sus propios pozos para adaptar los parámetros de esta técnica a las características únicas de cada yacimiento, lo que optimizará la producción y reducirá los costos operativos.

- ❖ Es importante destacar que la gestión de la tasa de descuento es un factor crítico en la viabilidad de estos proyectos, tanto en el escenario actual como en el crítico. Por lo tanto, se recomienda mantener una estrategia de gestión financiera sólida que incluya la evaluación constante de las tasas de descuento y la implementación de medidas efectivas de mitigación de riesgos. Además, es esencial contar con planes de contingencia bien desarrollados para abordar situaciones adversas que puedan afectar la rentabilidad de los proyectos. La supervisión continua y el ajuste estratégico son clave para garantizar el éxito a largo plazo de estas inversiones.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ahad, N. A., Jami, M., & Tyson, S. (2020). A review of experimental studies on sand screen selection for unconsolidated sandstone reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(4), 1675–1688. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00826-y>
- Ben Mahmud, H., Leong, V. H., & Lestariono, Y. (2020). Sand production: A smart control framework for risk mitigation. *Petroleum*, 6(1), 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2019.04.002>
- Bergkvam, R. (2015). Parametric sensitivity studies of gravel packing.
- Castro, L., & Marcelo, S. (2019). Evaluación del cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo electro sumergible a bombeo hidráulico para la optimización energética en un campo petrolero.
- Chugá, M. (2015). Propuestas de optimización de los sistemas de re-inyección de agua de los Wellpads Amo y Wip S1, enfocando los resultados en mejorar la eficiencia energética, Mayo 2015.
- Dehghani, M. (1996). The 1 st International Applied Geological Congress.
- Delgado, J. (2016). Estudio del problema de arenamiento en pozos productores de gas, Propuesta de modelo.
- Elson et al. (1984). Foam gravel packing in highly deviated wells.
- Feng, Y.-C., Ma, C.-Y., Deng, J.-G., Li, X.-R., Chu, M.-M., Hui, C., & Luo, Y.-Y. (2021). A comprehensive review of ultralow-weight proppant technology. *Petroleum Science*. <https://doi.org/10.1007/s12182-021-00559-w>
- Flórez, A., & Uscategui, J. (2018). Evaluación técnica y financiera de la implementación de un sistema de bombeo mecánico con unidad hidráulica offshore en el pozo 13 del campo Trintes.

- Gaibor, A. (2013). Estudio de factibilidad para la implementación del sistema de Bombeo Hidráulico en pozos con bajo índice de productividad del Bloque 16.
- Garzón, G., & España, S. (2012). Implementación de la técnica Soil Washing (Lavado de suelos) para el tratamiento de las arenas de producción del campo La Hocha - Tesalia - Huila, república de Colombia; empresa ATP Ingeniería S.A.S.
- Guo, B., Liu, X., & Tan, X. (2017). Other Artificial Lift Methods. In *Petroleum Production Engineering* (pp. 603–635). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-809374-0.00018-0>
- Huera, J. (2013). Estudio de factibilidad técnico económica del dispositivo autónomo de control de flujo (AICD) en el Bloque 16.
- Khamehchi, E., Ameri, O., & Alizadeh, A. (2015). Choosing an optimum sand control method. *Egyptian Journal of Petroleum*, 24(2), 193–202. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2015.05.009>
- Maduabuchi, O. F., Appah, D., & Okoro, E. S. (2017). Relative Study of Internal Gravel Packing and Chemical Sand Consolidation: Sand Control Techniques of Niger Delta Wells. *American Journal of Engineering Research (AJER)*, 6, 261–268. www.ajer.org
- Morales, M. (2013). Mejoramiento del sistema de medición de prueba de pozos y BSW en las plataformas del Bloque 16 de Repsol.
- Nguyen, T. (2020). Electrical Submersible Pump (pp. 107–179). https://doi.org/10.1007/978-3-030-40720-9_3
- Nie, S., Li, H., Hu, Z., Wen, M., Gao, S., Zhang, H., Luo, H., & Zhang, L. (2023). A review of the research status and development prospects for gravel packing sand control in horizontal wells. *Geoenergy Science and Engineering*, 229, 212152. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212152>
- REPSOL. (2020). Informe de gestión integrado. www.cnmv.es

- Román, S. (2022). Análisis técnico para la inyección de polímeros en el yacimiento Basal Tena del campo Amo, Bloque 16.
- Salazar, D. (2020). Estudio de resultados de la aplicación de VACS (Vectored Annular Cleaning System) para la limpieza de arena en el fondo de un pozo productor de la Arenisca M-1.
- Sánchez, C. (2014). Estudio técnico-económico para implementar sistemas de control de arena (Gravel Pack y stand Alone) en pozos con alto ángulo de inclinación en la arena M1, campo Ginta, Bloque 16.
- Sarrafi Shirazi, A., & Frigaard, I. A. (2020). Gravel packing: How does it work? *Physics of Fluids*, 32(5). <https://doi.org/10.1063/5.0001607>
- Takacs, G. (2018a). Electrical Submersible Pump Components and Their Operational Features. In *Electrical Submersible Pumps Manual* (pp. 55–152). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814570-8.00003-9>
- Takacs, G. (2018b). Introduction. In *Electrical Submersible Pumps Manual* (pp. 1–10). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814570-8.00001-5>
- Villares, C. (2015). Análisis costo-beneficio de tecnologías de limpieza de arena en fondo de pozo del campo Shushufindi.
- Yépez, S. (2019). Optimización de la producción de un campo Z mediante el uso de análisis nodal y sensibilidades para pozos con problemas en operación de bombas electrosumergibles.

ANEXO A

Anexo A1 – Esquemas mecánicos de los pozos

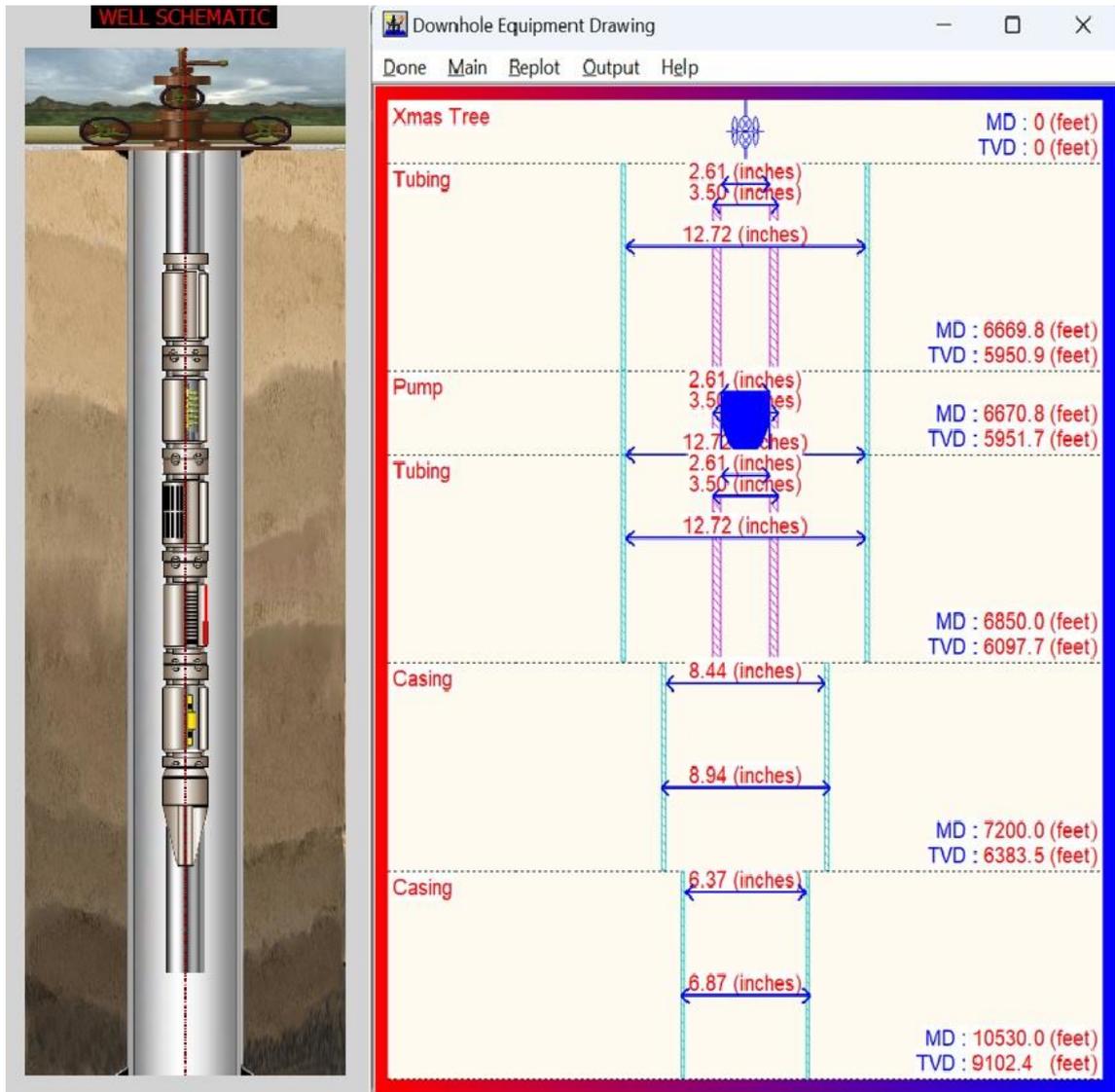


Figura 36. Dimensiones y profundidades del esquema mecánico del pozo productor 01 con la técnica de gravel pack.

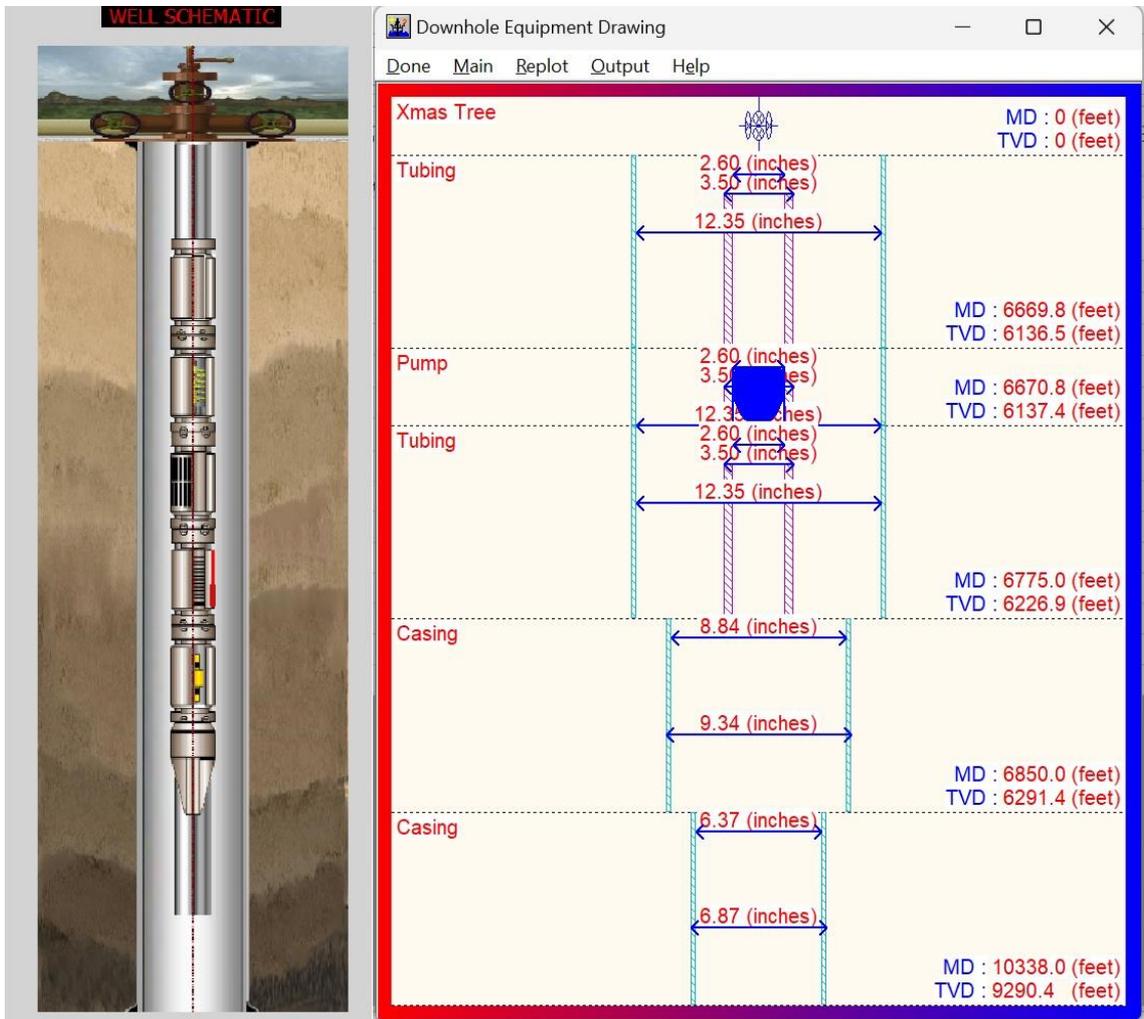


Figura 37. Dimensiones y profundidades del esquema mecánico del pozo productor 02 con la técnica de gravel pack.

Anexo A2 – Flujo de efectivo

Tabla 5. Escenario Actual.

Tiempo	Ingresos y Egresos (\$)	
Años	Pozo productor 01	Pozo productor 02
2023	-52495660	-52495660
2024	31769235	28239320
2025	30511231.32	27254812.2
2026	29086499.6	26121371
2027	27745131.9	25062396.5
2028	26403764.2	24003422
2029	25131060.6	23007309
2030	23721028.8	21885473
2031	22379661.1	20826498.5
2032	21038293.4	19767524
2033	19750889.88	18759805.8
2034	18355558	17649575
2035	17014190.3	16590600.5
2036	15672822.6	15531626
2037	14370719.16	14512302.6
2038	12990087.2	13413677
2039	11648719.5	12354702.5
2040	10307351.8	11295728
2041	8990548.44	10264799.4
2042	7624616.4	9177779
2043	7059830	7059830
VAN	140902686.4	126335196.7
TIR	0.559965345	0.497754428

Tabla 6. Escenario Crítico.

Tiempo	Ingresos y Egresos (\$)		
	Años	Pozo productor 01	Pozo productor 02
	2023	-52495660	-52495660
	2024	9526500	8468000
	2025	9149268	8172780
	2026	8722040	7832900
	2027	8319810	7515350
	2028	7917580	7197800
	2029	7535940	6899100
	2030	7113120	6562700
	2031	6710890	6245150
	2032	6308660	5927600
	2033	5922612	5625420
	2034	5504200	5292500
	2035	5101970	4974950
	2036	4699740	4657400
	2037	4309284	4351740
	2038	3895280	4022300
	2039	3493050	3704750
	2040	3090820	3387200
	2041	2695956	3078060
	2042	2286360	2752100
	2043	2117000	2117000
		5497846.824	1129558.116
		0.122450389	0.106810102