

EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO DUAL CON JET PUMP EN CASO DE FALLA DE BOMBA
ELECTROSUMERGIBLE EN POZOS REPRESENTATIVOS DEL CAMPO C

JUAN PABLO GARZÓN ALFONSO
PAOLA ANDREA ORJUELA CUERVO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.

2020

EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO DUAL CON JET PUMP EN CASO DE FALLA DE BOMBA
ELECTROSUMERGIBLE EN POZOS REPRESENTATIVOS DEL CAMPO C

JUAN PABLO GARZÓN ALFONSO
PAOLA ANDREA ORJUELA CUERVO

Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
JORGE IVÁN ESPINOSA
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C

2020

Nota de aceptación

Edinson Jiménez

Angie Tatiana Ortega

Bogotá, D.C., Agosto de 2020.

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA – PEÑA

Consejero institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigación

Dra. MARÍA CLAUDIA APONTE GONZÁLEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

Dedico de manera especial este proyecto a Dios a quien debo todo lo que tengo y todo lo que soy, por brindarme las capacidades necesarias para la culminación de esta importante etapa de mi vida.

En segundo lugar, a mis padres John y Flor Angela, por su gran esfuerzo y dedicación dándome una carrera para mi futuro, por su comprensión, apoyo y amor incondicional, por creer en mí y motivarme siempre a seguir mis sueños dando lo mejor de mí, sin ellos nada de esto sería posible.

Agradezco infinitamente a mi hermano y mejor amigo Julián, quien por sus palabras me hacía sentir orgulloso de quien soy, por siempre estar para mí desde que tengo memoria y por guiarme con sus consejos, su ejemplo y su amor.

A mi familia por sus oraciones, consejos y palabras de aliento, acompañándome en todos mis sueños y metas, en especial a Billy por su apoyo y amor incondicional, sin él esto tampoco sería posible. A mi novia y compañera de vida Valeria, por su inmenso amor y apoyo absoluto.

Finalmente, a mis amigos, quienes durante estos años me acompañaron y apoyaron en este bonito proceso, de los cuales me llevo las mejores historias y recuerdos juntos. A mi gran amiga y coautora del proyecto, Paola, facilitando el desarrollo de este proyecto dando lo mejor de sus capacidades.

Juan Pablo Garzón Alfonso

DEDICATORIA

Dedico este proyecto en primer lugar a Dios, ya que por él estoy donde estoy el día de hoy, porque ha sido su voluntad que yo pueda culminar esta etapa de mi vida y porque él es el que me ha dado las capacidades para llevar a cabo la ejecución de este proyecto, pues sin él no lo hubiera logrado. En segundo lugar, a mis padres Luis y Gloria ya que su amor incondicional y su arduo trabajo por brindarme una educación superior siempre resaltaron y fueron de gran importancia para que yo hoy pueda finalizar esta etapa.

Finalmente, a mis amigos, quienes durante estos años me acompañaron y juntamente trabajamos por culminar este proceso, de los cuales me llevo los mejores recuerdos a su lado, y al coautor del proyecto, Juan Pablo, porque sin su ayuda y esmero este proyecto no hubiera podido llegar a su fin.

Paola Andrea Orjuela Cuervo

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a la Fundación Universidad de América – Sede Cerros y a todo su equipo de docentes, quienes son responsables de nuestra formación académica y personal como ingenieros.

Al comité de trabajo de grado, quienes mediante su conocimiento y exigencias guiaron nuestro proceso de investigación por el mejor camino.

A GRAN TIERRA ENERGY, y específicamente al ingeniero Jorge Espinosa que junto con el equipo de producción-ALS, depositaron su confianza en nosotros para el desarrollo de la presente investigación.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	24
1. MARCO TEÓRICO	28
1.1. DESCRIPCIÓN DE LOS DIFERENTES SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	28
1.1.1. Bombeo electrosumergible.	29
1.1.2. Bombeo hidráulico.	30
1.1.3. Bombeo hidráulico tipo jet.	30
1.1.3.1. Principio de operación.	31
1.2. Y-TOOL	32
1.3. COMPLETAMIENTOS DUALES	33
2. METODOLOGÍA Y DATOS	35
2.1. ESTABLECER PARÁMETROS CRÍTICOS QUE GENERAN FALLA EN EL ACTUAL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	35
ESTABLECER PARÁMETROS CRÍTICOS QUE GENERAN FALLA EN EL ACTUAL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	36
2.2. SELECCIÓN DE PARÁMETROS PARA LA SIMULACIÓN DUAL CON JET PUMP	38
SELECCIÓN DE PARÁMETROS PARA LA SIMULACIÓN DUAL CON JET PUMP	39
2.3. REALIZAR SIMULACIÓN DUAL Y DE PRODUCCIÓN CON EL SOFTWARE SYAL	40
REALIZAR SIMULACIÓN DUAL Y DE PRODUCCIÓN CON EL SOFTWARE SYAL	40
2.3.1. Creación del pozo.	41
2.3.2 PVT.	43
2.3.3 Completamiento.	45
2.3.4 IPR	49
2.3.5. Bombeo jet.	50
2.4. ESTIMACIÓN DE EFICIENCIA	52

2.5. EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA	53
3. RESULTADOS	55
3.1. DETERMINACIÓN DE CAUSA RAÍZ DE FALLA DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ACTUAL DE LOS POZOS	55
3.2. SELECCIÓN DE LOS PARÁMETROS PARA LA SIMULACIÓN	58
3.3. SIMULACIÓN SOFTWARE SYAL	61
3.3.1. Pozo KYC-25	62
3.3.1.1. Creación del pozo.	62
3.3.1.2. PVT.	62
3.3.1.3. Completamiento	63
3.3.1.4. IPR.	66
3.3.1.5. Bombeo jet.	67
3.3.2. Pozo KYC-22.	69
3.3.2.1. Creación del pozo.	69
3.3.2.2. PVT.	70
3.3.2.3. Completamiento	71
3.3.2.4. IPR.	72
3.3.2.5. Bombeo Jet.	74
3.3.3. Pozo KYC-11.	77
3.3.3.1. Creación del pozo.	77
3.3.3.2. PVT.	77
3.3.3.3. Completamiento.	78
3.3.3.4. IPR.	80
3.3.3.5. Bombeo Jet.	82
3.3.4. Pozo KYC-01.	84
3.3.4.1. Creación del pozo.	84
3.3.4.2. PVT.	85
3.3.4.3. Completamiento.	86
3.3.4.4. IPR.	88
3.3.4.5. Bombeo jet.	88
3.3.5. Pozo CZ-01.	91
3.3.5.1. Creación del pozo.	91

3.3.5.2. PVT.	92
3.3.5.3. Completamiento.	93
3.3.5.4. IPR.	95
3.3.5.5. Bombeo jet.	96
3.4. ESTIMACIÓN DE EFICIENCIA DEL BOMBEO TIPO JET	98
3.3.1. Pozo KYC-25	99
3.3.2. Pozo KYC-22	100
3.3.3. Pozo CZ-01	101
3.5. ANÁLISIS FINANCIERO	103
3.5.1. KYC-25.	104
3.5.1.1. VPN.	106
3.5.1.2. TIR.	108
3.5.2. KYC-22.	109
3.5.2.1. VPN.	110
3.5.2.2. TIR.	112
3.5.3. CZ-01.	113
3.5.3.1. VPN.	114
3.5.3.2. TIR.	117
4. CONCLUSIONES	118
5. RECOMENDACIONES	120
BIBLIOGRAFÍA	121

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Causa de falla de los pozos	55
Tabla 2. Datos de reservorio	58
Tabla 3. Datos generales KYC-25	62
Tabla 4. Propiedades PVT de los Fluidos	63
Tabla 5. Datos generales KYC-22	70
Tabla 6. Propiedades PVT de los Fluidos	70
Tabla 7. Datos generales KYC-11	77
Tabla 8. Propiedades PVT de los Fluidos	78
Tabla 9. Datos Generales KYC-01	85
Tabla 10. Propiedades PVT de los Fluidos	85
Tabla 11. Datos Generales CZ-01	92
Tabla 12. Propiedades PVT de los Fluidos	92
Tabla 13. Renta de equipos	104
Tabla 14. Inversión Jet Pump	104
Tabla 15. Diferidas ESP vs producción con Jet Pump de un tiempo de parada de 10 días	105
Tabla 16. Diferidas ESP vs producción con Jet Pump de un tiempo de parada de 30 días	105
Tabla 17. Diferidas ESP vs producción con Jet Pump de un tiempo de parada de 60 días	105
Tabla 18. Análisis financiero del sistema dual con jet pump para 10 días de parada	106
Tabla 19. Análisis financiero del sistema ESP para 10 días de parada	106
Tabla 20. Análisis financiero del sistema dual con jet pump para 30 días de parada	107
Tabla 21. Análisis financiero del sistema ESP para 30 días de parada	107
Tabla 22. Análisis financiero del sistema dual con jet pump para 60 días de parada	107
Tabla 23. Análisis financiero del sistema ESP para 60 días de parada	108
Tabla 24. Inversión Jet Pump	109
Tabla 25. Diferidas ESP vs producción con Jet Pump de un tiempo de parada de 10 días	109
Tabla 26. Diferidas ESP vs producción con Jet Pump de un tiempo de parada de 30 días	109
Tabla 27. Diferidas ESP vs producción con Jet Pump de un tiempo de parada de 60 días	110
Tabla 28. Análisis financiero del sistema dual con jet pump para 10 días de parada	110
Tabla 29. Análisis financiero del sistema ESP para 10 días de parada	111

Tabla 30. Análisis financiero del sistema dual con jet pump para 30 días de parada	111
Tabla 31. Análisis financiero del sistema ESP para 30 días de parada	111
Tabla 32. Análisis financiero del sistema dual con jet pump para 60 días de parada	112
Tabla 33. Análisis financiero del sistema ESP para 60 días de parada	112
Tabla 34. Inversión Jet Pump	113
Tabla 35. Diferidas ESP vs producción con Jet Pump de un tiempo de parada de 10 días	113
Tabla 36 Diferidas ESP vs producción con Jet Pump de un tiempo de parada de 30 días.	114
Tabla 37 Diferidas ESP vs producción con Jet Pump de un tiempo de parada de 60 días.	114
Tabla 38. Análisis financiero del sistema dual con jet pump para 10 días de parada	115
Tabla 39. Análisis financiero del sistema ESP para 10 días de parada	115
Tabla 40. Análisis financiero del sistema dual con jet pump para 30 días de parada	115
Tabla 41. Análisis financiero del sistema ESP para 30 días de parada	116
Tabla 42. Análisis financiero del sistema dual con jet pump para 60 días de parada	116
Tabla 43. Análisis financiero del sistema ESP para 60 días de parada	116

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Mecanismos de producción	29
Figura 2. Diagrama ESP	30
Figura 3. Circulación estándar y en reversa de la bomba	31
Figura 4. Elementos de superficie del sistema de bombeo tipo jet	32
Figura 5. Y-Tool	33
Figura 6. Diagrama de completamiento dual	34
Figura 7. ALS Database GTE (GTEC, ALS DATABASE GTEC (2009-2020))	37
Figura 8. Evidencia Fotográfica (GTEC, Reportes Teardowns)	37
Figura 9. Datos Reservorio	39
Figura 10. Datos Generales	41
Figura 11. Características el pozo y flujo	42
Figura 12. Datos Reservorio	43
Figura 13. Correlación PVT	43
Figura 14. Propiedades PVT de los fluidos	44
Figura 15. Análisis PVT	45
Figura 16. Trayectoria del pozo	45
Figura 17. Revestimiento	46
Figura 18. Intervalos de Disparo	46
Figura 19. Ensamblaje de Fondo	47
Figura 20. Accesorios	47
Figura 21. Gradiente de Temperatura	48
Figura 22. IPR	49
Figura 23. IPR Calculado	49
Figura 24. Diseño Bombeo Jet	50
Figura 25. Selección Garganta y Boquilla	51
Figura 26. Ruptura de eje	56
Figura 27. Corte estator	57
Figura 28. Completamiento propuesto KYC-25	65
Figura 29. Reporte Bombeo Jet KYC-25	67
Figura 30. Variables Simuladas KYC-25	68
Figura 31. Sensibilidades KYC-25	69
Figura 32. Completamiento propuesto KYC-22	72
Figura 33. Reporte Bombeo Jet KYC-22	74
Figura 34. Variables Simuladas KYC-22	75
Figura 35. Sensibilidades KYC-22	76
Figura 36. Completamiento propuesto KYC-11	80
Figura 37. Reporte Bombeo Jet KYC-11	82
Figura 38. Variables Simuladas KYC-11	83
Figura 39. Sensibilidades KYC-11	84

Figura 40. Completamiento propuesto KYC-01	87
Figura 41. Reporte Bombeo Jet KYC-01	89
Figura 42. Variables Simuladas KYC-01	90
Figura 43. Sensibilidades KYC-01	91
Figura 44. Completamiento propuesto CZ-01	94
Figura 45. Reporte Bombeo Jet CZ-01	96
Figura 46. Variables Simuladas CZ-01	97
Figura 47. Sensibilidades CZ-01	98

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Grafica 1. Condiciones de presión y temperatura de los pozos	59
Grafica 2. Producción de fluido y BSW de los pozos	60
Grafica 3. Producción de petróleo	61
Grafica 4. IPR Pozo KYC-25	66
Grafica 5. IPR Pozo KYC-22	73
Grafica 6. IPR Pozo KYC-11	81
Grafica 7. IPR Pozo KYC-01	88
Grafica 8. IPR Pozo CZ-01	95
Grafica 9. Eficiencia volumétrica con Jet Pump	102
Grafica 10. Reducción de diferidas con Jet Pump	103

LISTA DE ECUACIONES

	Pág.
Ecuación 1. IP	50
Ecuación 2. Eficiencia	52
Ecuación 3. TIR	53
Ecuación 4. VPN	53

LISTA DE DIAGRAMAS

	Pág.
Diagrama 1. Parámetros críticos que generan en el actual sistema de levantamiento	36
Diagrama 2. Parámetros para la simulación con jet pump	39
Diagrama 3. Simulación software Syal	40
Diagrama 4. Estimación de la eficiencia	52
Diagrama 5. Evaluación técnico - financiera	53

ABREVIATURAS

°F	Grados fahrenheit / Unidad de medida de temperatura
USD	Dólares
GTEC	Gran Tierra Energy Colombia
MD	Mesured Depth / Profundidad medida
TVD	True Vertical Depth / Profundidad vertical verdadera
FT	Pies / Medida de longitud en el sistema inglés
BBL	Barriles / Unidad de medida de volumen
IPR	Inflow Performance Relationship / Relación de rendimiento de entrada
ALS	Artificial Lift System / Sistema de levantamiento artificial
VPN	Valor presente neto
TIR	Tasa interna de retorno
NPT	Not Productive Time/ tiempos no productivos
VAN	Valor Actual Neto
MTBF	Media Time Between Failures/Tiempo Medio Entre Fallas

GLOSARIO

BACK UP: Soporte, respaldo.

BOQUILLA: tubos adicionales de pequeña longitud constituidos por piezas tubulares adaptadas a los orificios. Se emplean para dirigir el chorro líquido.

COMPLETAMIENTO: terminación al conjunto de trabajos que se realizan en un pozo después de la perforación o durante la reparación, para dejarlos en condiciones de producir eficientemente los fluidos de la formación o destinarlos a otros usos, como inyección de agua o gas.

DIFERIDAS: Es el volumen de crudo que por diversas razones no se produce de acuerdo con el potencial esperado en un determinado momento. Es cuanto se dejó de ganar respecto a lo que se tenía planeado (Dinero).

ESP: Bomba eléctrica de fondo de pozo que se utiliza en la producción de petróleo pesado, diseñada con configuraciones de álabes y aletas para admitir pérdidas friccionales y eficiencias de bomba causadas por la viscosidad del petróleo pesado.

JET PUMP: Un tipo de bomba que opera sobre la base del principio de un chorro de fluido de alta presión y el efecto Venturi que genera

PACKER: Un dispositivo de fondo de pozo utilizado en casi todas las terminaciones para aislar el espacio anular del conducto de producción, posibilitando un proceso controlado de producción, inyección o tratamiento.

RUN LIFE: Tiempo de vida operativo de un equipo o herramienta.

SLIDING SLEEVE: Un dispositivo de terminación de pozos que puede ser operado para proporcionar un trayecto de flujo entre el conducto de producción y el espacio anular. Las camisas de deslizamiento están provistas de un sistema de orificios que pueden abrirse o cerrarse.

SYAL: es una aplicación web desarrollada por la empresa Sertecpet Se usa para el diseño de sistemas de levantamiento artificial de petróleo mediante bombeo hidráulico tipo jet.

WORKOVER: Procedimiento realizado en el pozo para incrementar producción y condiciones adversas.

Y-TOOL: herramientas Y, se utilizan para acceder al pozo debajo de un sistema de bombeo sumergible eléctrico (ESP) sin tener que recuperarlo. Esto permite la

estimulación, el registro de la producción, las pruebas y las intervenciones en línea fija o tubería flexible sin tener que desplegar una plataforma de reparación y tirar de la terminación.¹

¹ Schulumberger, Oilfield Glossary en español, [Sitio WEB]. EEUU. La entidad. [consultado: 14 de mayo de 2020]. Y Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>

RESUMEN

La principal desventaja del bombeo electro sumergible es que, a pesar de sus altos índices de producción, en caso de falla, las pérdidas por costos de intervención, afectación al skill schedule y compra de una nueva bomba son muy altos, adicionales a las pérdidas en ganancias netas por las diferidas asociadas al tiempo de parada. En el Campo C cuando el sistema de levantamiento artificial ESP de los pozos falla, la compañía debe realizar un proceso de convocatoria con el fin de contratar un workover y por ende ampliar el presupuesto de inversión de trabajos en fondo, dejando como consecuencia el aumento de los tiempos de parada generando mayores diferidas.

En este trabajo de grado se evalúa la implementación de un sistema de levantamiento dual con Jet pump en caso de falla de bomba electrosumergible en pozos representativos del campo C, mediante una simulación de producción en el software Syal, determinando la configuración más optima e ideal del bombeo Jet, asegurando un desempeño acorde al potencial de producción del pozo generando una reducción de diferidas en el periodo de falla de la bomba ESP.

Dicha simulación se va a realizar para 5 pozos representativos del Campo C. En primera estancia evaluando la posibilidad de implementar dicho sistema mecánicamente percatándose que la configuración dual sea capaz de asegurar una eficiencia volumétrica viable con respecto a la producción generada con ESP.

Para finalizar se determina la viabilidad del proyecto económicamente analizando la reducción de diferidas evaluadas en 3 escenarios de periodos de falla representativos junto con el análisis de los indicadores TIR y VPN los cuales determinan las ganancias hasta de 710.000 USD generadas por la implementación del sistema propuesto en el caso específico de dos de los pozos evaluados.

Palabras claves: Diferidas, Bombeo Jet, configuración dual, ESP.

ABSTRACT

The biggest disadvantage of electric submersible pumping is that, despite its high production rates, in the event of failure, intervention costs losses, skill schedule affecting and purchasing a new pump are very high, in additional losses of net earnings by the associated downtimes not producing times deferrals. In Field C when the ESP artificial lifting system of the wells fails, the company must carry out an announcement in order to contract a workover and therefore expand the investment budget of bottom works, leaving as a consequence the increase of downtimes generating higher deferrals.

In this degree project, the implementation of a dual lifting system with Jet pump is evaluated in the event of failure of an electric-submersible pump in representatives wells of Field C, through a production simulation in the Syal software, determining the most ideal and optimal configuration of the Jet pumping, ensuring performance in accordance with the production potential of the well, generating a deferrals reduction in the failure period of the ESP pump.

The simulation will be carried out for 5 representative wells of Field C, Evaluating the mechanically system implementing possibility, realizing that the dual configuration is capable of ensuring a viable volumetric efficiency with respect to the production generated with ESP. ensuring that the dual configuration is able to control a viable volumetric efficiency comparing to the ESP production generated .

Finally, the viability of the project is determined by an economical analyzing of the deferrals reduction evaluated in 3 scenarios failures periods with the analysis of the TIR and VPN indicators, which determine earnings up to 710,000 USD generated by the implementation of the proposed system in two of the evaluated wells.

key words: deferred, jet pumping, dual configuration, ESP

INTRODUCCIÓN

Durante el año 2007 la compañía Gran Tierra Energy Inc., en Colombia descubrió el Campo C ubicado en Villa Garzón en la Cuenca del Putumayo el cual se encuentra produciendo desde el año 2007. Actualmente este campo consta de 38 pozos distribuidos entre 27 pozos productores y 11 inyectores. Con el paso del tiempo el Campo C se ha convertido en uno de los activos más importantes de la compañía debido a su alta producción de hidrocarburo.

Se ha evidenciado que se presentan fallas recurrentes del sistema de levantamiento artificial de diferentes pozos en el campo, por lo cual se va tomar como referencia de estudio 5 de estos pozos, al generarse dicha falla se genera una pérdida de producción inmediata asociadas a los NPT (Not Productive time) desencadenando unas pérdidas diferidas de 1'072.652 USD, las cuales fueron calculadas del último periodo de falla, impactando directamente en el Skill-Schedule y en la proyección de producción del campo.

Al no dar una pronta solución del problema se continuarán viendo considerables inclinaciones negativas en las proyecciones productivas del campo mostrando un continuo aumento de sobrecostos hasta de 520.000 USD por movilizaciones y trabajos de Workover de emergencia requeridos al momento del fallo de la bomba y disminución de producción generando diferidas de 20.613 barriles de petróleo fiscalizadas y comercializados a un precio de venta de 1'072.652 USD.

Por tal motivo el objetivo de este proyecto es generar beneficio a la compañía sacando provecho de un sistema de levantamiento de configuración dual con jet pump que disminuya los tiempos no productivos asociados a la falla del sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible de los pozos del campo, de esta manera ofrecer una solución temporal hasta el momento de planeación e intervención de la nueva ESP o evaluando las condiciones actuales del pozo y su potencial para determinar la posibilidad de continuar produciendo con sistema de levantamiento hidráulico tipo Jet disminuyendo así sobrecostos, reduciendo tiempos de parada y no alterar la planeación previamente propuesta por el equipo de ALS alargando la vida útil del pozo y dando cumplimiento a las metas propuestas.

Adicional a esto los Teardowns realizados por la empresa a los sistemas de levantamiento de bomba electrosumergible con fallas en el campo, arrojaron posibles causas enfocadas al alto corte de agua de formación y su composición incrustante, precipitación de inorgánicos, fallas de generación, precipitación de parafinas y asfáltenos, formación de emulsiones, entre otros factores críticos que pueden ocasionar daño o ruptura en componentes cruciales provocando un fallo permanente en el sistema.

Por lo que, haciendo uso de la recopilación del análisis realizado a una bomba fallada en el Campo, se logró identificar del último periodo de falla de la bomba, formación de scale debido al alta composición incrustante del agua de formación y corrosión que trajo como consecuencia ruptura de eje de la bomba, sobredimensión y subdimensión en el diseño de la bomba entre otras causas.²

Para realizar la evaluación de la implementación de un sistema de levantamiento dual con Jet pump en caso de falla de bomba electrosumergible en pozos representativos del Campo C, se tomó como referencia el paper Digital Solutions to Optimize Jet Pump Technology for Production Enhancement(SPE- 195261- MS) el cual describe que mediante la simulación en CDF de la bomba tipo jet se comprobó que invirtiendo las rutas de flujo , mediante varias configuraciones de garganta y boquilla basándose en el análisis digital se reduce la probabilidad de cavitación y recirculación de flujo en ubicaciones críticas. Las pruebas de laboratorio corroboraron con resultados de análisis digitales una mejora en la vida operativa de la tecnología de la bomba de método inverso. Este trabajo aclara el uso de soluciones digitales para la optimización del diseño de nuevas tecnologías de producción y subraya el diseño basado en simulación como un método más rápido y rentable³, además del paper Successful Logging Operations Through Y-Tool; Challenges and Lessons Learned On Restrined Completions. (SPE-192362- MS) el cual expone a partir de lecciones aprendidas de trabajara con una Y-tool la importancia de la información del BHA si los sellos se ubican en la bobina como es el completamiento original, estos no serán expuestos a ningún cruce o cambio de dimensión por lo cual hay mayores oportunidades de éxito. Dentro de la configuración de la Y-tool hay una sección de un anillo espaciador donde hay un cambio abrupto de OD en donde hay altas posibilidades de desprendimiento por fricción de los escombros, por lo cual se llega a la conclusión de que una excelente instalación de un anillo espaciador diseñado para reducir el OD aumenta las posibilidades de éxito.⁴

Otro caso de éxito está expuesto en el paper Jet Pump Testing in Italian Heavy Oilsf (SPE- 27595) el cual habla de pozos probados en Italia en los cuales fue un éxito remplazar el sistema de levantamiento ESP por una bomba tipo Jet, pues arrojan como resultado la gran diferencia de costos entre los dos sistemas de levantamiento, donde la bomba tipo Jet corre con un costo de US \$ 70000 versus US \$ 400000-600000 para reemplazo de ESP, además de esto queda demostrado que a pesar de que la eficiencia de la bomba jet no sea la más óptima , ya que en este estudio fue menos que la de la teoría dado a que llego solo dentro del 20%-

²GRAN TIERRA ENERGY. Teardown 2019 Campo C. 2019

³ Kedar Deshpande, Michael Knoeller, Vivek Patkar, Weatherford, Digital Solutions to Optimize Jet Pump Technology for Production Enhancement, 2019. Paper, Society of Petroleum Engineers (SPE).

⁴ Amed R. Al Zahrani, Terty C. Kalu Ulu, Ahmed N. Al Nasser, Salem F. Al Yami, Saudi Aramco, Schulumberger, Successful Logging Operations Through Y-Tool; Challenges and Lessons Learned on Restricted Completions, 2018. Paper, Society of Petroleum Engineers (SPE).

30%, el levantamiento fue suficiente para producir los barriles que la ESP estaba arrojando, a pesar de que en estas pruebas la eficiencia fuera baja y haya funcionado, se llega a tomar una recomendación: la cual es operar la bomba bajo relación M ((tasa de pozo / tasa de diluyente) en el rango 1.0-2.0 ya que las pruebas con valores de relación M superiores a 3.0 muestran una eficiencia de bomba muy baja no aceptable, el cual dio como resultados la reducción de los problemas operativos (taponamiento, incrustación, parafinas, etc.), aconsejando la selección de combinaciones de boquilla y área de garganta más grandes de las adecuadas.⁵

A partir de la determinación de la causa raíz de fallas existentes en el actual sistema de levantamiento (ESP) para los pozos KYC-01, CZ-1, KYC-11, KYC-22 Y KYC-25, el adecuado suministro de parámetros para la simulación, la correcta simulación de Jet Pump con el software SYAL y la elección de este sistema como sistema de levantamiento dual para los pozos en cuestión, llevara a la optimización de producción mitigando las diferidas vinculadas a los NPT ocasionados por las fallas del actual sistema de levantamiento artificial ESP, disminuyendo así también los gastos ocasionados por la modificación del Skill Schedule .

Por ende y durante el desarrollo del trabajo se buscará evaluar la implementación de un sistema de levantamiento dual con Jet pump en caso de falla de bomba electrosumergible en pozos representativos del campo C. De tal manera que se logre:

- Establecer los parámetros críticos que generan las fallas actuales en el sistema de levantamiento ESP.
- Realizar la selección de los parámetros requeridos para la simulación de la configuración dual con Jet Pump para los pozos.
- Realizar la simulación correspondiente a la configuración dual y producción en los pozos seleccionados del campo C mediante el software SYAL.
- Estimar la eficiencia de la configuración propuesta respecto a la usada actualmente mediante la comparación de caudales de producción arrojados y los reportados por la compañía.
- Determinar la viabilidad del proyecto mediante una evaluación financiera que involucre el cálculo de reducción de costos asociados a diferidas generadas por falla de la bomba electrosumergible y el análisis de indicadores económicos VPN y TIR.

⁵ Giambista de Ghetto, Paolo Giunta, Jet Pump Testing in Italian Heavy Oils, 1994, Paper, Society of Petroleum Engineers (SPE).

El desarrollo del objetivo uno y dos se realizara en el capítulo de metodología y datos los cuales buscan establecer los parámetros críticos de operación y de yacimiento que puedan llegar a generar fallas en el sistema de levantamiento artificial actual del campo (ESP) y seleccionar los parámetros requeridos para realizar la simulación de la configuración dual con jet pump para los pozos, el objetivo tres pretende ejecutar la simulación de una configuración dual y producción de los pozos seleccionados mediante el uso del software SYAL este se desarrollara en el capítulo de resultados y análisis, de esta forma desarrollar el objetivo cuatro calculando la eficiencia de la configuración propuesta respecto a la usada actualmente mediante la comparación de caudales de producción arrojados y los reportados por la compañía generando un factor de corrección por las diferidas también desarrollado en el capítulo de resultados y análisis.

Relacionando los resultados obtenidos en la simulación con los datos reales se podrá realizar una evaluación financiera haciendo uso de los indicadores tasa interna de retorno y valor presente neto con el fin de determinar la viabilidad del proyecto dando cumplimiento al objetivo número cinco elaborado en el capítulo de resultados y análisis y en el capítulo de conclusiones para la implementación de dicha propuesta.

1. MARCO TEÓRICO

En esta sección se presentan los aspectos pertinentes para explicar el desarrollo del proyecto, dando una breve descripción de los diferentes tipos de levantamiento artificial (SLA) y herramientas importantes usadas en el completamiento, además de un fundamento en un completamiento de configuración dual.

1.1. DESCRIPCIÓN DE LOS DIFERENTES SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Los sistemas de levantamiento artificial en pozos petroleros los cuales ya no fluyen en forma natural están conformados por equipos de subsuelo y de superficie diseñados de acuerdo con las condiciones de cada campo, dependiendo especialmente de las características de los fluidos presentes en un yacimiento y de las condiciones específicas de cada pozo y del yacimiento.

La mayoría de los pozos en la primera etapa de su vida productiva son capaces de producir a flujo natural. Pero cuando el pozo deja de producir con este sistema es necesario seleccionar un método de levantamiento artificial que permita seguir produciendo eficientemente en el yacimiento. En la elección de estos métodos, se debe considerar los siguientes factores: Disponibilidad de fuentes de energía en superficie, características del fluido, la viscosidad °API, porcentaje de agua y sedimentos, relación gas-liquido, profundidad de la arena productora, índice de productividad, entre otros.

Existen algunos métodos de Levantamiento Artificial entre los cuales se encuentran los siguientes: Bombeo Electrosumergible (BES), Bombeo Mecánico Convencional (BMC), Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP), Levantamiento Artificial por Gas (LAG) y Bombeo Hidráulico (BH).⁶

⁶ PROAÑO RODRIGUEZ, Mercy Gricelda. Estudio para incrementar la producción en los pozos con sistema de bombeo hidráulico tipo jet en el campo auca [en línea], Quito, Ecuador. Universidad tecnológica equinoccial. Facultad de ciencias de la ingeniería escuela de ingeniería en petróleos, 2012, 18-19p. [consultado: 24 de octubre de 2019] Disponible en: http://192.188.51.77/bitstream/123456789/2150/1/48383_1.pdf

Figura 1. Mecanismos de producción



Fuente: Solipet, (2009). Manual de bombeo hidráulico.

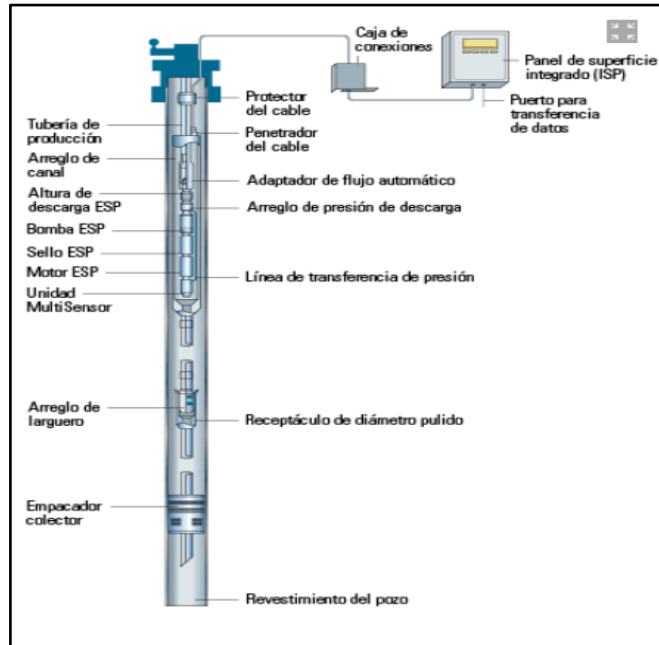
1.1.1. Bombeo electrosumergible. El sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible según Schulumberger, Es un sistema de levantamiento artificial que utiliza un sistema de bombeo de fondo de pozo accionado eléctricamente. El sistema de bombeo consta de secciones de bombas centrífugas de varias etapas que pueden ser configuradas específicamente para adecuarse a las características de producción y de pozo de una aplicación dada. Los sistemas de bombeo eléctricos sumergibles constituyen un método común de levantamiento artificial que ofrece flexibilidad en una diversidad de tamaños y capacidades de flujo de salida,⁷ el rango de eficiencia está entre 18-68% y puede ser usado en pozos tanto verticales como desviados o inclinados.⁸

⁷Schulumberger, Bomba eléctrica sumergible, [Sitio WEB]. EEUU. La entidad. [consultado: 24 de octubre de 2019]. Y Disponible en:

https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/electric_submersible_pump.aspx

⁸ PROAÑO RODRIGUEZ, Mercy Gricelda. Estudio para incrementar la producción en los pozos con sistema de bombeo hidráulico tipo jet en el campo auca [en línea], Quito, Ecuador. Universidad tecnológica equinoccial. Facultad de ciencias de la ingeniería escuela de ingeniería en petróleos, 2012, 20p. [consultado: 24 de octubre de 2019] Disponible en: http://192.188.51.77/bitstream/123456789/2150/1/48383_1.pdf

Figura 2. Diagrama ESP



Fuente: Proaño Rodríguez, Mercy Gricelda, (2012). Estudio para incrementar la producción en los pozos con sistema de bombeo hidráulico tipo jet en el campo Auca

1.1.2. Bombeo hidráulico. Los sistemas de bombeo hidráulico para levantamiento artificial consisten en un fluido hidráulico, pudiendo ser este petróleo o agua en la superficie (fluido motriz), una unidad de potencia en superficie para manejar alta presión que permite inyectar el fluido motriz al fondo del pozo y una unidad de bombeo en el fondo del pozo (tipo pistón o tipo jet) operada por el fluido motriz inyectado a alta presión.

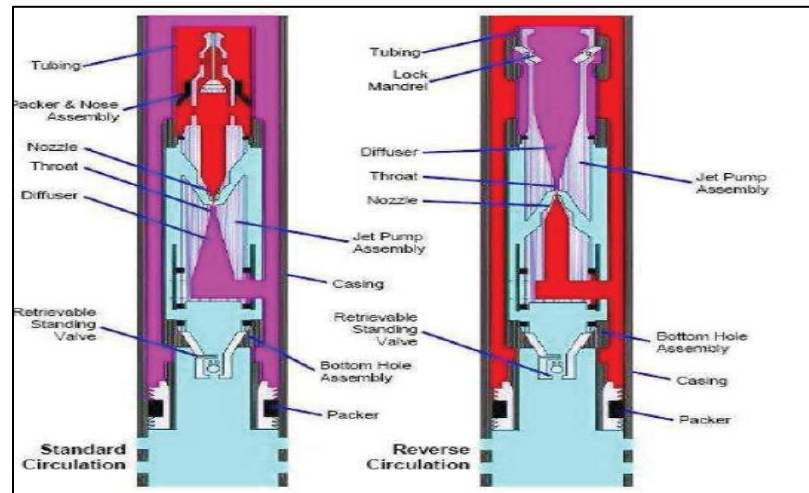
1.1.3. Bombeo hidráulico tipo jet. El bombeo tipo jet, es un sistema especial de bombeo hidráulico, a diferencia del tipo pistón, no ocupa partes móviles, y el bombeo se realiza por medio de transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos.

El fluido motriz entra por la parte superior de la bomba y pasa a través de la tobera, que descarga un chorro en la garganta de entrada de los fluidos del pozo, la cual tiene comunicación con la formación. En la garganta cuyo diámetro es mayor al de la tobera, se mezclan los fluidos producidos y el fluido motriz.

Al mismo tiempo que se efectúa la mezcla, el fluido motriz pierde energía que es ganada por los fluidos del pozo. Después, la mezcla pasa al difusor, que es la última

sección de trabajo, en donde la energía que en su mayor parte es conservada en forma de velocidad se convierte en presión estática; cuando esta presión es mayor que la ejercida por la columna de fluidos en el espacio anular, se establece el flujo hacia la superficie.⁹

Figura 3. Circulación estándar y en reversa de la bomba



Fuente: Solipet, (2009). Manual de bombeo hidráulico.

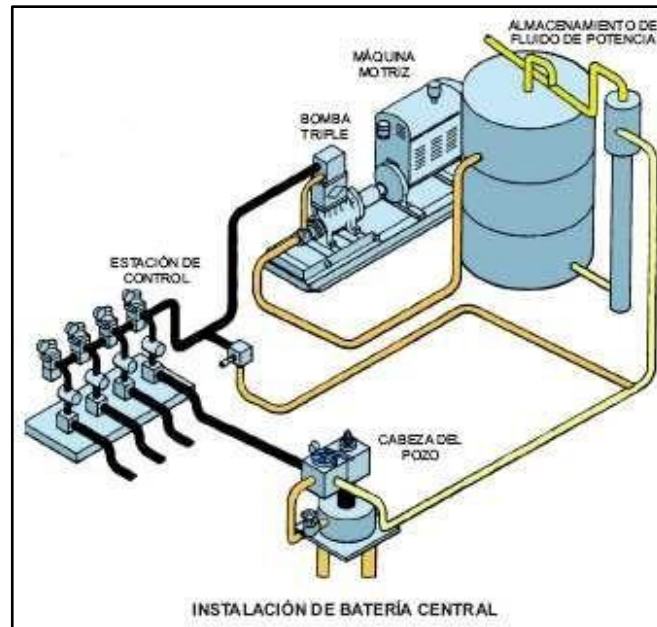
1.1.3.1. Principio de operación. La acción de bombeo está dada por la transferencia de energía que existe entre las dos corrientes de fluido, el fluido motriz a alta presión pasa a través del nozzle donde la energía potencial es convertida en energía cinética en la forma de fluido a gran velocidad.

Los fluidos del pozo rodean al fluido motriz en la punta del nozzle que está espaciado de la garganta, la garganta es un agujero cilíndrico recto de 7 radios de largo con un borde de radio suavizado; el diámetro de la garganta es siempre mayor que el de la salida del nozzle, lo que permite que el fluido motriz entre en contacto con el fluido del pozo en la garganta, el fluido motriz se mezcla con el fluido producido y el momentum es transferido del fluido motriz al producido provocando que la energía se eleve en este último. Por el fin de la garganta los dos fluidos están íntimamente mezclados, pero todavía se encuentran a gran velocidad y la mezcla posee una energía cinética significativa. El fluido mezclado entra a un difusor que convierte la energía cinética en presión estática debido a que baja la velocidad del fluido, en este punto la presión del fluido es suficientemente como para alcanzar la superficie.¹⁰

⁹Solipet, Manual de bombeo hidráulico, [Sitio WEB]. Colombia. La entidad. [consultado: 24 de octubre de 2019]. Y Disponible en: <https://docplayer.es/25458292-Figura-2-1-sistemas-de-levantamiento-artificial-fuente-solipet-2009-manual-de-bombeo-hidraulico.html>

¹⁰HOUSE VIVANCO, Juan Carlos y VILLACRECES ZAMBRANO, Ricardo Javier. Estudio para la implementación del servicio de bombeo hidráulico tipo jet para la compañía Ecuapet CIA.LTDA. en

Figura 4. Elementos de superficie del sistema de bombeo tipo jet



Fuente: Juan Carlos House, Ricardo Javier villacreces zambrano 2010, estudio para la implementación del servicio de bombeo hidráulico tipo jet de la compañía ecuapet cía. Ltda. en Petro producción

1.2. Y-TOOL

La herramienta Y y el sistema de derivación proporcionan acceso al reservorio debajo del ESP, lo que permite la estimulación, el registro y otras intervenciones con cable, sin la necesidad de recuperar la terminación. También proporciona un método para configurar más de un ESP en un pozo para lograr los objetivos de producción.

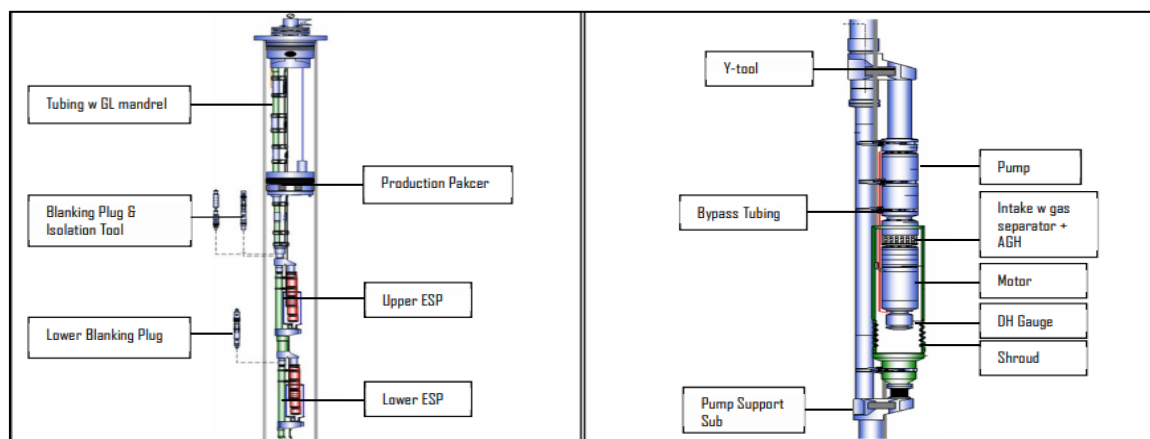
La herramienta ytool se instala en la tubería de producción, proporcionando dos conductos separados. Un conducto es concéntrico con el tubo de producción y permite el acceso al depósito debajo del ESP. El segundo conducto está desplazado y se utiliza para soportar el sistema ESP.

petroproducciones [en línea], Quito, Ecuador. Escuela politécnica nacional. Facultad de ingeniería en geología y petróleos, 2010, 4-6p. [consultado: 15 de febrero de 2020] Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2313/1/CD-3056.pdf>

El sistema consta de una válvula de derivación con resorte que sella el tubo de derivación cada vez que la bomba está en funcionamiento, ahorra tiempo en operaciones con cable y TC, lo que generalmente reduce el número de corridas en dos para cualquier intervención de pozo.

El sistema se cierra automáticamente por el flujo producido por la bomba de fondo de pozo. Sin embargo, el desviador puede bloquearse en la posición abierta para permitir el registro mientras la bomba está funcionando¹¹

Figura 5. Y-Tool



Fuente: A. Azancot, P. Saavedra, J. Romero, Schulumberger, M. Pabon, Ecopetrol, (2015), New approach for reservoir management through the implementation of Slim ESP with bypass system for production logging in a field with rod pumping system

1.3. COMPLETAMIENTOS DUALES

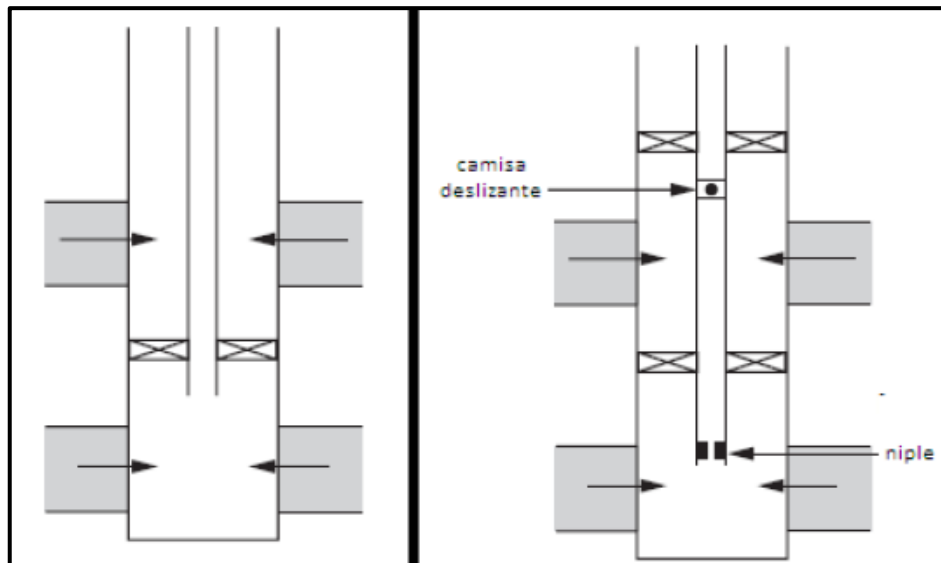
Existen diversas formas para completar específicamente dos zonas productoras diferentes en un mismo pozo, éstas pueden ser con el uso de una sola sarta de tuberías en donde una zona se produzca por dentro del tubo y la otra por el espacio anular entre el revestimiento y la tubería de producción, por dentro de la tubería las dos zonas aislándolas y produciéndolas selectivamente o creando dos caminos diferentes para cada zona. El completamiento aumenta su complejidad a medida que se le incorporan más herramientas a la sarta por lo que algunos componentes

¹¹ Schulumberger, Y-tool and bypass system [Expertise in complex completions], [Sitio WEB]. EE. UU. La entidad. [consultado: 24 de octubre de 2019]. Y Disponible en: <https://www.slb.com/completions/artificial-lift/electrical-submersible-pumps/y-tool-and-bypass-system>

sufren fallos con el tiempo, pero gracias a esos componentes extras se puede tener un control por separado en cada una de las zonas productoras. El análisis de los beneficios que proporciona el completamiento versus el costo del mantenimiento periódico que se le debe hacer para evitar algún fallo son los que darán como resultado el tipo de completamiento dual adecuado para cada pozo.

La manera más sencilla de completar un pozo para que dos zonas productoras no se mezclen es utilizando una sola sarta de tuberías y aislando una zona para que fluya por dentro de la tubería y la otra fluirá por el espacio anular (ver Figura 6. izquierda). Esta forma de completar no es muy usada porque el fluido que va por el anular ocasiona daños en el revestimiento y en el cabezal de pozo por lo que es mejor aislar las dos formaciones y producir las por la misma tubería, pero de manera selectiva (ver Figura 6. derecha), en estos completamientos se utiliza una camisa deslizante en la zona de arriba para permitir o bloquear el flujo y una válvula en fondo que permite cerrar la zona más profunda.¹²

Figura 6. Diagrama de completamiento dual



Fuente: HERIOT WATT INSTITUTE OF PETROLEUM ENGINEERING
Production technology. Manual of Heriot Watt University.2005. p. 31.

¹² CABANA GRAJALES, Laura Cristina y Zuluaga Llano, Juan Camilo. Evaluación técnico-financiera del completamiento dual para un pozo tipo del bloque Cubiro [en línea], Bogotá, Colombia. Fundación universidad de América. Facultad de ingenierías, 2016, 59p. [consultado: 15 de febrero de 2020] Disponible en: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/586/1/5111695-2016-2-IP.pdf>

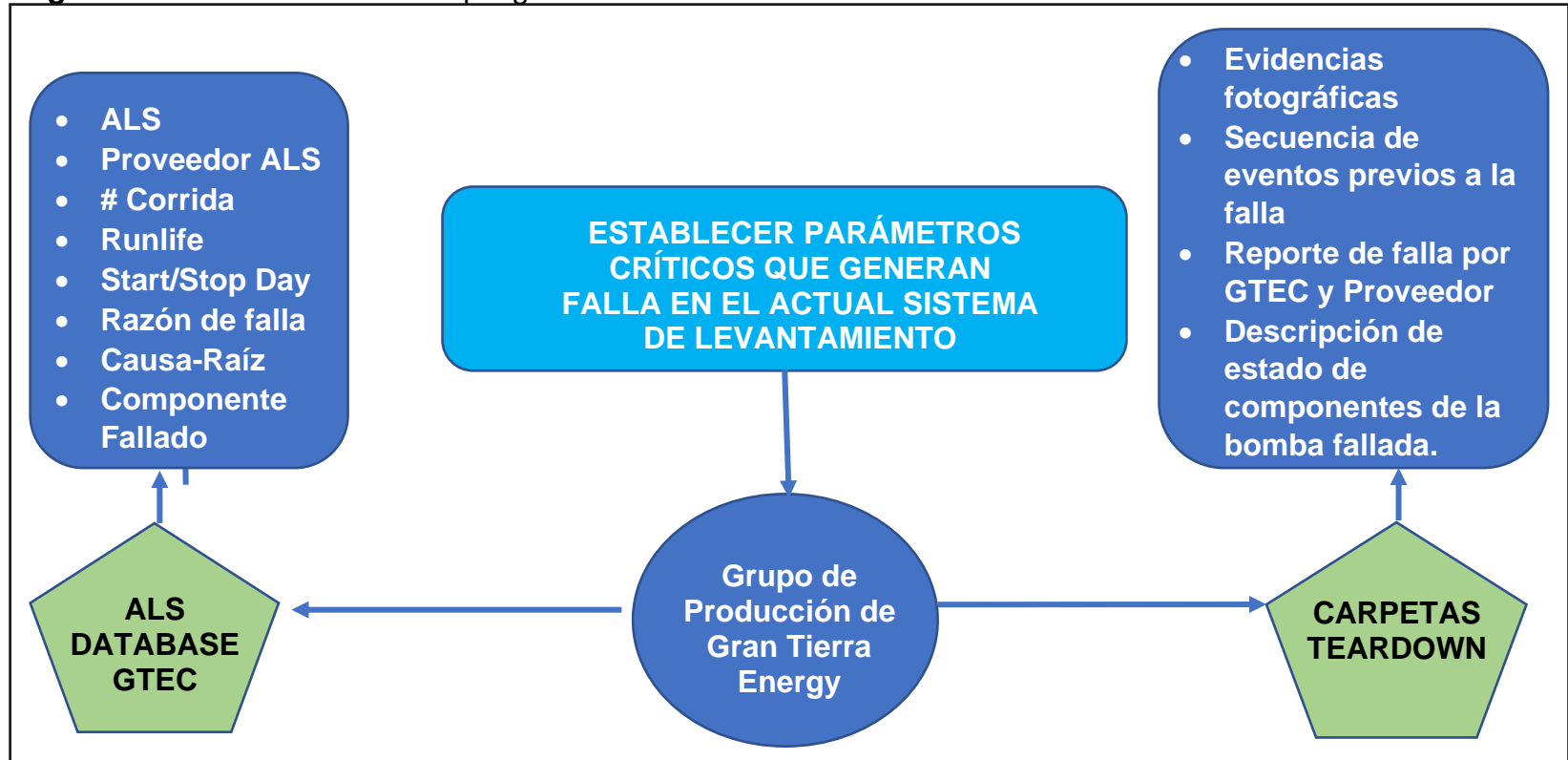
2. METODOLOGÍA Y DATOS

En el siguiente capítulo se hablará de la metodología aplicada en el desarrollo del proyecto en cuestión explicando el paso a paso de cómo se llegará a ejecutar los objetivos propuestos.

2.1. ESTABLECER PARÁMETROS CRÍTICOS QUE GENERAN FALLA EN EL ACTUAL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

Por medio del grupo de producción se obtienen dos recursos para la ejecución de este objetivo , recursos tales como : ALS Data base GTE , data base que suministra todo tipo de información sobre la cantidad y bombas corridas en cada pozo cuya propiedad pertenece a Gran Tierra Energy Colombia, en este caso se requiere únicamente los pozos pertenecientes al campo C , por ende, provee todo tipo de información referente a las bombas utilizadas de los pozos en cuestión dentro de este proyecto, información como: Tipo ALS, Numero de corridas, start/stop day , runfle , razón de falla etc. información evidenciada en la figura 7, debido a que muchas veces esta data base no está constantemente actualizada o simplemente no se ha registrado algún dato, el segundo suministro (Carpetas Teardowns) entrara a cumplir su función como complemento. Las carpetas teardowns proveen información un poco más detallada como: evidencias fotográficas de teardowns realizados donde se evidencia y se describe el estado de componentes de la bomba fallada, secuencia detallada de eventos previos a la falla, reporte de falla por empresa proveedora y GTEC, información evidenciada en la figura 8 la cual hace referencia a componentes fallados. Al unir estos dos recursos y nutrir una con la otra se lleva a cabo una selección de datos relevantes que arrojaran los parámetros críticos que causan falla en el actual sistema de levantamiento en los pozos en cuestión.

Diagrama 1. Parámetros críticos que generan en el actual sistema de levantamiento



Fuente: Elaboración Propia

Figura 7. ALS Database GTE (GTEC, ALS DATABASE GTEC (2009-2020))

UPDATE		27-ene-20											
BASIN	FIELD	WELL	ALIAS	PAD	Well Type	ALS	ALS Provider	RUN	Start Date	Stop Date			
399	PUT N	COSTAYACO	COSTAYACO 01	CYC-01		Producer	ESP	BHI	1	22-abr-09	9-mar-10		
400	PUT N	COSTAYACO	COSTAYACO 01	CYC-01		Producer	ESP	BHI	2	3-oct-10	10-oct-14		
401	PUT N	COSTAYACO	COSTAYACO 01	CYC-01		Producer	ESP	BHI	3	18-oct-14	20-jul-16		
402	PUT N	COSTAYACO	COSTAYACO 01	CYC-01		Producer	ESP	BHI	4	30-ago-16	15-dic-16		
403	PUT N	COSTAYACO	COSTAYACO 01	CYC-01		Producer	ESP	BHI	5	22-dic-16	26-ago-18		
404	PUT N	COSTAYACO	COSTAYACO 01	CYC-01		Producer	ESP	SLB	6	28-ago-18	9-may-19		
405	PUT N	COSTAYACO	COSTAYACO 01	CYC-01		Producer	ESP	SLB	7	19-may-19			
406	PUT N	COSTAYACO	COSTAYACO 02	CYC-02		Producer	ESP	BHI	1	19-dic-08	18-feb-16		
407	PUT N	COSTAYACO	COSTAYACO 02	CYC-02		Producer	ESP	BHI	2	29-mar-16	7-feb-17		
408	PUT N	COSTAYACO	COSTAYACO 02	CYC-02		Producer	ESP	BHI	3	1-sept-18			
409	PUT N	COSTAYACO	COSTAYACO 03	CYC-03		Producer	ESP	BHI	1	6-oct-09	25-ago-10		
410	PUT N	COSTAYACO	COSTAYACO 03	CYC-03		Producer	ESP	BHI	2	11-sept-10	19-jun-12		
411	PUT N	COSTAYACO	COSTAYACO 03	CYC-03		Producer	ESP	BHI	3	21-jun-12	13-jul-16		
412	PUT N	COSTAYACO	COSTAYACO 03	CYC-03		Producer	ESP	BHI	4	31-jul-16			
413	PUT N	COSTAYACO	COSTAYACO 04	CYC-04		Producer	ESP	BHI	1	22-may-09	8-feb-12		
414	PUT N	COSTAYACO	COSTAYACO 04	CYC-04		Producer	Jet Pump	Sertepcet	1	13-feb-18	18-jun-18		
415	PUT N	COSTAYACO	COSTAYACO 04	CYC-04		Producer	Jet Pump	Sertepcet	2	18-jun-18	28-jul-18		
416	PUT N	COSTAYACO	COSTAYACO 04	CYC-04		Producer	Jet Pump	Sertepcet	3	29-jul-18	15-sept-18		
417	PUT N	COSTAYACO	COSTAYACO 04	CYC-04		Producer	Jet Pump	Sertepcet	4	16-sept-18	5-dic-18		
418	PUT N	COSTAYACO	COSTAYACO 04	CYC-04		Producer	Jet Pump	Sertepcet	5	15-dic-18	31-dic-18		
419	PUT N	COSTAYACO	COSTAYACO 04	CYC-04		Producer	Jet Pump	Sertepcet	6	1-ene-19	6-mar-19		
420	PUT N	COSTAYACO	COSTAYACO 04	CYC-04		Producer	Jet Pump	Sertepcet	7	6-mar-19	1-abr-19		
421	PUT N	COSTAYACO	COSTAYACO 04	CYC-04		Producer	Jet Pump	Sertepcet	8	1-abr-19			
422	PUT N	COSTAYACO	COSTAYACO 05	CYC-05		Inactive	Jet Pump	Sertepcet	1	17-dic-18	4-ene-19		

Fuente: Gran Tierra Energy INC

Figura 8. Evidencia Fotográfica (GTEC, Reportes Teardowns)

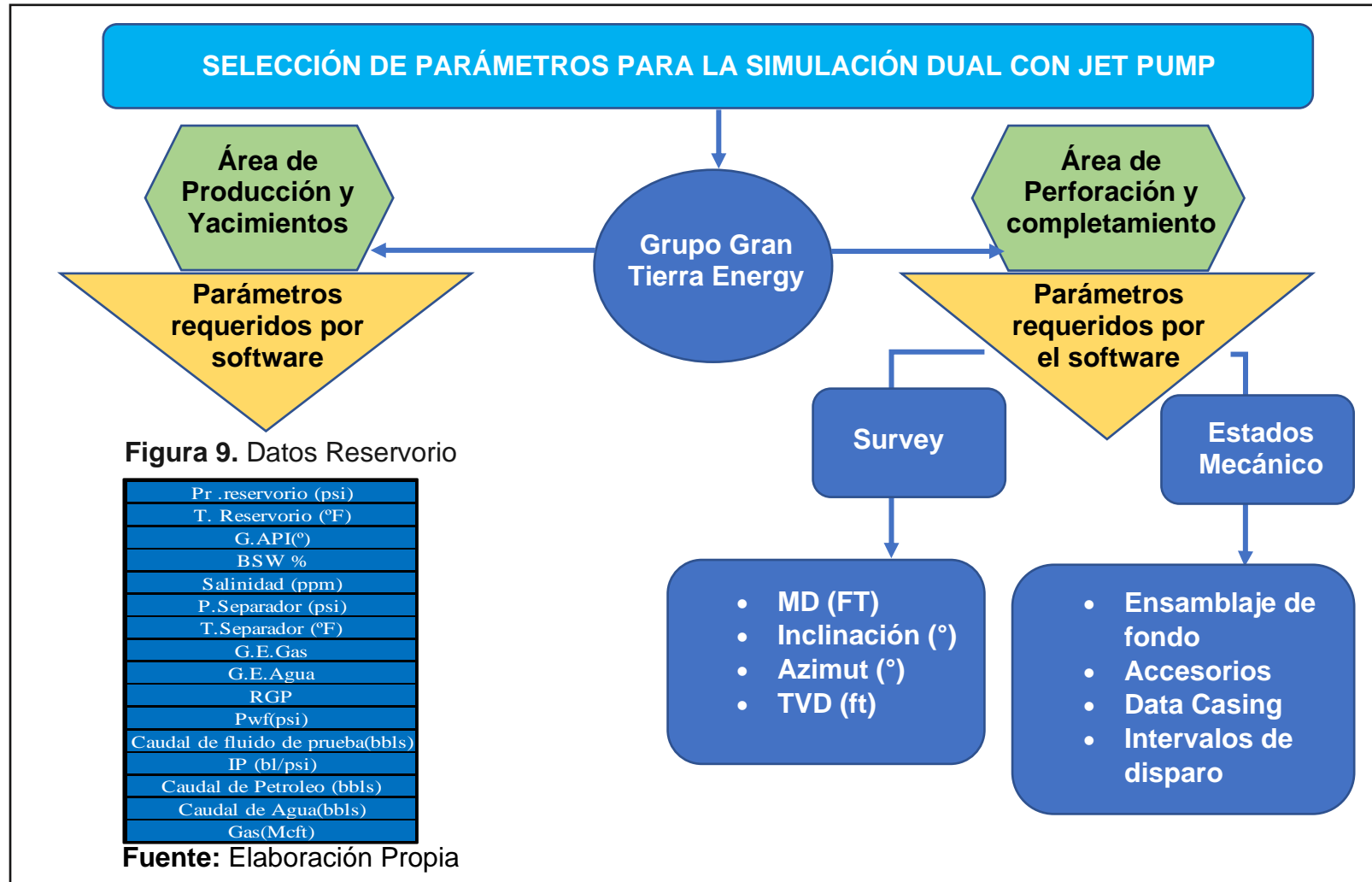


Fuente: Gran Tierra Energy INC

2.2. SELECCIÓN DE PARÁMETROS PARA LA SIMULACIÓN DUAL CON JET PUMP

Debido a que los parámetros para llevar a cabo la simulación de Jet Pump dependen totalmente de los datos que el software a utilizar requiera, el software SYAL (software a utilizar) requiere parámetros y datos del pozo para ejecutar efectivamente dicha simulación, información conocida por el dueño del activo. Para llevar a cabo y cumplir con éxito este objetivo varias áreas de la empresa Gran Tierra Energy INC. están inmersas dado a que una con la otra se necesitan para completar dicha información requerida por el software, las áreas inmersas dentro de este objetivo son: el área de yacimientos y producción, áreas que trabajaran de la mano para completar información del reservorio, datos que serán de suma importancia para llevar a cabo la segunda y cuarta etapa de la simulación llamadas "Análisis PVT" e "IPR", datos tales como: presión de reservorio, temperatura de reservorio, BSW, API, G.E gas/agua, pwf, caudal de petróleo etc., datos evidenciados en la Figura 9, otras áreas como la de perforación y completamiento trabajaran de la mano para llevar a cabo la tercera etapa de la simulación llamada "Completamiento", esta etapa requiere datos como, trayectoria del pozo, en otras palabras el survey del pozo, información que debe tener tanto el grupo de perforación y completamiento, al mismo tiempo se necesitan datos como ensamblaje de fondo, intervalos de disparo, data casing y accesorios, información que se encuentra dentro de los estados mecánicos de los pozos, por ende estas áreas suministrarán tal información. Debido a la colaboración de estas cuatro áreas, se seleccionará de manera efectiva los parámetros requeridos para llevar a cabo la simulación con jet pump, dándole así cumplimiento a este objetivo.

Diagrama 2. Parámetros para la simulación con jet pump

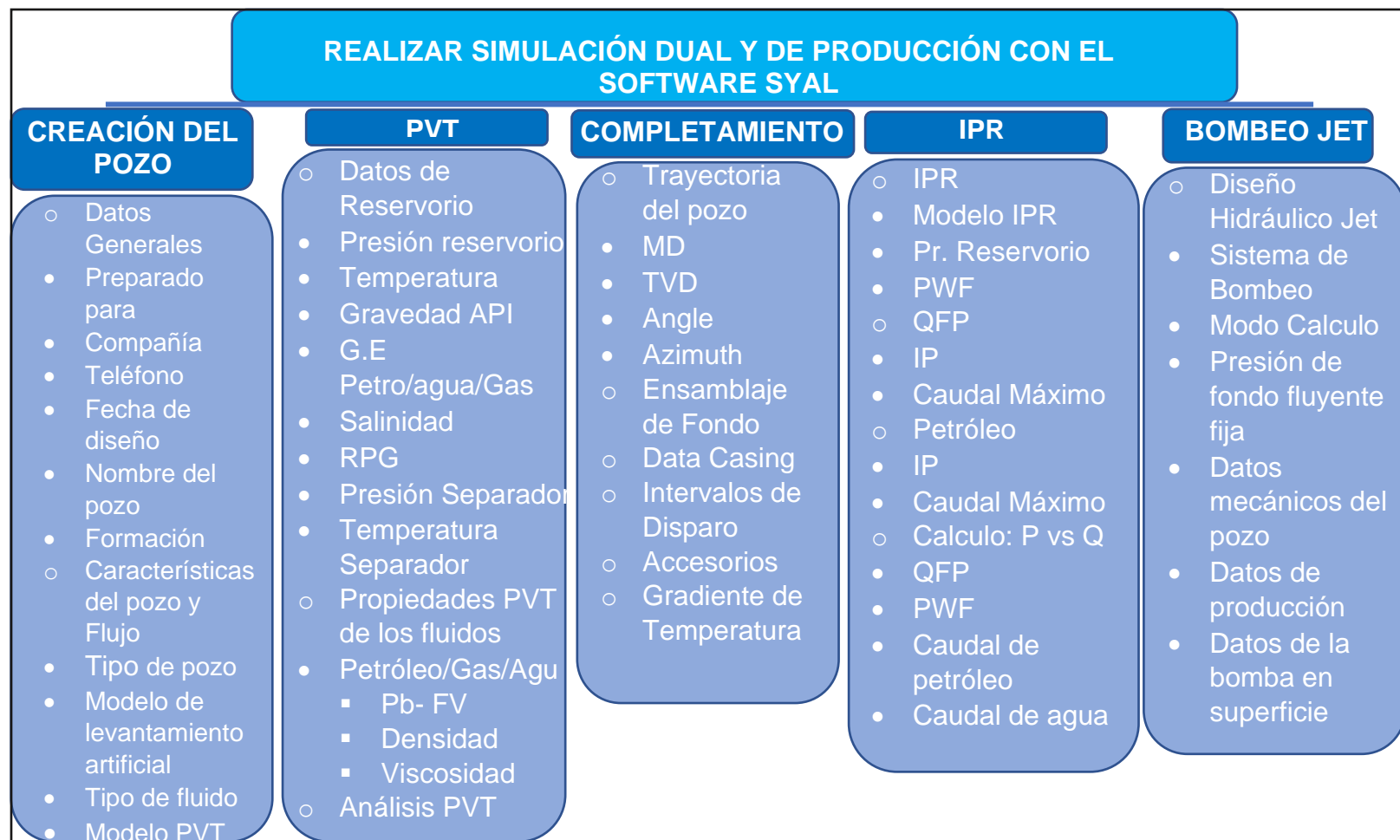


Fuente: Elaboración Propia

2.3. REALIZAR SIMULACIÓN DUAL Y DE PRODUCCIÓN CON EL SOFTWARE SYAL

Se describirán las secciones del software Syal para llevar a cabo la simulación de Jet Pump.

Diagrama 3. Simulación software Syal



Fuente: Elaboración Propia

El software SYAL actualmente se compone por 5 etapas, etapas consecutivas, donde se tiene que completar una para poder acceder a la otra, las etapas que lo componen son las siguientes:

2.3.1. Creación del pozo. Esta etapa consiste básicamente en digitar datos generales del pozo, simplemente son datos que describen en forma general el pozo.

- **Datos Generales:**

Figura 10.Datos Generales

Datos generales	
Preparado para	Nombre del pozo
GRAN TIERRA ENERGY	CYC-01
Compañía	Formación
GRAN TIERRA ENERGY	KC,VIII_T-U, N SAND
Teléfono	Comentario
3195176073	Texto
Email	
payulacrow@gmail.com	
Fecha de diseño	
2020-02-07	

Fuente: software SYAL

Los datos referentes a la Figura 10 son datos de la empresa que en este caso son suministrados por el grupo Gran Tierra Energy INC y datos personales de quien realiza la simulación además del nombre del pozo, la formación productora y un comentario opcional. Los cuáles serán digitalizados.

- **Características del pozo y flujo**

Figura 11.Características el pozo y flujo

The screenshot shows a software interface titled "Características del pozo y flujo". It is organized into three main sections:

- Datos generales:** Contains two dropdown menus. "Tipo de pozo" is set to "Productor". "Método de levantamiento artificial" is set to "Bombeo Hidráulico Jet".
- Configuración del fluido:** Contains two dropdown menus. "Tipo de fluido" is set to "Petróleo y agua". "Modelo PVT" is set to "Black oil".
- Correlaciones de flujo:** Divided into two sub-sections:
 - Flujo monofásico:** A dropdown menu set to "Moody".
 - Flujo multifásico:** Contains two sub-sections: "Horizontal" and "Vertical y Direccional", both with dropdown menus set to "Beggs and Brill".

Fuente: software SYAL

Los datos referentes a la Figura 11, por default vienen inmersos dentro del software, por lo cual no es necesario digitalizar ningún dato e igualmente no hay la necesidad de cambiar ninguno de estos datos ya que los datos existentes sirven para dicha simulación. Para esta simulación se utilizarán y se fijaran los datos que viene por default dentro del software.

Al llevar con éxito estos dos pasos dentro de esta primera etapa, se podrá continuar y proseguir a la segunda etapa.

2.3.2 PVT. Esta etapa consiste en todo el análisis de las propiedades de los fluidos.

- **Datos de reservorio**

Figura 12. Datos Reservorio

The screenshot shows a web-based form for entering reservoir data. It is organized into several sections:

- Pressure:** A text input field with '2,300.000' and a unit dropdown menu set to 'Psia'.
- Temperature:** A text input field with '203.000' and a unit dropdown menu set to '°F'.
- Gravity API:** A text input field with '30.000' and a unit dropdown menu set to '°API'.
- Gravity specific of petroleum:** A text input field with '0.876' and a unit dropdown menu set to 'adim'.
- Cut of water / BSW:** A text input field with '92.500' and a unit dropdown menu set to '% '.
- Salinity:** A text input field with '3,500.000' and a unit dropdown menu set to 'ppm'.
- Gravity specific of water:** A text input field with '1.002' and a unit dropdown menu set to 'adim'.
- Separator Pressure:** A text input field with '100.000' and a unit dropdown menu set to 'Psia'.
- Separator Temperature:** A text input field with '100.000' and a unit dropdown menu set to '°F'.
- Gas Gravity:** A text input field with '0.875' and a unit dropdown menu set to 'adim'.
- RQP in solution:** A text input field with '244.050' and a unit dropdown menu set to 'scf/STB'.
- Presence of other gases:** A section with three rows for N₂, CO₂, and H₂S, each with a text input field and a 'fraction' dropdown menu.
- PVT Correlation:** A dropdown menu set to 'Glazo', radio buttons for 'Ingresar Pb' (selected) and 'Calcular Pb', a 'Validar' button, and a 'Presión de burbuja' section with a text input field '700.000' and a unit dropdown menu 'Psia'.

Fuente: software SYAL

Los datos referentes a la Figura 12 serán completados de manera digitalizada por el grupo o personas que llevan a cabo la simulación, mediante la información recolectada en el objetivo específico dos del proyecto en cuestión, información representada en la figura 9, la cual ha sido suministrada por el grupo de yacimientos y producción. Al completar los datos de reservorio podremos proseguir a la correlación PVT.

- **Correlación PVT**

Figura 13. Correlación PVT

The screenshot shows a section of the software interface for PVT correlation. It includes:

- A dropdown menu for 'Correlación PVT' set to 'Glazo'.
- Two radio buttons: 'Ingresar Pb' (selected) and 'Calcular Pb'.
- A blue 'Validar' button.
- A 'Presión de burbuja' section with a text input field '700.000' and a unit dropdown menu 'Psia'.

Fuente: software SYAL

La Figura 13 arroja dos opciones, una es ingresar la presión de burbuja y la segunda es calcular la presión de burbuja. Para la segunda opción al lado superior izquierdo

de la Figura 13 se observa una opción de desplegable, desplegable que contiene varias correlaciones mediante las cuales es posible calcular P_b , al escoger alguna de ellas y pulsar “validar” el software realizara un cálculo interno, arrojando en la parte superior si es válida la correlación escogida para el cálculo o no, debido a que muchas correlaciones tienen un rango de presión y temperatura con el cual trabajan. Para la simulación a ejecutar en este proyecto se trabajará con el cálculo de P_b mediante la correlación que arroje la P_b de manera más precisa y cercana al resultado y dato que tiene la empresa Gran Tierra Energy INC en su base de datos. Posterior al cálculo de P_b y al pulsar validar se desplegarán las propiedades PVT de los fluidos.

- **Propiedades PVT de los fluidos**

Figura 14.Propiedades PVT de los fluidos

The screenshot shows a software interface titled "Propiedades PVT de los fluidos" with three main sections: "Petróleo", "Gas", and "Agua". Each section contains several input fields and dropdown menus for defining fluid properties.

Propiedad	Valor	Unidad / Opción
Petróleo		
Presión de burbuja	700.000	Paia
Factor volumétrico	1.095	RB/STB
Densidad	61.128	Lbs/PI3
Viscosidad	1.795	Cp
Correlación de viscosidad	Beggs y Robinson	
Gas		
Razón gas disuelto petróleo, R_s	128.368	scf/STB
Factor volumétrico	0.006	ft3/scf
Densidad	10.671	Lbs/PI3
Viscosidad	0.020	Cp
Correlación de viscosidad	Carr	
Agua		
Factor volumétrico	1.025	RB/STB
Densidad	61.005	Lbs/PI3
Viscosidad	0.306	Cp
Correlación de viscosidad	Van Wingen	

Fuente: software SYAL

La Figura 14 representa las propiedades de los tres fluidos existentes, petróleo, agua y gas, cuyas propiedades no son digitalizadas por la persona o personal que lleva acabo la simulación, sino que son calculadas por el mismo software posterior a tener ya el calculado del P_b , estas no podrán ser cambiadas ni modificadas, son totalmente dependientes del resultado del P_b , por ende, al escoger la correlación para el cálculo del P_b , estos datos quedaran sujetos a esta correlación. Al tener esta tabla de propiedades PVT de los fluidos se prosigue a él Análisis PVT.

- **Análisis PVT**

Figura 15. Análisis PVT

Fuente: software SYAL

La Figura 15 representa el análisis PVT, en donde de manera digitalizada se completará la información: desde 14.7 psi hasta la presión del reservorio (información existente y digitalizada en la primera etapa de la simulación en datos de reservorio) y número de pasos depende en cuantos pasos se quiera realizar el análisis, para esta simulación se llevará en 2 pasos. En el caso de la temperatura será desde 70F hasta la temperatura del reservorio (información existente y digitalizada en la primera etapa de la simulación en datos de reservorio) y número de pasos depende en cuantos pasos se quiera realizar el análisis, para esta simulación se llevará en 1 pasos.

Al realizar estos tres pasos dentro de esta segunda etapa se puede continuar a la tercera etapa de la simulación llamada Completamiento.

2.3.3 Completamiento. Etapa en la cual se describe el estado mecánico del pozo y al igual que su survey.

- **Trayectoria del pozo**

Figura 16. Trayectoria del pozo

N°	MD (ft)	TVD (ft)	ANGLE(°)	AZIMUTH(°)
1	0.000	0.000	0.000	0.000
2	5317.000	5316.730	1.000	311.650

Fuente: software SYAL

La Figura 16 representa la trayectoria del pozo, en otras palabras, el survey del pozo, información seleccionada en el objetivo dos del proyecto en cuestión, suministrada por el grupo de perforación y completamiento. Mediante la información suministrada y la debida conversión del archivo a formato csv, el grupo que ejecuta la simulación cargara estos datos al software simulador.

- **Revestimiento**

Figura 17. Revestimiento

Revestimiento					
<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> + - </div>					
Nº	Herramienta	Tope MD (ft)	Base MD (ft)	Longitud (ft)	Tope TVD (ft)
1	CASING	0.000	5149.000	5149.000	0.000

Fuente: software SYAL

Posterior al cargue de datos de la trayectoria del pozo se procede a completar esta sección del simulador representada en la Figura 17 llamada “Revestimiento”, sección que contendrá toda información sobre la configuración del casing completado en el pozo. Estos datos se encontrarán dentro de los estados mecánicos del pozo, información ya obtenida del objetivo 2 del proyecto en cuestión. Por medio del estado mecánico del pozo, de manera digitalizada el grupo que ejecuta dicha simulación completara la información requerida acerca de la configuración del revestimiento.

- **Intervalos de Disparo**

Figura 18. Intervalos de Disparo

Intervalos de Disparo				
<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> + - </div>				
Nº	Herramienta	MD Inicial (ft)	MD Final (ft)	Espesor (ft)
1	Perforation 1	7256.000	7266.000	10.000

Fuente: software SYAL

Al completar la información del casing, será finalizada la información que requiera el software en esta sección de “Intervalos de Disparo” representada en la Figura 18, información que en el objetivo 2 del proyecto en cuestión ya fue seleccionada y se encuentra dentro de los estados mecánicos del pozo. A través de la información dentro del estado mecánico, se llevará acabo la digitalización de los datos de los perforados con su debida descripción.

- **Ensamblaje de fondo**

Figura 19. Ensamblaje de Fondo

Ensamblaje de Fondo							
N°	Prof. Sensor	Prof. Bomba	Herramienta	Tope MD (ft)	Base MD (ft)	Longitud (ft)	Tope TVD (ft)
1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Tubing hanger	0.000	25.900	25.900	0.000

Fuente: software SYAL

La Figura 19 representa el ensamblaje de fondo, información que se encuentra en el estado mecánico del pozo. En esta sección de esta etapa se contará con un desplegable para seleccionar la unidad de fondo que se tenga dentro de la configuración del completamiento del pozo, posterior a este desplegable se encontrará información de la unidad seleccionada que requiere ser completada de manera digitalizada. Mediante la guía del estado mecánico del pozo, el grupo que está llevando a cabo la simulación seleccionara la unidad de fondo y digitalizara su debida descripción.

- **Accesorios**

Figura 20. Accesorios

Accesorios			
N°	Herramienta	Tope MD (ft)	Base MD (ft)
1	Casing irremovable bridge plug (CIBP)	8395.420	8396.980

Fuente: elaboración propia software SYAL

La Figura 20 representa la sección de accesorios, sección que se encuentra generalmente dentro del estado mecánico del pozo, sin embargo, en muchas ocasiones esta sección no está presente. Con la ayuda del estado mecánico, el grupo que ejecuta la simulación, mediante el desplegable selecciona el accesorio y posterior se completa la descripción de este.

- **Gradiente de Temperatura**

Figura 21. Gradiente de Temperatura

Profundidad MD (ft)	Profundidad TVD (ft)	Temperatura (°F)
0.000	0.000	100.000
7804.000	7803.444	203.000

Fuente: elaboración propia, software SYAL

La Figura 21 representa el Gradiente de temperatura, dato que el software calcula por medio de un cálculo interno, por ende, la información que en esta sección se va a digitalizar es temperatura de cabeza y un cálculo de media del punto medio de perforados, que serán datos que obligatoriamente se necesitan completar para que de una forma efectiva el software realice el cálculo interno. Por medio del grupo que ejecutara esta simulación se digitalizara la temperatura de cabeza y la media del punto medio de perforados, así completando la información para el cálculo del gradiente y finalmente obteniendo el cálculo de este.

Completando todas las secciones de esta etapa se procede a continuar a la cuarta etapa.

2.3.4 IPR

Figura 22. IPR

The screenshot shows the 'IPR' software interface. At the top, there is a green header with the text 'IPR'. Below it, the 'Modelo IPR' section contains two dropdown menus: 'Modelo IPR' set to 'Vogel Compuesto' and 'Datos del sensor' set to 'No'. The 'Vogel Compuesto' section has four input fields: 'Presión de reservorio' (2,300.000) with a 'Psia' unit dropdown, 'Caudal de fluido de prueba' (7,413.000) with an 'STB/day' unit dropdown, 'Presión de fondo fluyente' (591.000) with a 'Psia' unit dropdown, and a 'Calcular' button. At the bottom left, there is a 'Graficar' button.

Fuente: elaboración propia, software SYAL

La Figura 22 representa la etapa de IPR. En este proyecto se usará el modelo IPR Vogel compuesto, por ende, se requerirá información como: presión de reservorio, p_{wf} y caudal de prueba, esta información ya se ha seleccionado en el objetivo dos del proyecto en cuestión. Mediante la información ya seleccionada anteriormente, el grupo que ejecuta la simulación digitalizará la información y pulsará calcular.

Figura 23. IPR Calculado

The screenshot shows the 'IPR Calculado' results. It is divided into two main sections. The left section, titled 'Fluido', contains two sub-sections: 'Fluido' with 'Índice de productividad' (4.357) and 'Caudal máximo' (8,665.301), and 'Petróleo' with 'Índice de productividad' (0.327) and 'Caudal máximo' (649.898). The right section, titled 'Cálculo: presión vs. caudal', contains four sub-sections: 'Caudal de fluido de prueba' (7,413.000), 'Presión de fondo fluyente' (591.000), 'Caudal de petróleo' (555.975), and 'Caudal de agua' (6,857.025). Each value is displayed in a text box with a corresponding unit dropdown menu.

Fuente: software SYAL

Después de pulsar calcular la Figura 23 representa el resultado de la IPR. El software hace el cálculo interno.

Además, en esta etapa el simulador realiza el cálculo del índice de productividad de petróleo y fluido mediante la Ecuación 1. Donde la variable caudal es la producción del pozo, P_y es la presión del yacimiento y P_{wf} es la presión de fondo fluuyente.

Ecuación 1. IP

$$IP = \frac{\text{Caudal}}{(P_y - P_{wf})}$$

Fuente: software SYAL

Al terminar con el cálculo de la IPR se procede con la quinta etapa.

2.3.5. Bombeo jet. Etapa final de la simulación.

Figura 24. Diseño Bombeo Jet

Fuente: software SYAL

La Figura 24 representa el diseño de la bomba Jet, diseño en el cual su modo de cálculo es presión de fondo fluuyente fija, al seleccionar dicho modo se requerirán datos como temperatura de inyección, BSW, salinidad, caudal de diseño, presión de retorno y se fijara una eficiencia del 85% que es la estimación promedio de toda bomba tipo jet. Posterior a esto se procede a la simulación de garganta y boquilla teniendo en cuenta los caudales y presiones máximos según la tabla de desempeño de la bomba de fluido motriz a implementar en superficie.

Figura 25. Selección Garganta y Boquilla

Selección de la bomba Jet

Fabricante
Sertecpet

Tamaño de la boquilla
13

Tamaño de la garganta
R

Kn
0.030

Ktd
0.310

Ks
0.000

Calcular

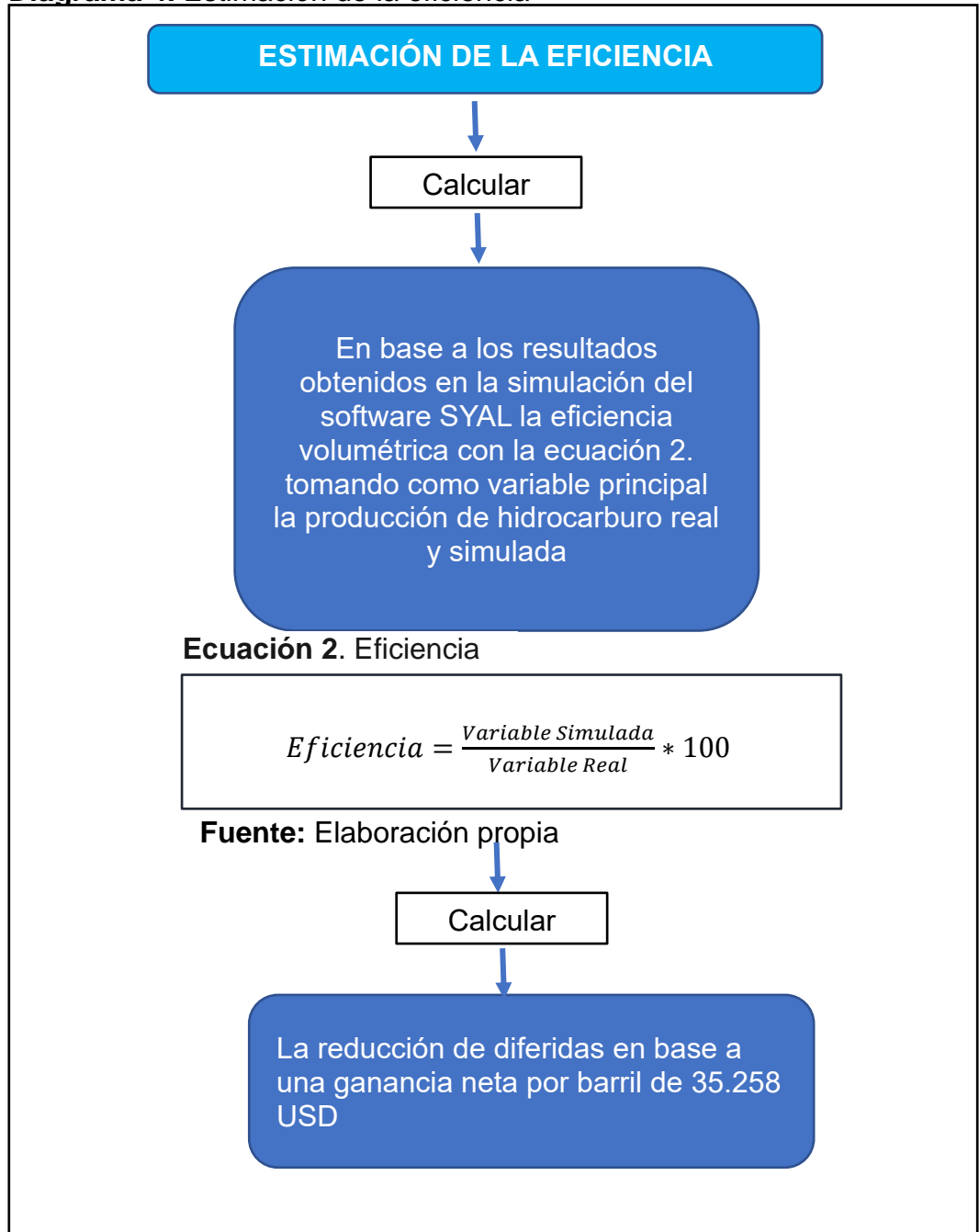
Fuente: software SYAL

La Figura 25 representa la selección de garganta y boquilla, dicha selección dependerá de factores como presión de reservorio, caudal de diseño entre otros factores, debido a que este software pertenece a la empresa Sertecpet tiene su propia nomenclatura donde las boquillas van de 1 a 15 variando su diámetro y las gargantas de I a T, por medio de esta nomenclatura se llevara a cabo la selección, al seleccionar se pulsara calcular y el software por un cálculo interno realizara la solución y arrojará la sensibilidad correspondiente, donde mostrara, caudal de cavitación, presión de inyección, caudal de diseño, hp requeridos, eficiencia, etc. Si en algún momento la selección de boquilla y garganta no es la adecuada el software arrojará un mensaje indicando que la solución no converge.

2.4. ESTIMACIÓN DE EFICIENCIA

En la siguiente etapa se realizará el cálculo de la eficiencia como se puede evidenciar en el diagrama 4.

Diagrama 4. Estimación de la eficiencia

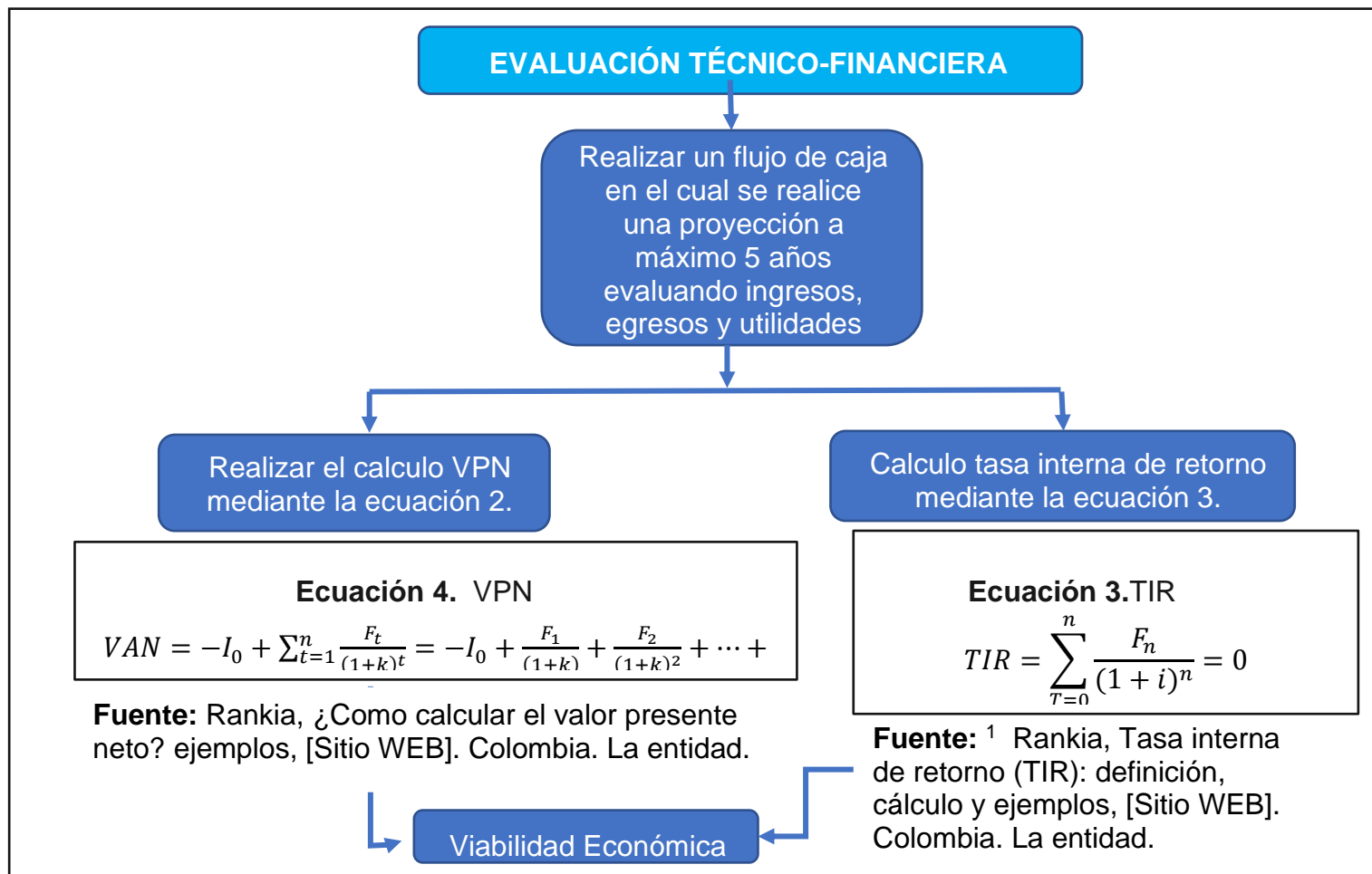


Fuente: elaboración propia

2.5. EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA

En la siguiente etapa se realizará la evaluación técnico-financiera como se puede evidenciar en el diagrama 5.

Diagrama 5. Evaluación técnico - financiera



Fuente: elaboración propia

La ecuación del Valor Presente Neto o VAN depende, por tanto, de las siguientes variables:

- Inversión inicial previa (I_0): es el monto o valor del desembolso que la empresa hará en el momento inicial de efectuar la inversión.
- Flujos netos de efectivo (F_t): representan la diferencia entre los ingresos y gastos que podrán obtenerse por la ejecución de un proyecto de inversión durante su vida útil.
- Tasa de descuento (k): también conocida como costo o tasa de oportunidad. es la tasa de retorno requerida sobre una inversión. Refleja la oportunidad perdida de gastar o invertir en el presente.
- Inversiones durante la operación.
- Número de periodos que dure el proyecto (n).¹³

El cálculo TIR el cual se calcula llevando el VAN a cero, por lo cual el resultado de esta ecuación da por resultado un porcentaje, que luego será comparado con el porcentaje de interés que se haya definido como más seguro. Como su nombre lo indica, la TIR muestra un valor de rendimiento interno de la empresa expresado en porcentaje, y comparable a una tasa de interés, mediante la ecuación 3.¹⁴

¹³ Rankia, ¿Cómo calcular el valor presente neto? ejemplos, [Sitio WEB]. Colombia. La entidad. [consultado: 20 de marzo de 2020]. Y Disponible en: https://www.rankia.cl/blog/analisis-ipsa/3892041-como-calcular-valor-presente-neto-ejemplos#comentarios_de_3892041

¹⁴ Rankia, Tasa interna de retorno (TIR): definición, cálculo y ejemplos, [Sitio WEB]. Colombia. La entidad. [consultado: 20 de marzo de 2020]. Y Disponible en: <https://www.rankia.cl/blog/mejores-opiniones-chile/3391122-tasa-interna-retorno-tir-definicion-calculo-ejemplos>

3. RESULTADOS

3.1. DETERMINACIÓN DE CAUSA RAÍZ DE FALLA DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ACTUAL DE LOS POZOS

Mediante las bases de datos suministradas por la empresa Gran Tierra Energy INC. (MTBS ALS data base y carpetas teardowns) se obtiene la información representada en la Tabla 1. Posterior a esto se procede a realizar un análisis del porque fallo el sistema de levantamiento.

Tabla 1. Causa de falla de los pozos

CAMPO	ALIAS	START DAY	STOP DAY	RUNLIFE	ESTATUS	RAZÓN DE FALLA	CAUSA RAIZ	COMPONENTE FALLADO
C	KYC-01	28-ago-18	9-may-19	254	Fallado	ESP Aterrizada	Corrosión	MLE y Eje
C	CZ-1	4-dic-17	28-sep-18	298	Fallado	Ruptura de eje	Asfáltenos y/o Diseño	Buje y eje
C	KYC-11	1-may-18	3-may-18	2	Fallado	Eléctrica	Geometría Pozo	MLE
C	KYC-22	20-ene-18	2-sep-19	590	Fallado	Workover	Workover	No falla
C	KYC-25	10-oct-18	3-jun-19	236	Fallado	Eléctrica	Corto circuito	Motor

Fuente: elaboración propia, con base en Gran Tierra Energy INC.

La Tabla 1. Representa el último periodo de falla para los pozos en cuestión de estudio del presente proyecto.

Para el caso del pozo KYC-01 se tiene día de inicio del sistema de levantamiento al 28 de agosto del 2018 y día de parada al 9 de mayo del 2019 lo que indica que el pozo tuvo un run life de 254 días. Siendo este uno de los pozos más importantes del campo, es crucial determinar el motivo de su falla a pesar de contar con un buen run life, se determinó que debido a su alto corte de agua de 92.5% y su composición incrustante que se deriva de la salinidad de 3500 ppm se generó alta corrosión en el eje llevándolo a tal desgaste que generó con el paso del tiempo altas vibraciones golpeando la coraza de las etapas de la bomba lo cual ocasiono su ruptura, de la misma manera se ve afectado el revestimiento del MLE dejando descubierto una

parte del cable lo cual genero un escape de corriente eléctrica a la formación impidiendo que el motor fuera activado por la corriente eléctrica ocasionando que la ESP se aterrice sin corriente alguna para su funcionamiento; cabe recalcar que esto se debe en un principio a que la bomba debió ser fabricada con material ferrítico como lo recomendó el equipo de ALS previo a la corrida de la bomba.

Para el caso del pozo CZ-1 se tiene día de inicio del sistema de levantamiento al 4 de diciembre de 2017 y día de parada al 28 de septiembre del 2018, el pozo tuvo un run life de 298 días, a pesar de contar con un buen run life se analizó el motivo de su falla y se determinó que hubo un error de ensamble que pudo ocasionar el daño en el buje el cual se destruye y las esquirilas producen el maquinado del eje, produciendo alta vibración que daña las dos zapatas de ambos sellos o se generó alta vibración por la acumulación de asfalteno en la cámara superior de sello lower, lo cual desemboca en el daño de la pieza que maquina el eje (buje) y produce la ruptura del mismo, lo cual origino Falla del equipo por eje partido por torsión (ver **Figura 26**) a la altura de la base del sello lower por encima del acople con el motor, que el sello superior se haya contaminado en sus 3 cámaras y desgaste en la zapata de empuje.

Figura 26. Ruptura de eje



Fuente: Gran Tierra Energy INC.

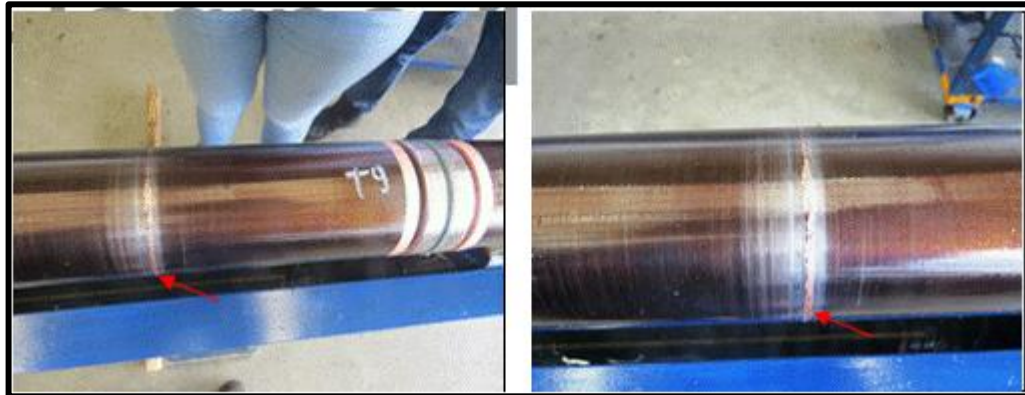
Para el caso del pozo KYC-11 se tiene día de inicio del sistema de levantamiento al 1 de Mayo del 2018 y día de parada al 3 de mayo del 2018 lo que indica que el pozo tuvo un run life de 2 días, al tener un run life tan bajo es importante determinar que el motivo de falla de la bomba para este pozo se debe a que la geometría del pozo

tiene un dog leg ascendente hasta llegar a 25° de desviación desde los 1600 ft MD a los 3700 ft MD, a partir de esta profundidad el pozo vuelve a comportarse de manera vertical, por lo que es probable que en la corrida de la bomba a dicha profundidad se haya generado arrastre del MLE ocasionando una falla eléctrica dejando al motor sin corriente eléctrica por ende la bomba fallo.

Para el caso del pozo KYC-22 se tiene día de inicio del sistema de levantamiento al 20 de enero del 2018 y día de parada al 2 de septiembre del 2019 lo que indica que el pozo tuvo un run life de 590 días, a pesar de tener un excelente run life a partir de la fecha de parada del pozo hasta el momento no se ha realizado pulling de la bomba por lo que se desconoce el motivo de su falla, sin embargo se recalca la importancia de la investigación en cuestión ya que la bomba lleva parada en fondo un periodo largo de tiempo esperando a determinar la viabilidad dicho proyecto para ejecutar la instalación del sistema de levantamiento de configuración dual con jet pump o la instalación del bombeo tipo jet únicamente.

Para el caso del pozo KYC-25 se tiene día de inicio del sistema de levantamiento al 10 de octubre del 2018 y día de parada al 3 de junio del 2019 lo que indica que el pozo tuvo un run life de 236 días, se determinó que la bomba fallo debido a que el estator tenía degradación del material aislante por lo cual se recalentó y genero un corto circuito ocasionando un corte en las laminillas del estator a la altura del rotor (se evidencia en la (**Figura 27**) , por lo cual las espiras de cobre se rompieron y generaron un corto circuito en el motor dejando así el motor inservible.

Figura 27. Corte estator



Fuente: Gran Tierra Energy INC.

3.2. SELECCIÓN DE LOS PARÁMETROS PARA LA SIMULACIÓN

Los datos base de los parámetros necesarios para la simulación fueron seleccionados de las diferentes bases de datos del campo otorgados por el equipo de producción y yacimientos de Gran Tierra Energy INC. Los cuales están representados en la tabla 2 para cada paso respectivamente.

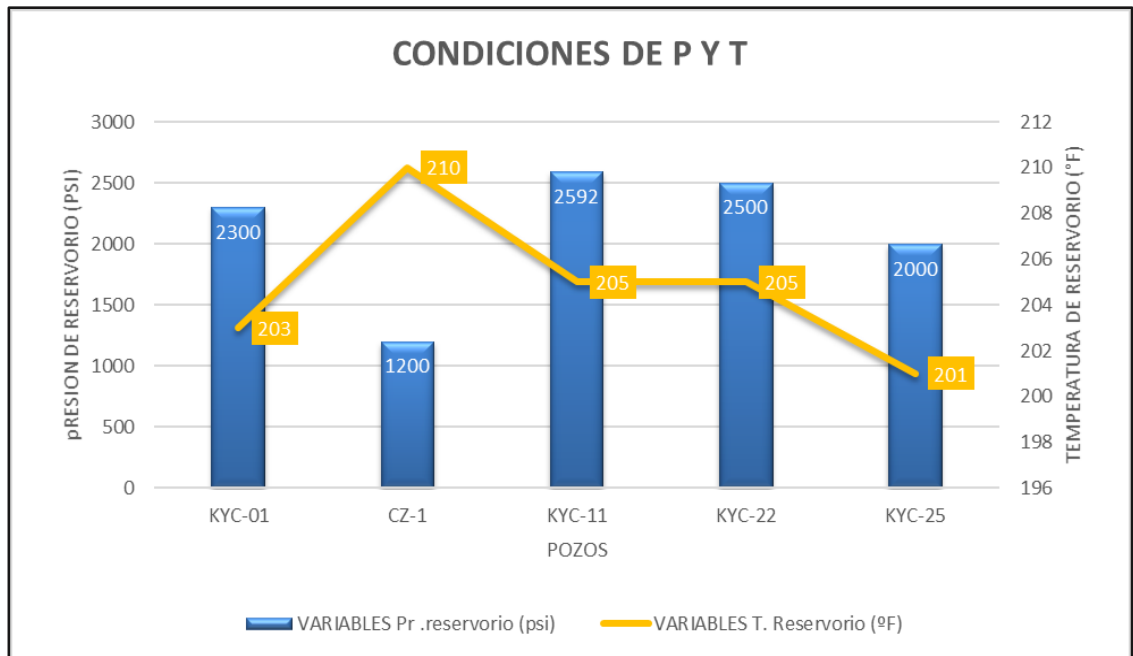
Tabla 2. Datos de reservorio

DATOS DE RESERVORIO					
VARIABLES	KYC-01	CZ-1	KYC-11	KYC-22	KYC-25
Pr. reservorio (psi)	2300	1200	2592	2500	2000
T. Reservorio (°F)	203	210	205	205	201
G.API(°)	30	19	30	30	30
BSW %	92.5	0,153	91	98	92
Salinidad (ppm)	3500	1100	3500	3500	3500
P. Separador (psi)	130	130	130	130	130
T. Separador (°F)	100	100	100	100	100
G.E. Gas	0.875	0.875	0.875	0.875	0.875
G.E. Agua	1	1	1	1	1
RGP	244.05	25,63	252.54	768.44	285.19
Pwf(psi)	591	531	511	1574	713
Caudal de fluido de prueba(bfpd)	7413	234,06	8390	3105	3162
IP (bl/psi)	4.337	0.35	7.8	3.4	2.458
Caudal de Petróleo (bopd)	524,5	233,7	724.6	58.6	241.9
Caudal de Agua(bwpd)	6889.4	0,4	7665.8	3046.8	2920.1
Gas (Mcft)	128	6	183	45	69

Fuente: Elaboración propia, con base en Gran Tierra Energy INC.

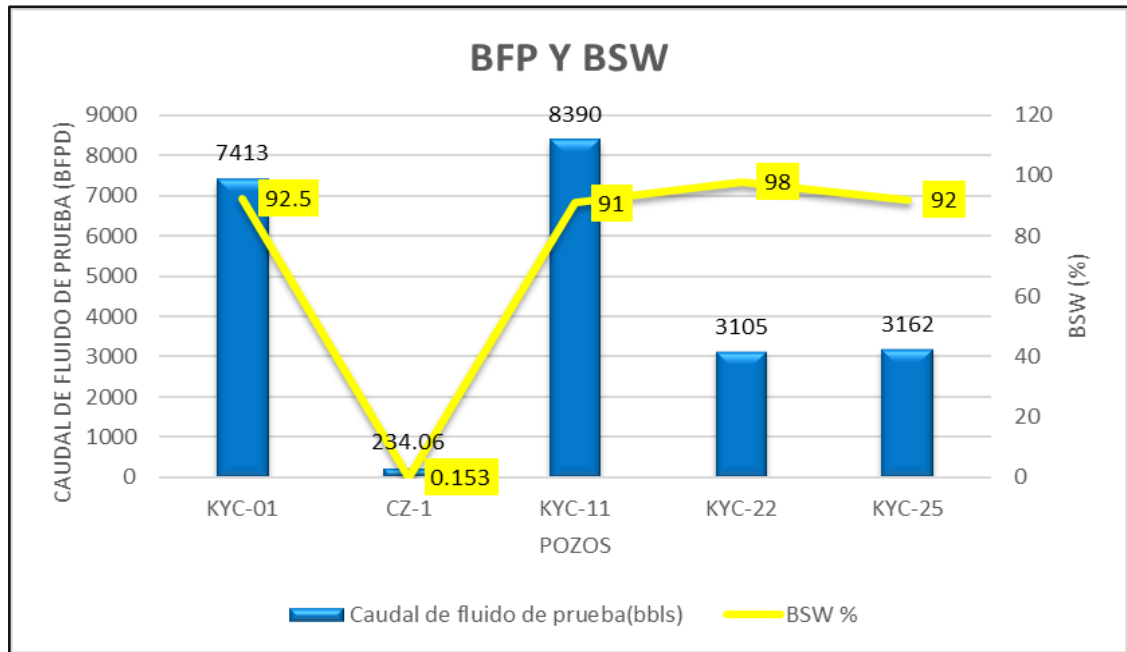
Se ejemplifica mediante unas gráficas la variación de los parámetros más importantes de análisis para el desarrollo del estudio de viabilidad económica del proyecto, dentro de los cuales están las condiciones de presión y temperatura de los pozos (Grafica 1) con el fin de diseñar el estado mecánico de configuración dual con Jet pump con el fin de asegurar la integridad de los equipos, teniendo en cuenta las condiciones del reservorio.

Grafica 1. Condiciones de presión y temperatura de los pozos



Fuente: Elaboración propia

Grafica 2. Producción de fluido y BSW de los pozos

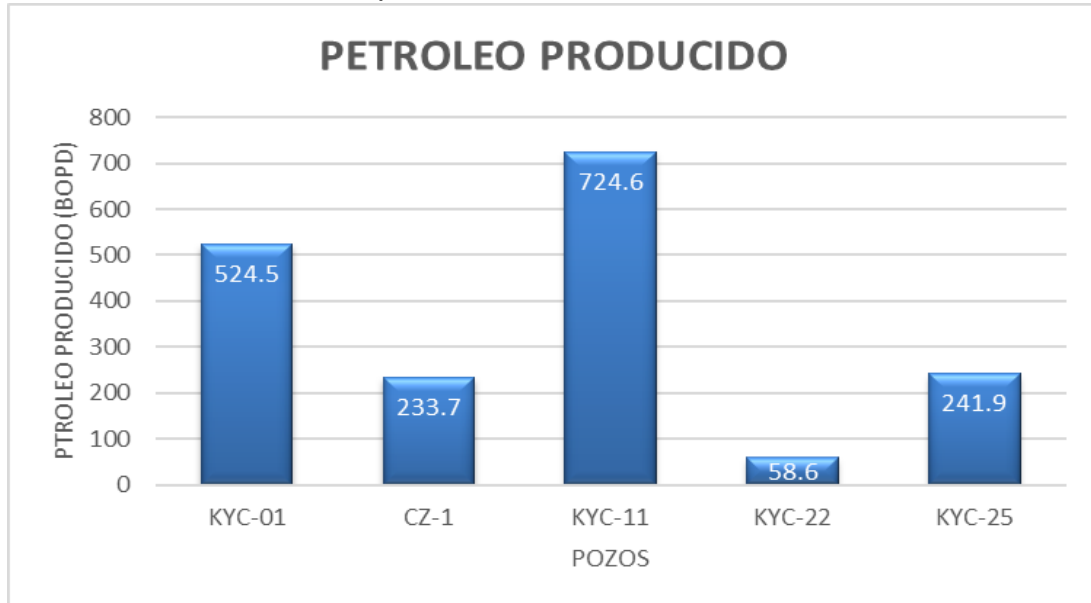


Fuente: Elaboración propia

La grafica 2 representa los barriles producidos de fluido por día y el porcentaje de BSW para los pozos en estudio, de lo cual se puede inferir que en pozos como KYC-01, KYC-11, KYC-22 y KYC-25 presentan alto corte de agua por lo cual necesitaran una estructura más grande en superficie de facilidades de tratamiento de fluido motriz al momento de implementar el bombeo tipo Jet, ya que dichos pozos producen en su mayoría barriles de agua, además de requerir equipos de inyección robustos con el fin de inyectar a presiones superiores a las presiones de reservorio sin superar la presión de fractura.

En cuanto al pozo CZ-1 se evidencia como el principal candidato de implementación puesto que tiene bajos caudales de producción de fluido y un BSW muy bajo, facilitando la instalación y operación de equipo de bombeo tipo Jet.

Grafica 3. Producción de petróleo



Fuente: Elaboración propia

La Grafica 3 representa la producción de petróleo en barriles por día de los pozos en cuestión de estudio, de lo cual se puede inferir que el pozo KYC-22 no ha sido intervenido por temas de prioridad en el Skill Schedule ratificando la importancia del estudio en desarrollo, por otra parte, se evidencia nuevamente que las condiciones del pozo CZ-1 lo hacen principal candidato a la implementación de la configuración dual con jet pump, sin embargo el pozo KYC-25 por su potencial de productividad también se hace posiblemente viable dicha implementación por cuestiones de operación segura del bombeo tipo Jet.

No obstante, se rectificarán estos datos con la simulación a ejecutar posterior a este análisis.

Otros datos importantes de entrada al simulador son los survey´s de los pozos y los estados mecánicos.

3.3. SIMULACIÓN SOFTWARE SYAL

El simulador SYAL pertenece a la empresa SERTECPET contratada por la empresa Gran tierra Energy INC para hacer uso de dicho software el cual proporciona el soporte necesario para el diseño del Sistema de Levantamiento Artificial adecuado para cada pozo, permite seleccionar de manera eficaz las bombas de subsuelo Jet Claw, mediante funciones para calcular las propiedades de los fluidos del reservorio y el índice de productividad del pozo. Dispone de herramientas de análisis para seleccionar el conjunto boquilla-garganta ideal para cada escenario de producción.

De forma complementaria el software permite diseñar el completamiento de fondo en una interfaz moderna, disponible en varios idiomas y sistemas de unidades.¹⁵

3.3.1. Pozo KYC-25 Se procede simular el pozo KYC-25.

3.3.1.1. Creación del pozo. Se inicia la etapa de creación del pozo en el simulador para el pozo KYC-25 en el cual se deben especificar datos generales como se evidencia en la **Tabla 3**. Una vez completados los datos generales se procede a especificar las características del pozo y flujo como se muestra en la **Figura 11**. El simulador trabaja predeterminadamente con pozos productores y método de levantamiento hidráulico tipo Jet, por ende, su configuración de fluido y correlación de flujo también vienen predeterminadas por fluido agua-petróleo con modelo PVT tipo black oil ya que el simulador genera un balance de materia en una fase y un componente, considerando que no hay transferencia de masa entre las fases, el modelo de flujo multifásico empleado por el simulador se determinara bajo la correlación de Beggs and Brill puesto que dicha correlación predice el comportamiento de flujo en los distintos ángulos de inclinación que se puedan llegar a presentar dentro del pozo y es principal premisa de operación del simulador según la empresa.

Tabla 3. Datos generales KYC-25

Datos generales	
Preparado para	Gran Tierra Energy INC
Nombre del pozo	KYC-25
Formación	U y T
Compañía	Gran Tierra Energy INC
Teléfono	
Email	

Fuente: Elaboración propia, con base en Gran Tierra Energy INC.

3.3.1.2. PVT. Se procede a realizar la etapa PVT digitando en el simulador los datos del reservorio evidenciados en la **Tabla 2**. Subsiguiente a esto el simulador procede a realizar el cálculo PVT en el cual debe ser seleccionada la correlación a utilizar, para el caso del pozo KYC-25 se escogió la correlación de Lasater dado que esta correlación fue la única que arrojó resultados cercanos al rango manejado por la

¹⁵ (SERTECPET, 2019) Disponible en: <https://www.sertecpet.net/sistemas-de-bombeo-hidraulico-jet-claw/>

empresa, puesto que previamente se han realizado pruebas de pozo que dieron como resultado un valor de presión de burbuja entre 1000 y 1050 psia para este pozo. La simulación arroja los datos evidenciados en la **Tabla 4**.

Tabla 4. Propiedades PVT de los Fluidos

Propiedades PVT de los fluidos			
Propiedad	Petróleo	Gas	Agua
Factor Volumétrico (RB/STB)	1,222	285,190	1,027
Densidad (Lbs/ft3)	47,241	9,257	60,862
Viscosidad (Cp)	1,101	0,018	0,311
Presión de Burbuja	1026,989		
Rs (SCF/STB)		285,190	

Fuente: Elaboración propia, con base en Gran Tierra Energy INC.

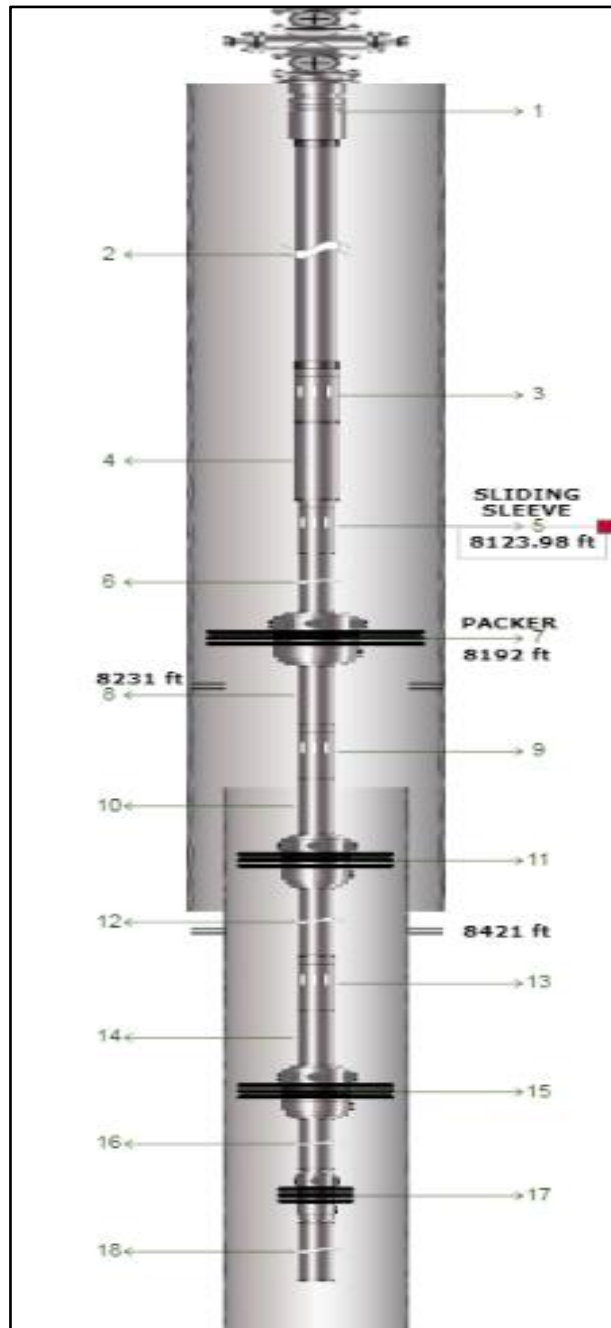
Estos datos serán primordiales para el cálculo interno y automático del software en la etapa numero 4 llamada IPR, con el fin de generar la curva de inflow performance relationship.

3.3.1.3. Completamiento. Para el diseño del completamiento a emplear en la propuesta de configuración dual ESP – Jet pump para este pozo, se tuvo como premisa principal mantener gran parte del completamiento actual del pozo logrando así optimizar los activos de la empresa, por ende, se propone añadir dos accesorios nuevos para llevar a cabo la posible instalación en fondo del bombeo tipo jet.

Se plantea ubicar una camisa tipo Sliding Sleeve 2.31" X 1.81" (Open down) en el tubing de producción de 3.5" a 8123.98 ft ya que el pozo cuenta con el accesorio Ytool y el tubing aguas abajo tiene un diámetro de 2 7/8" de allí la escogencia de la camisa, este accesorio es de principal importancia puesto permite asentar la bomba Jet y comunica el anular con el tubing de producción que será de gran importancia al momento de activar el bombeo tipo jet en directa. Cabe recalcar que los orificios de salida de la camisa deben estar alineados con la salida del bombeo del fluido motriz, Esta camisa debe ser una camisa premium puesto que los wellcat realizados por el equipo de Workover de la empresa GTE arrojaron dicho modelo de camisa. La camisa se diseñó a una distancia de 107.02 ft de los perforados, ya que el diámetro externo de la bomba tipo Jet a instalar no permite la instalación en el casing de 7 pulgadas.

El segundo accesorio para implementar se trata de un empaque mecánico tipo 9 5/8" WFX Blackcat sealbore packer ubicado a una profundidad de 8192 ft en el casing de 9 5/8", lo más cercano posible a los perforados ubicados a una profundidad de 8231 ft de tal manera que se asegure una adecuada columna hidrostática que le permita a la bomba tener sumergencia evitando la cavitación de la bomba y generando mayor drawdown, este empaque debe ser un empaque premium puesto debe aguantar los efectos de balonamiento, contracción, esfuerzos y presiones previamente analizados en los wellcats realizados por el equipo de Workover de la empresa GTE por ende se decide escoger este empaque.

Figura 28. Completamiento propuesto KYC-25

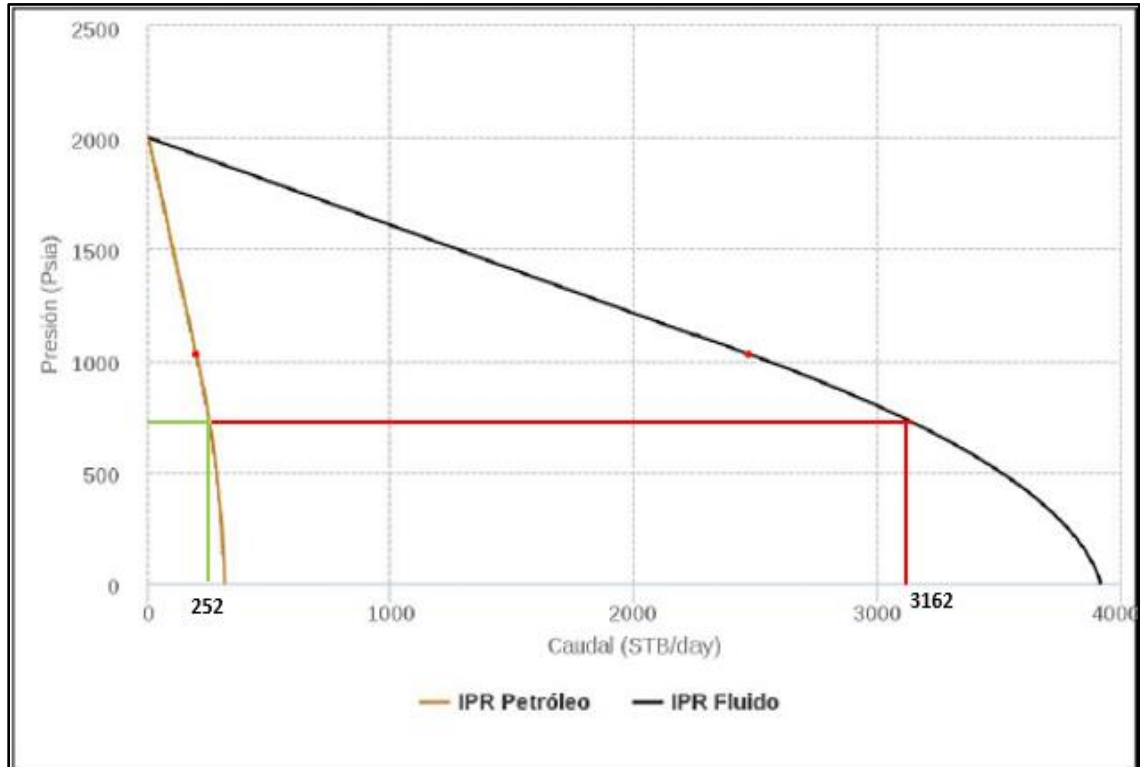


Fuente: Software Syal

3.3.1.4. IPR. En esta etapa se procede a digitar los datos de presión de reservorio, caudal de fluido de prueba y presión de fondo fluyente, información recolectada previamente (Ver **Tabla 2**). El simulador viene predeterminado para realizar el cálculo del inflow performance relationship mediante el modelo Vogel Compuesto haciendo uso de los datos digitados anteriormente mencionados y los datos calculados en la etapa PVT.

El simulador genera un cálculo del índice de productividad de petróleo para este pozo igual a 0.203 bbd/psi lo cual indica que por cada reducción en 1 psi la se van a producir 0.203 barriles por día de petróleo.

Grafica 4. IPR Pozo KYC-25



Fuente: Software Syal

En la Grafica 4. Se evidencia en las curvas IPR una producción de petróleo de 252 barriles por día y de fluido de producción de 3162 barriles por día analizada desde la presión de fondo fluyente para el pozo, de lo cual se puede calcular una producción de agua de 2910 barriles de agua por día arrojando un corte de agua del 92 %, así demostrando que la simulación está reproduciendo el comportamiento actual del pozo.

Estas curvas IPR serán de primordial importancia para finalizar la última etapa que corresponde al bombeo tipo Jet.

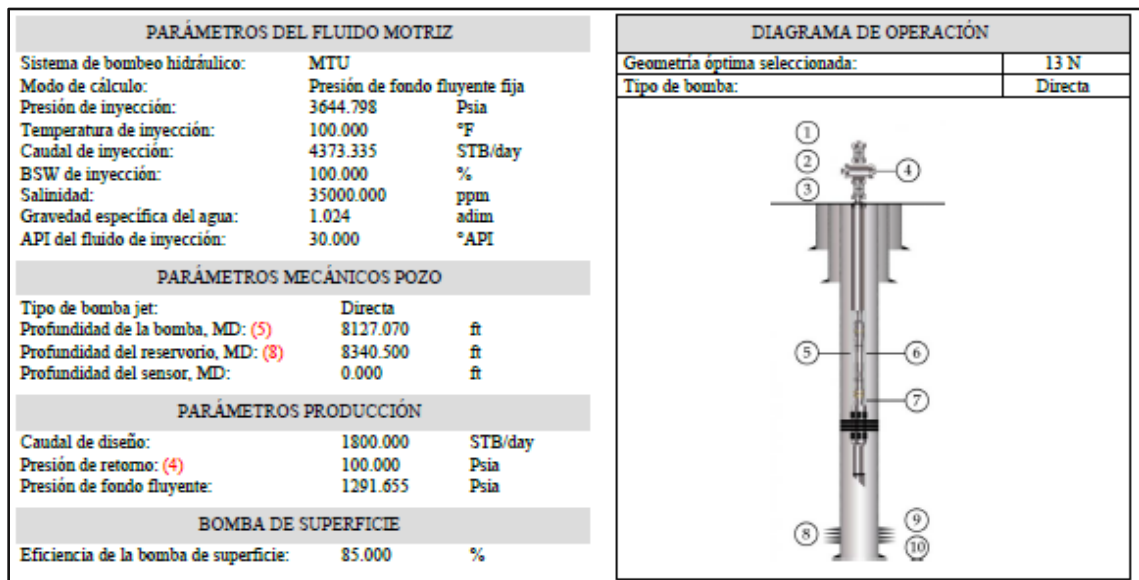
3.3.1.5 Bombeo jet. Para empezar la etapa de diseño y simulación de bombeo tipo Jet es primordial definir la bomba en superficie a utilizar encargada de bombear el fluido motriz el cual va a ser agua de producción puesto que se va a manejar en circuito cerrado.

La bomba a utilizar va a ser una bomba reciprocante de 5 pistones modelo Q300-5H. La principal premisa para escoger esta bomba fue la estandarización de las bombas existentes en el Campo C y su stock de repuestos para intervenciones a las mismas, esto nos permite reducir costos de mantenimiento en un futuro.

Se diseño para la implementación del bombeo en superficie el diámetro de los pistones de la bomba de 1.875 pulgadas, la cual maneja una presión de inyección máxima de 3875 psi operada a 400 RPM con una capacidad máxima de inyección de 4400 barriles por día.

Se escogió un caudal esperado máximo de producción de 1800 barriles por día con base a la experiencia de previos escenarios de producción de la empresa con este tipo de sistema de levantamiento artificial en Campos similares al campo C.

Figura 29. Reporte Bombeo Jet KYC-25



Fuente: Software Syal

Figura 30. Variables Simuladas KYC-25

Geometría	13N
Presión de inyección (Psia) (3)	3,644.8
Caudal de inyección (STB/day)(2)	4,373.3
Caudal de diseño (STB/day) (1)	1,800
Presión de fondo fluyente (Psia) (9)	1,291.7
Presión de entrada a la bomba (Psia) (7)	1,206.2
Presión de descarga (Psia) (6)	3,541.7
Caudal de cavitación (STB/day)	2,403.4
Eficiencia mecánica de la bomba jet (%)	29.9
Potencia requerida (HP)	318.8
Tipo de bomba jet	Directa

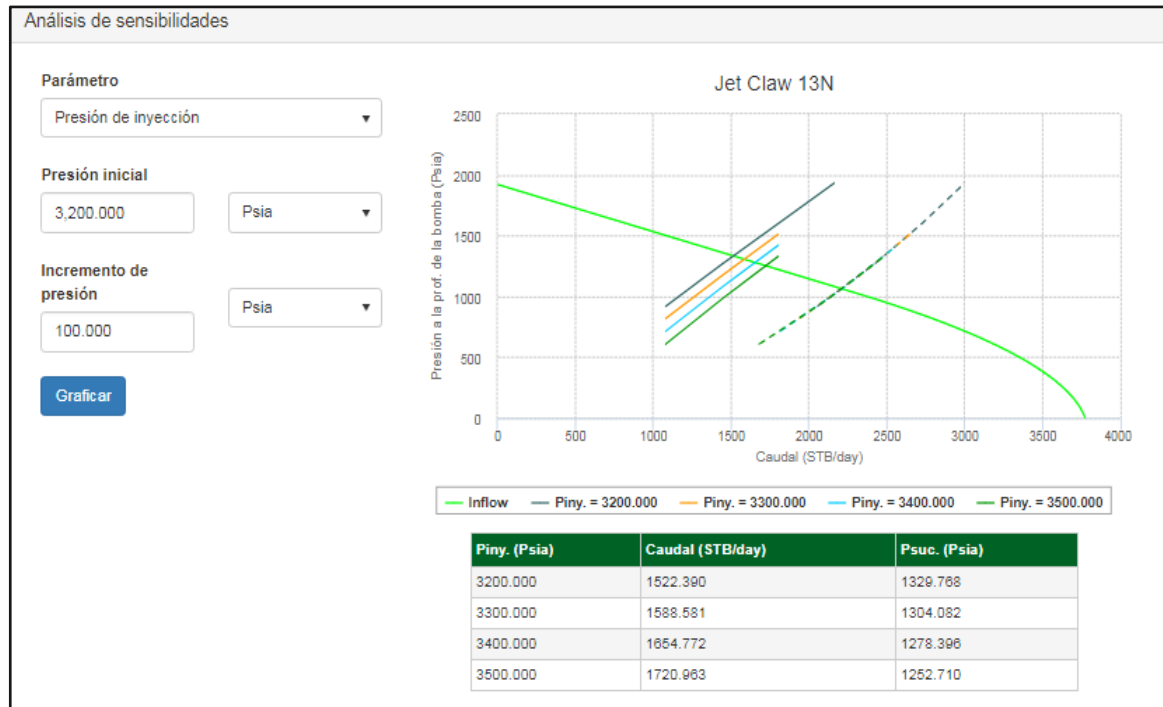
Fuente: Software Syal

Cabe recalcar que una de las funciones primordiales del software es permitir la selección del arreglo Boquilla-garganta (Geometría) más adecuado para producir ciertos volúmenes a unas condiciones de presión y caudal definidos.

Para este caso se seleccionó una geometría 13N, asegurando los parámetros de operación de presión y caudal de inyección de la bomba en superficie, teniendo una presión de inyección de 3644.8 psi a un caudal de 4373.3 barriles por día teniendo una eficiencia de bomba de 29.9 % esta eficiencia es calculada internamente por el software generando una comparación a una tasa optima de operación entre una relación de flujo vs una relación de presión.

Se generaron sensibilidades de simulación de presión de inyección entre un rango de 3200 psi y 3500 psi con salto de 100 psi con el fin de relacionar una presión de inyección y un caudal de producción basados en la curva IPR buscando un punto óptimo de operación como se puede evidenciar en la Figura 31.

Figura 31. Sensibilidades KYC-25



Fuente: Software Syal

El simulador por default arroja 4 análisis de escenarios de sensibilidades dentro de los rangos iniciales de presión escogidos, una vez realizada la simulación para una presión de inyección de 3600 psi se evidencio que en la gráfica la línea de presión cortaba muy al límite con la curva IPR por lo cual la empresa determino no incluir esa presión en el análisis de sensibilidades puesto que generaba mayor rango de incertidumbre, tomando para este pozo un punto máximo de operación de inyección de fluido motriz a 3500 psi obteniendo un caudal de producción de 1720.963 barriles de fluido por día con un BSW del 92 % se tiene una producción de agua de 1583.25 barriles por día y una producción de petróleo de 137.71 barriles por día.

3.3.2. Pozo KYC-22. Se procede simular el pozo KYC-22.

3.3.2.1. Creación del pozo. Se inicia la etapa de creación del pozo en el simulador para el pozo KYC-22 en el cual se deben especificar datos generales como se evidencia en la **Tabla 5**. Una vez completados los datos generales se procede a especificar las características del pozo y flujo como se muestra en la **Figura 11**. El simulador trabaja predeterminadamente con pozos productores y método de levantamiento hidráulico tipo Jet, por ende, su configuración de fluido y correlación de flujo también vienen predeterminadas por fluido agua-petróleo con modelo PVT tipo black oil ya que el simulador genera un balance de materia en una fase y un componente, considerando que no hay transferencia de masa entre las fases, el

modelo de flujo multifásico empleado por el simulador se determinara bajo la correlación de Beggs and Brill puesto que dicha correlación predice el comportamiento de flujo en los distintos ángulos de inclinación que se puedan llegar a presentar dentro del pozo y es principal premisa de operación del simulador según la empresa.

Tabla 5. Datos generales KYC-22

Datos generales	
Preparado para	Gran Tierra Energy INC
Nombre del pozo	KYC-22
Formación	Caballos y T
Compañía	Gran Tierra Energy INC
Teléfono	
Email	

Fuente: Elaboración propia, con base en Gran Tierra Energy

3.3.2.2. PVT. Se procede a realizar la etapa PVT digitando en el simulador los datos del reservorio evidenciados en la **Tabla 2**. Subsiguiente a esto el simulador procede a realizar el cálculo PVT en el cual debe ser seleccionada la correlación a utilizar, para el caso del pozo KYC-22 se escogió la correlación de Lasater dado que esta correlación fue la única que arrojo resultados cercanos al rango manejado por la empresa, puesto que previamente se han realizado pruebas de pozo que dieron como resultado un valor de presión de burbuja entre 2550 y 2600 psia para este pozo. La simulación arrojo los datos evidenciados en la **Tabla 6**.

Tabla 6. Propiedades PVT de los Fluidos

Datos generales			
Propiedad	Petróleo	Gas	Agua
Factor volumétrico (RB/STB)	1.45	0.01	1.04
Densidad (Lbs/ft3)	43.08	11.53	60.35
Viscosidad (Cp)	0.56	0.02	0.30
Presión de Burbuja	2598.01		
Rs (SCF/STB)		733.36	

Fuente: Elaboración propia a partir de información suministrada por el software Syal

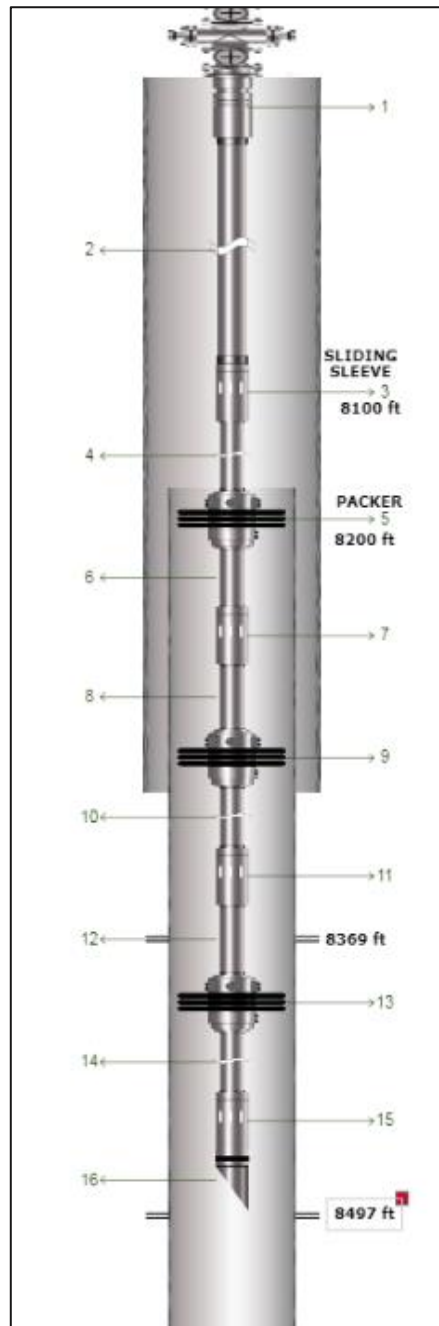
Estos datos serán primordiales para el cálculo interno y automático del software en la etapa numero 4 llamada IPR, con el fin de generar la curva de inflow performance relationship.

3.3.2.3. Completamiento. Para el diseño del completamiento a emplear en la propuesta de configuración dual ESP – Jet pump para este pozo, se tuvo como premisa principal mantener gran parte del completamiento actual del pozo logrando así optimizar los activos de la empresa, por ende, se propone añadir dos accesorios nuevos para llevar a cabo la posible instalación en fondo del bombeo tipo jet.

Se plantea ubicar una camisa tipo WTF 27/8" SleeveAssySliding Wxon 2.313SB EUE BXP 4140.p/n en el tubing de producción de 3.5" a 8100 ft ya que el pozo cuenta con el accesorio Ytool y el tubing aguas abajo tiene un diámetro de 2 7/8" de allí la escogencia de la camisa, este accesorio es de principal importancia puesto permite asentar la bomba Jet y comunica el anular con el tubing de producción que será de gran importancia al momento de activar el bombeo tipo jet en directa. Cabe recalcar que los orificios de salida de la camisa deben estar alineados con la salida del bombeo del fluido motriz, Esta camisa debe ser una camisa premium puesto que los wellcat realizados por el equipo de Workover de la empresa GTE arrojaron dicho modelo de camisa. La camisa se diseñó a una distancia de 269 ft de los perforados, ya que el diámetro externo de la bomba tipo Jet a instalar no permite la instalación en el casing de 7 pulgadas.

el segundo accesorio para implementar se trata de un empaque mecánico tipo WFX 7"X4", 23-32 PPf. 4 Releasing Pins X 3175lb ubicado a una profundidad de 8200 ft en el casing de 7", lo más cercano posible a los perforados ubicados a una profundidad de 8369 ft de tal manera que se asegure un sellado optimo y una adecuada columna hidrostática que le permita a la bomba tener sumergencia evitando la cavitación de la bomba y generando mayor drawdown, este empaque debe ser un empaque premium puesto debe aguantar los efectos de balonamiento, contracción, esfuerzos y presiones previamente analizados en los wellcats realizados por el equipo de Workover de la empresa GTE por ende se decide escoger este empaque.

Figura 32. Completamiento propuesto KYC-22



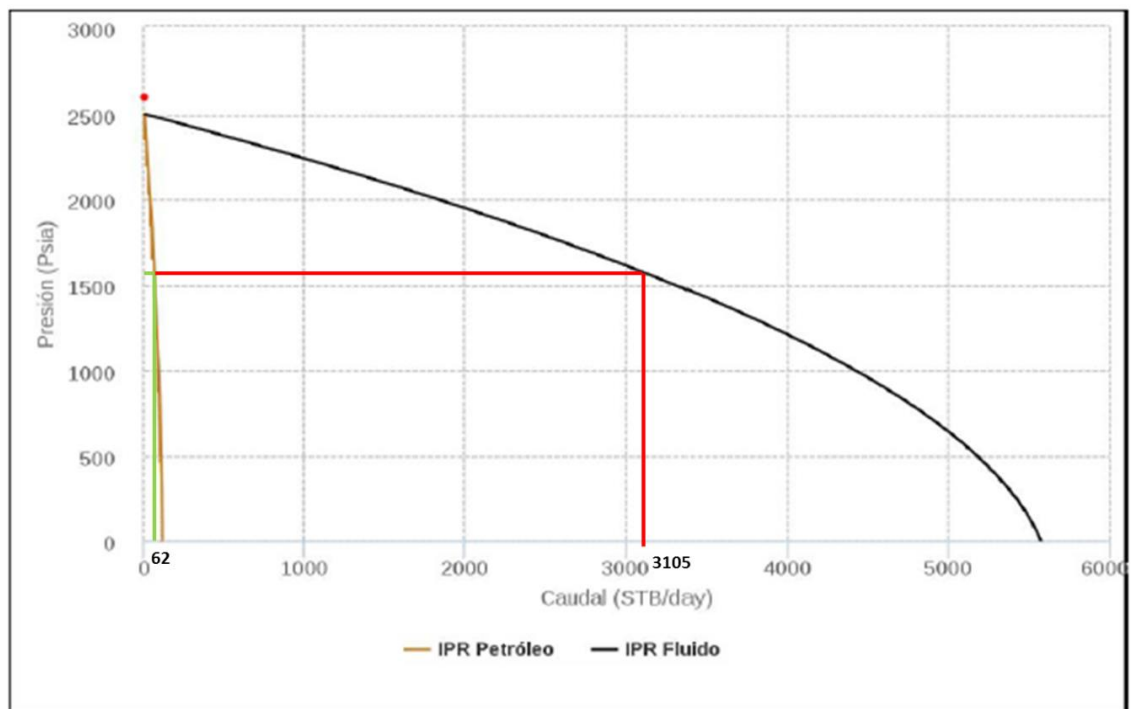
Fuente: Software Syal

3.3.2.4. IPR. En esta etapa se procede a digitar los datos de presión de reservorio, caudal de fluido de prueba y presión de fondo fluyente, información recolectada previamente (Ver **Tabla 2.**). El simulador viene predeterminado para realizar el cálculo del inflow performance relationship mediante el modelo Vogel Compuesto

haciendo uso de los datos digitados anteriormente mencionados y los datos calculados en la etapa PVT.

El simulador genera un cálculo del índice de productividad de petróleo para este pozo igual a 0.080 bbd/psi lo cual indica que por cada reducción en 1 psi la se van a producir 0.080 barriles por día de petróleo.

Grafica 5. IPR Pozo KYC-22



Fuente: Software Syal

En la Grafica 5. Se evidencia en las curvas IPR una producción de petróleo de 62 barriles por día y de fluido de producción de 3105 barriles por día analizada desde la presión de fondo fluyente para el pozo, de lo cual se puede calcular una producción de agua de 3043 barriles de agua por día arrojando un corte de agua del 98 %, así demostrando que la simulación está reproduciendo el comportamiento actual del pozo.

Estas curvas IPR serán de primordial importancia para finalizar la última etapa que corresponde al bombeo tipo Jet.

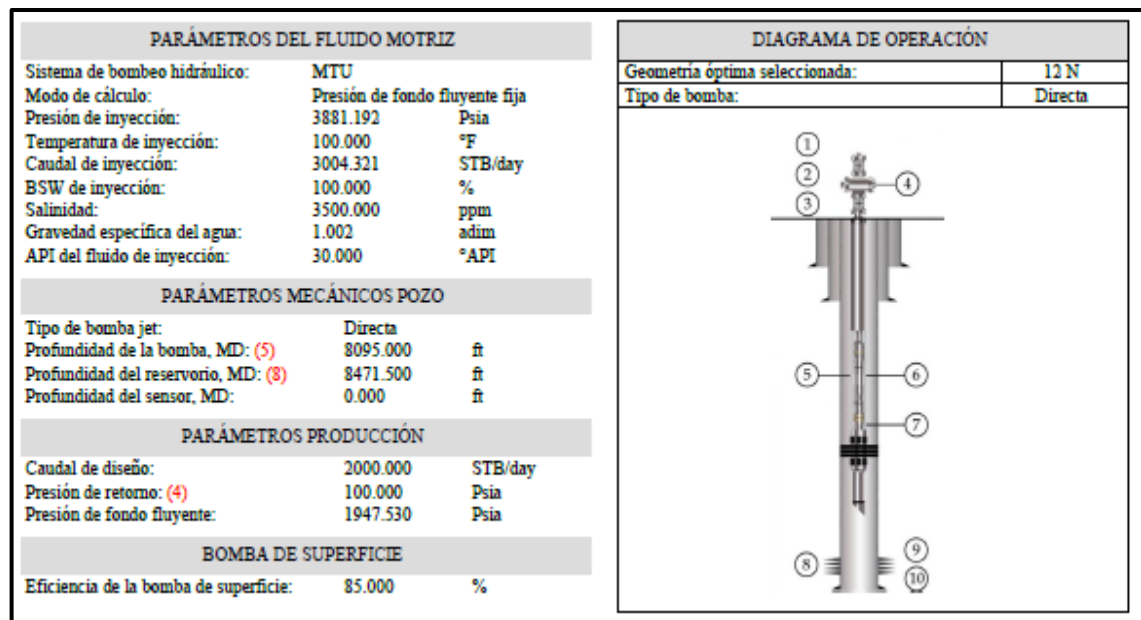
3.3.2.5. Bombeo Jet. Para empezar la etapa de diseño y simulación de bombeo tipo Jet es primordial definir la bomba en superficie a utilizar encargada de bombear el fluido motriz el cual va a ser agua de producción puesto que se va a manejar en circuito cerrado.

La bomba a utilizar va a ser una bomba reciprocante de 5 pistones modelo Q300-5H. La principal premisa para escoger esta bomba fue la estandarización de las bombas existentes en el Campo C y su stock de repuestos para intervenciones a las mismas, esto nos permite reducir costos de mantenimiento en un futuro.

Se diseñó para la implementación del bombeo en superficie el diámetro de los pistones de la bomba de 1.175 pulgadas, la cual maneja una presión de inyección máxima de 4449 psi operada a 400 RPM con una capacidad máxima de inyección de 3570 barriles por día.

Se escogió un caudal esperado máximo de producción de 1800 barriles por día con base a la experiencia de previos escenarios de producción de la empresa con este tipo de sistema de levantamiento artificial en Campos similares al campo C.

Figura 33.Reporte Bombeo Jet KYC-22



Fuente: Software Syal

Figura 34. Variables Simuladas KYC-22

Geometría	12N
Presión de inyección (Psia) (3)	3,881.2
Caudal de inyección (STB/day)(2)	3,004.3
Caudal de diseño (STB/day) (1)	2,000.0
Presión de fondo fluyente (Psia) (9)	1,947.5
Presión de entrada a la bomba (Psia) (7)	1,787.1
Presión de descarga (Psia) (6)	3,492.5
Caudal de cavitación (STB/day)	3,608.5
Eficiencia mecánica de la bomba jet (%)	31.3
Potencia requerida (HP)	233.2
Tipo de bomba jet	Directa

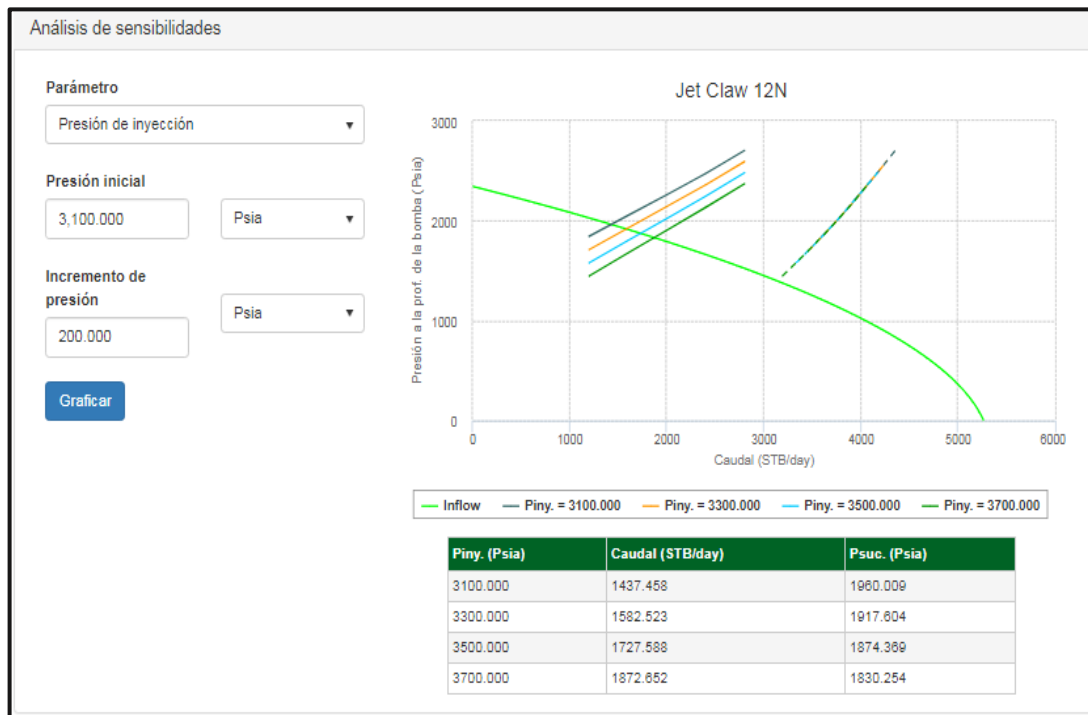
Fuente: Software Syal

Cabe recalcar que una de las funciones primordiales del software es permitir la selección del arreglo Boquilla-garganta (Geometría) más adecuado para producir ciertos volúmenes a unas condiciones de presión y caudal definidos.

Para este caso se seleccionó una geometría 12N, asegurando los parámetros de operación de presión y caudal de inyección de la bomba en superficie, teniendo una presión de inyección de 3881.2 psi a un caudal de 3004.3 barriles por día teniendo una eficiencia de bomba de 31.3 %, esta eficiencia es calculada internamente por el software generando una comparación a una tasa optima de operación entre una relación de flujo vs una relación de presión.

Se generaron sensibilidades de simulación de presión de inyección entre un rango de 3100 psi y 3700 psi con salto de 200 psi con el fin de relacionar una presión de inyección y un caudal de producción basados en la curva IPR buscando un punto óptimo de operación como se puede evidenciar en la **Figura 35**.

Figura 35. Sensibilidades KYC-22



Fuente: Software Syal

El simulador por default arroja 4 análisis de escenarios de sensibilidades dentro de los rangos iniciales de presión escogidos, de la simulación realizada se evidencia un rango de operación de inyección de fluido motriz entre 3500 y 3700 psi obteniendo un caudal de producción entre 1727.588 y 1872.552 barriles de fluido por día con un BSW del 98%, se tiene una producción de agua entre 1693.03 y 1835.1 barriles por día y una producción de petróleo entre 34.55 y 37.45 barriles por día.

3.3.3. Pozo KYC-11. Se procede simular el pozo KYC-11.

3.3.3.1. Creación del pozo. Se inicia la etapa de creación del pozo en el simulador para el pozo KYC-11 en el cual se deben especificar datos generales como se evidencia en la **Tabla 7**. Una vez completados los datos generales se procede a especificar las características del pozo y flujo como se muestra en la **Figura 11**. El simulador trabaja predeterminadamente con pozos productores y método de levantamiento hidráulico tipo Jet, por ende, su configuración de fluido y correlación de flujo también vienen predeterminadas por fluido agua-petróleo con modelo PVT tipo black oil ya que el simulador genera un balance de materia en una fase y un componente, considerando que no hay transferencia de masa entre las fases, el modelo de flujo multifásico empleado por el simulador se determinara bajo la correlación de Beggs and Brill puesto que dicha correlación predice el comportamiento de flujo en los distintos ángulos de inclinación que se puedan llegar a presentar dentro del pozo y es principal premisa de operación del simulador según la empresa.

Tabla 7. Datos generales KYC-11

Datos generales	
Preparado para	Gran Tierra Energy INC
Nombre del pozo	KYC-11
Formación	Caballos y T
Compañía	Gran Tierra Energy INC
Teléfono	
Email	

Fuente: Elaboración propia, con base en Gran Tierra Energy.

3.3.3.2. PVT. Se procede a realizar la etapa PVT digitando en el simulador los datos del reservorio evidenciados en la **Tabla 2**. Subsiguiente a esto el simulador procede a realizar el cálculo PVT en el cual debe ser seleccionada la correlación a utilizar, para el caso del pozo KYC-11 se escogió la correlación de Lasater dado que esta correlación fue la única que arrojo resultados cercanos al rango manejado por la empresa, puesto que previamente se han realizado pruebas de pozo que dieron como resultado un valor de presión de burbuja entre 900 y 950 psia para este pozo. La simulación arrojo los datos evidenciados en la **Tabla 8**.

Tabla 8. Propiedades PVT de los Fluidos

Datos generales			
Propiedad	Petróleo	Gas	Agua
Factor volumétrico (RB/STB)	1.21	0.006	1.02
Densidad (Lbs/ft3)	47.30	11.93	61.03
Viscosidad (Cp)	1.29	0.02	0.30
Presión de Burbuja	913.97		
Rs (SCF/STB)		252.54	

Fuente: Elaboración propia a partir de información suministrada por el software Syal

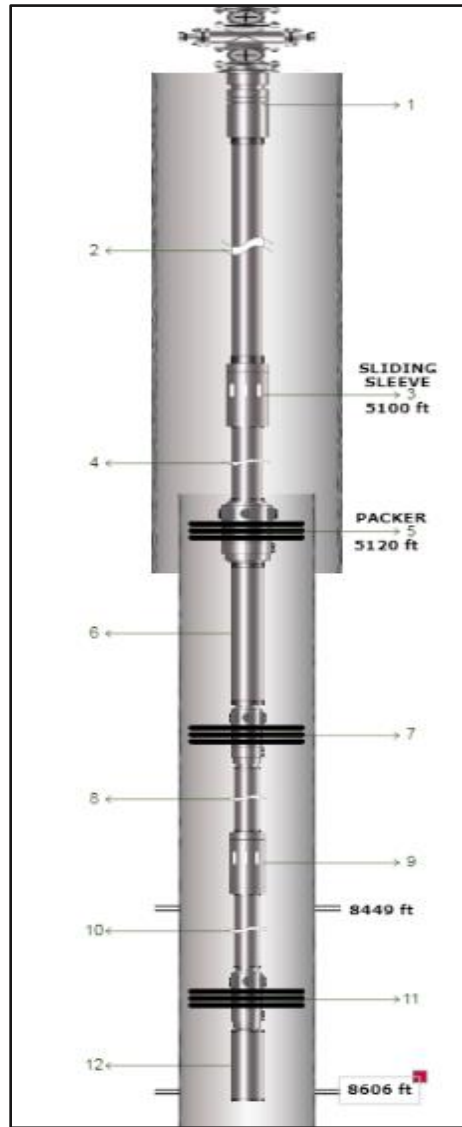
Estos datos serán primordiales para el cálculo interno y automático del software en la etapa numero 4 llamada IPR, con el fin de generar la curva de inflow performance relationship.

3.3.3.3. Completamiento. Para el diseño del completamiento a emplear en la propuesta de configuración dual ESP – Jet pump para este pozo, se tuvo como premisa principal mantener gran parte del completamiento actual del pozo logrando así optimizar los activos de la empresa, por ende, se propone añadir dos accesorios nuevos para llevar a cabo la posible instalación en fondo del bombeo tipo jet.

Se plantea ubicar una camisa tipo 2.81 WXO, 3.5" EUE box-pin en el tubing de producción de 3.5" a 5100 ft ya que el pozo cuenta con el accesorio Ytool y el tubing aguas abajo tiene un diámetro de 2 7/8" de allí la escogencia de la camisa, este accesorio es de principal importancia puesto permite asentar la bomba Jet y comunica el anular con el tubing de producción que será de gran importancia al momento de activar el bombeo tipo jet en directa. Cabe recalcar que los orificios de salida de la camisa deben estar alineados con la salida del bombeo del fluido motriz, Esta camisa debe ser una camisa premium puesto que los wellcat realizados por el equipo de Workover de la empresa GTE arrojaron dicho modelo de camisa. La camisa se diseñó a una distancia de 3349 ft de los perforados, ya que el diámetro externo de la bomba tipo Jet a instalar no permite la instalación en el casing de 7 pulgadas, por ende, es posible que al momento de realizar la simulación en la etapa de bombeo Jet no sea favorable consecuencia de la lejanía de la camisa a los perforados.

El segundo accesorio para implementar se trata de un empaque mecánico tipo WFX BlackCat Retv Sealbore Packer 7x4, 23-32ppf. HNBR 80 Duro Releasing 4 pins x 3175lb E/A ubicado a una profundidad de 5210 ft en el casing de 7", lo más cercano posible a los perforados ubicados a una profundidad de 8449 ft, asegurando un adecuado sello. Este empaque debe ser un empaque premium puesto debe aguantar los efectos de balonamiento, contracción, esfuerzos y presiones previamente analizados en los wellcats realizados por el equipo de Workover de la empresa GTE por ende se decide escoger este empaque.

Figura 36. Completamiento propuesto KYC-11

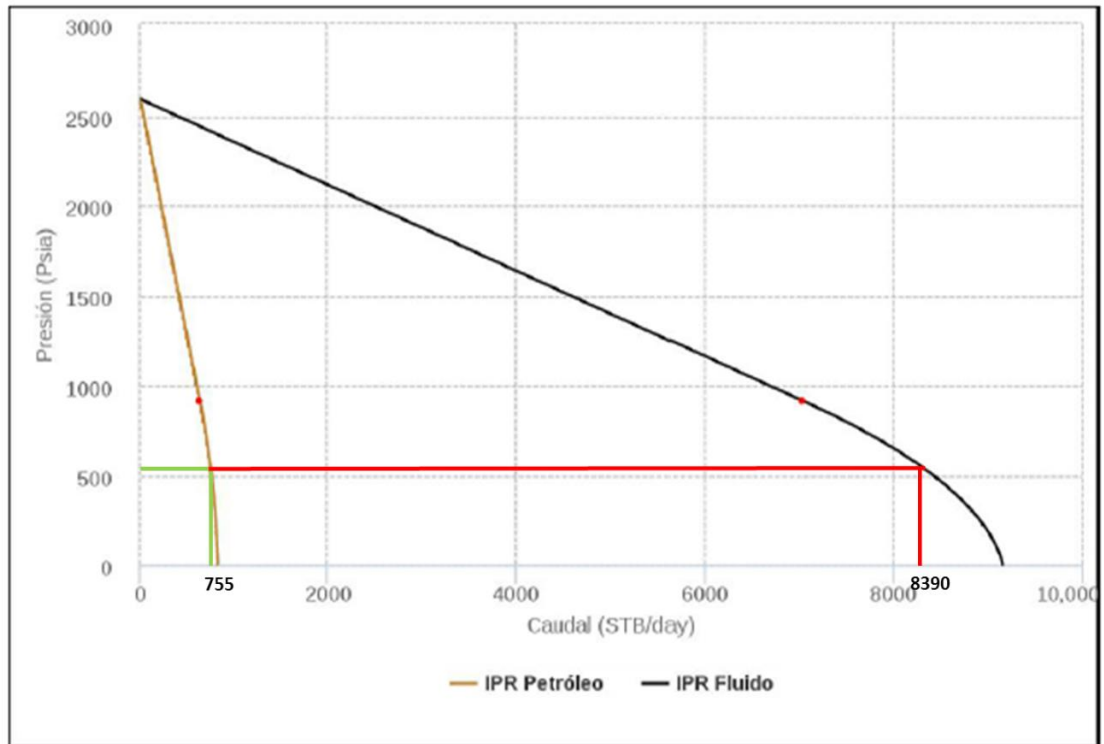


Fuente: Software Syal

3.3.3.4. IPR. En esta etapa se procede a digitar los datos de presión de reservorio, caudal de fluido de prueba y presión de fondo fluyente, información recolectada previamente (Ver **Tabla 2.**). El simulador viene predeterminado para realizar el cálculo del inflow performance relationship mediante el modelo Vogel Compuesto haciendo uso de los datos digitados anteriormente mencionados y los datos calculados en la etapa PVT.

El simulador genera un cálculo del índice de productividad de petróleo para este pozo igual a 0.377 bbd/psi lo cual indica que por cada reducción en 1 psi la se van a producir 0.377 barriles por día de petróleo.

Grafica 6. IPR Pozo KYC-11



Fuente: Software Syal

En la Grafica 6. Se evidencia en las curvas IPR una producción de petróleo de 755 barriles por día y de fluido de producción de 8390 barriles por día analizada desde la presión de fondo fluyente para el pozo, de lo cual se puede calcular una producción de agua de 7635.33 barriles de agua por día arrojando un corte de agua del 91 %, así demostrando que la simulación está reproduciendo el comportamiento actual del pozo.

Estas curvas IPR serán de primordial importancia para finalizar la última etapa que corresponde al bombeo tipo Jet.

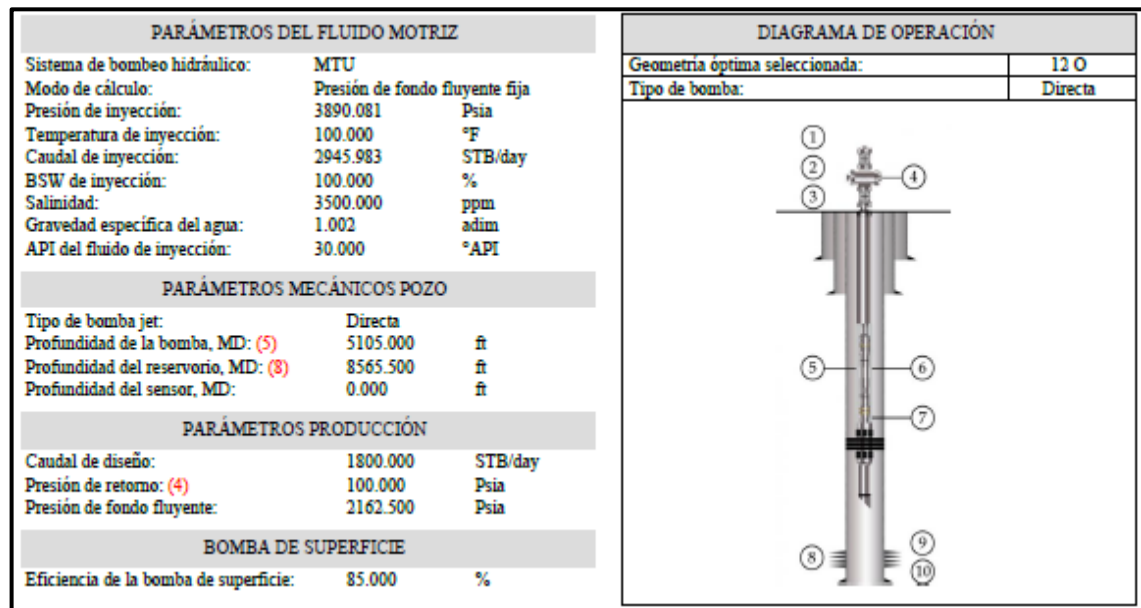
3.3.3.5. Bombeo Jet. Para empezar la etapa de diseño y simulación de bombeo tipo Jet es primordial definir la bomba en superficie a utilizar encargada de bombear el fluido motriz el cual va a ser agua de producción puesto que se va a manejar en circuito cerrado.

La bomba a utilizar va a ser una bomba reciprocante de 5 pistones modelo Q300-5H. La principal premisa para escoger esta bomba fue la estandarización de las bombas existentes en el Campo C y su stock de repuestos para intervenciones a las mismas, esto nos permite reducir costos de mantenimiento en un futuro.

Se diseñó para la implementación del bombeo en superficie el diámetro de los pistones de la bomba de 1.875 pulgadas, la cual maneja una presión de inyección máxima de 3875 psi operada a 300 RPM (desaprovechando el máximo potencial de la bomba) con una capacidad máxima de inyección de 3074 barriles por día.

Se escogió un caudal esperado máximo de producción de 1800 barriles por día con base a la experiencia de previos escenarios de producción de la empresa con este tipo de sistema de levantamiento artificial en Campos similares al campo C.

Figura 37. Reporte Bombeo Jet KYC-11



Fuente: Software Syal

Figura 38. Variables Simuladas KYC-11

Geometría	120
Presión de inyección (Psia) (3)	3,890.1
Caudal de inyección (STB/day)(2)	2,946.0
Caudal de diseño (STB/day) (1)	1,800.0
Presión de fondo fluyente (Psia) (9)	2,162.5
Presión de entrada a la bomba (Psia) (7)	701.1
Presión de descarga (Psia) (6)	2,213.1
Caudal de cavitación (STB/day)	3,116.5
Eficiencia mecánica de la bomba jet (%)	25.1
Potencia requerida (HP)	229.2
Tipo de bomba jet	Directa

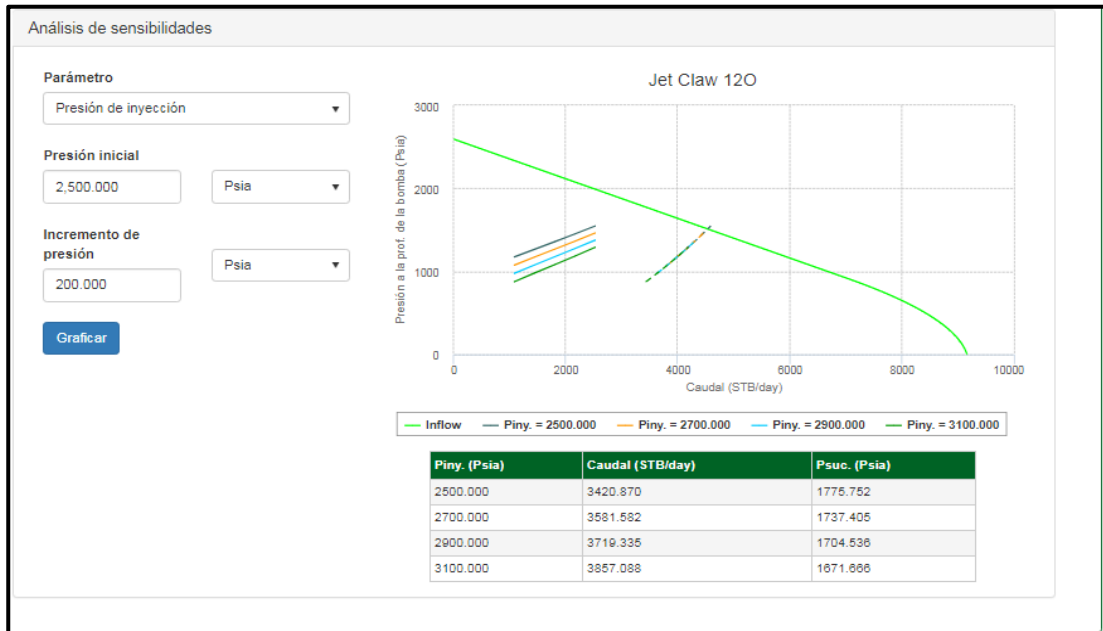
Fuente: Software Syal

Cabe recalcar que una de las funciones primordiales del software es permitir la selección del arreglo Boquilla-garganta (Geometría) más adecuado para producir ciertos volúmenes a unas condiciones de presión y caudal definidos.

Para este caso se seleccionó una geometría 120, asegurando los parámetros de operación de presión y caudal de inyección de la bomba en superficie, teniendo una presión de inyección de 3890.1 psi a un caudal de 2946 barriles por día teniendo una eficiencia de bomba de 25.1 % esta eficiencia es calculada internamente por el software generando una comparación a una tasa optima de operación entre una relación de flujo vs una relación de presión.

Se generaron sensibilidades de simulación de presión de inyección entre un rango de 2500 psi y 3100 psi con salto de 200 psi con el fin de relacionar una presión de inyección y un caudal de producción basados en la curva IPR buscando un punto óptimo de operación como se puede evidenciar en la **Figura 39**.

Figura 39. Sensibilidades KYC-11



Fuente: Software Syal

Una vez realizada la simulación se puede evidenciar que no es posible implementar el bombeo jet para este pozo como sistema dual en caso de falla del bombeo ESP, debido al distanciamiento entre la camisa (lugar donde se asentaría la bomba Jet) y los perforados, además el resultado de la simulación no arroja un punto óptimo de operación puesto que a ninguna presión evaluada corta con la curva IPR arrojando caudales mucho más altos del caudal de diseño.

3.3.4. Pozo KYC-01. Se procede simular el pozo KYC-01.

3.3.4.1. Creación del pozo. Se inicia la etapa de creación del pozo en el simulador para el pozo KYC-01 en el cual se deben especificar datos generales como se evidencia en la **Tabla 9**. Una vez completados los datos generales se procede a especificar las características del pozo y flujo como se muestra en la **Figura 11**. El simulador trabaja predeterminadamente con pozos productores y método de levantamiento hidráulico tipo Jet, por ende, su configuración de fluido y correlación de flujo también vienen predeterminadas por fluido agua-petróleo con modelo PVT tipo black oil ya que el simulador genera un balance de materia en una fase y un componente, considerando que no hay transferencia de masa entre las fases, el modelo de flujo multifásico empleado por el simulador se determinara bajo la correlación de Beggs and Brill puesto que dicha correlación predice el comportamiento de flujo en los distintos ángulos de inclinación que se puedan llegar

a presentar dentro del pozo y es principal premisa de operación del simulador según la empresa.

Tabla 9. Datos Generales KYC-01

Datos generales	
Preparado para	Gran Tierra Energy INC
Nombre del pozo	KYC-01
Formación	Caballos, T, U Y N
Compañía	Gran Tierra Energy INC
Teléfono	
Email	

Fuente: Elaboración propia, con base en Gran Tierra Energy.

3.3.4.2. PVT. Se procede a realizar la etapa PVT digitando en el simulador los datos del reservorio evidenciados en la **Tabla 2**. Subsiguiente a esto el simulador procede a realizar el cálculo PVT en el cual debe ser seleccionada la correlación a utilizar, para el caso del pozo KYC-01 se escogió la correlación de Lasater dado que esta correlación fue la única que arrojó resultados cercanos al rango manejado por la empresa, puesto que previamente se han realizado pruebas de pozo que dieron como resultado un valor de presión de burbuja entre 850 y 900 psia para este pozo. La simulación arrojó los datos evidenciados en la **Tabla 10**.

Tabla 10. Propiedades PVT de los Fluidos

Datos generales			
Propiedad	Petróleo	Gas	Agua
Factor volumétrico (RB/STB)	1.3	0.006	1.03
Densidad (Lbs/ft3)	47.50	10.67	60.97
Viscosidad (Cp)	1.27	0.02	0.306
Presión de Burbuja	880.21		
Rs (SCF/STB)		244.05	

Fuente: Elaboración propia a partir de información suministrada por el software Sval

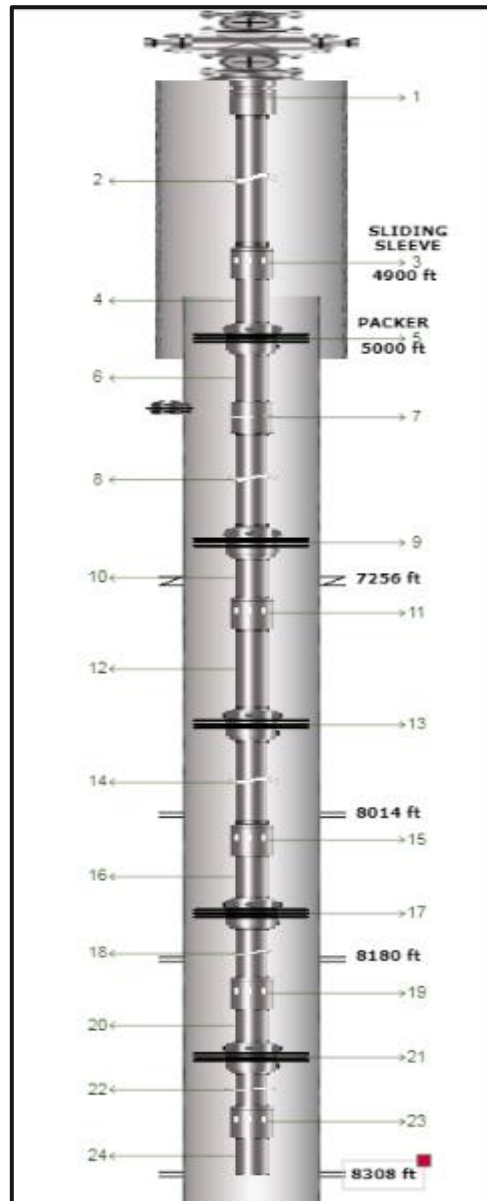
Estos datos serán primordiales para el cálculo interno y automático del software en la etapa numero 4 llamada IPR, con el fin de generar la curva de inflow performance relationship.

3.3.4.3. Completamiento. Para el diseño del completamiento a emplear en la propuesta de configuración dual ESP – Jet pump para este pozo, se tuvo como premisa principal mantener gran parte del completamiento actual del pozo logrando así optimizar los activos de la empresa, por ende, se propone añadir dos accesorios nuevos para llevar a cabo la posible instalación en fondo del bombeo tipo jet.

Se plantea ubicar una camisa tipo 2.81 WXO, 3.5" EUE box-pin en el tubing de producción de 3.5" a 4900 ft ya que el pozo cuenta con el accesorio Ytool y el tubing aguas abajo tiene un diámetro de 2 7/8" de allí la escogencia de la camisa, este accesorio es de principal importancia puesto permite asentar la bomba Jet y comunica el anular con el tubing de producción que será de gran importancia al momento de activar el bombeo tipo jet en directa. Cabe recalcar que los orificios de salida de la camisa deben estar alineados con la salida del bombeo del fluido motriz, Esta camisa debe ser una camisa premium puesto que los wellcat realizados por el equipo de Workover de la empresa GTE arrojaron dicho modelo de camisa. La camisa se diseñó a una distancia de 2356 ft de los perforados, ya que el diámetro externo de la bomba tipo Jet a instalar no permite la instalación en el casing de 7 pulgadas, por ende, es posible que al momento de realizar la simulación en la etapa de bombeo Jet no sea favorable consecuencia de la lejanía de la camisa a los perforados.

El segundo accesorio para implementar se trata de un empaque mecánico tipo WFX BlackCat Retv Sealbore Packer 7x4, 23-32ppf. HNBR 80 Duro Releasing 4 pins x 3175lb E/A ubicado a una profundidad de 5000 ft en el casing de 7", lo más cercano posible a los perforados ubicados a una profundidad de 7256 ft, asegurando un adecuado sello. Este empaque debe ser un empaque premium puesto debe aguantar los efectos de balonamiento, contracción, esfuerzos y presiones previamente analizados en los wellcats realizados por el equipo de Workover de la empresa GTE por ende se decide escoger este empaque.

Figura 40. Completamiento propuesto KYC-01

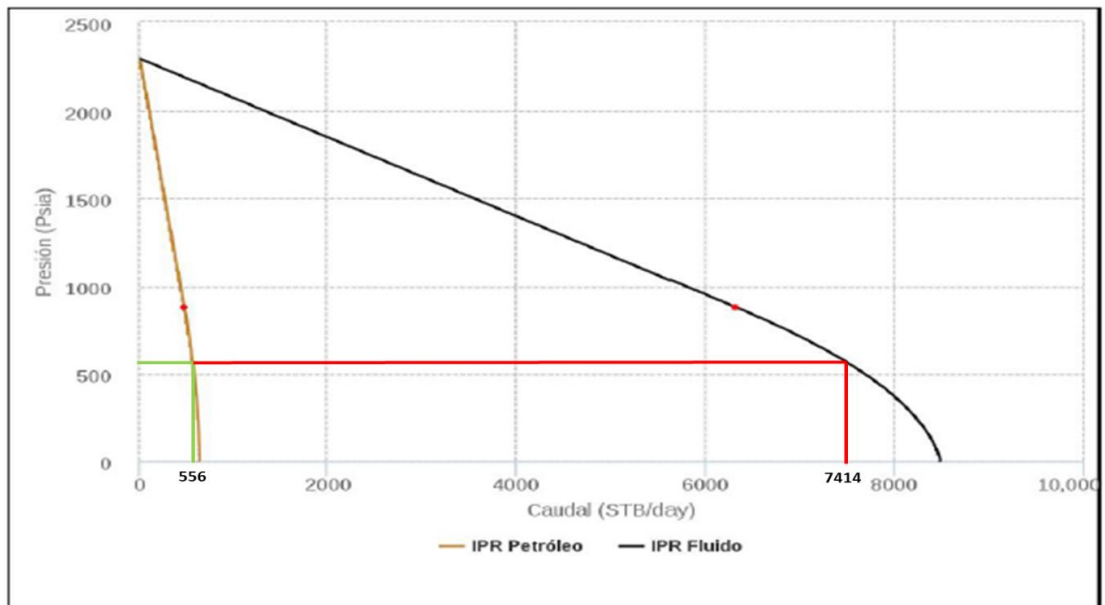


Fuente: Software Syal

3.3.4.4. IPR. En esta etapa se procede a digitar los datos de presión de reservorio, caudal de fluido de prueba y presión de fondo fluyente, información recolectada previamente (Ver Tabla 2.). El simulador viene predeterminado para realizar el cálculo del inflow performance relationship mediante el modelo Vogel Compuesto haciendo uso de los datos digitados anteriormente mencionados y los datos calculados en la etapa PVT.

El simulador genera un cálculo del índice de productividad de petróleo para este pozo igual a 0.334 bbd/psi lo cual indica que por cada reducción en 1 psi la se van a producir 0.334 barriles por día de petróleo.

Grafica 7. IPR Pozo KYC-01



Fuente: Software Syal

En la Grafica 7. Se evidencia en las curvas IPR una producción de petróleo de 556 barriles por día y de fluido de producción de 7414 barriles por día analizada desde la presión de fondo fluyente para el pozo, de lo cual se puede calcular una producción de agua de 6857.9 barriles de agua por día arrojando un corte de agua del 92.5 %, así demostrando que la simulación está reproduciendo el comportamiento actual del pozo.

Estas curvas IPR serán de primordial importancia para finalizar la última etapa que corresponde al bombeo tipo Jet.

3.3.4.5. Bombeo jet. Para empezar la etapa de diseño y simulación de bombeo tipo Jet es primordial definir la bomba en superficie a utilizar encargada de bombear

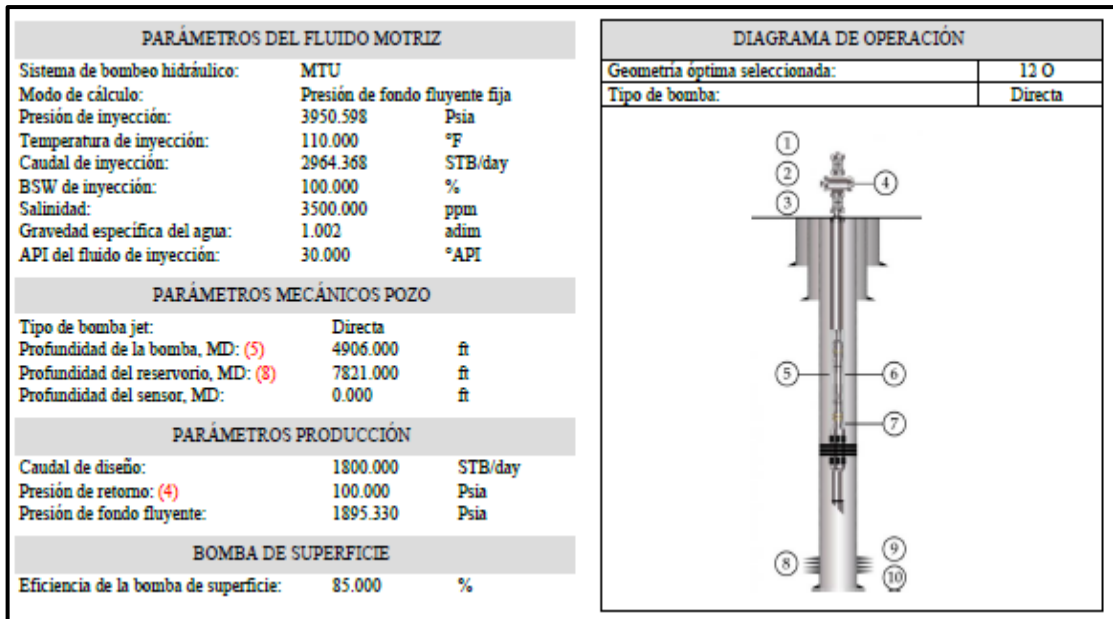
el fluido motriz el cual va a ser agua de producción puesto que se va a manejar en circuito cerrado.

La bomba a utilizar va a ser una bomba reciprocante de 5 pistones modelo Q300-5H. La principal premisa para escoger esta bomba fue la estandarización de las bombas existentes en el Campo C y su stock de repuestos para intervenciones a las mismas, esto nos permite reducir costos de mantenimiento en un futuro.

Se diseñó para la implementación del bombeo en superficie el diámetro de los pistones de la bomba de 1.750 pulgadas, la cual maneja una presión de inyección máxima de 4449 psi operada a 350 RPM (desaprovechando el máximo potencial de la bomba) con una capacidad máxima de inyección de 3124 barriles por día.

Se escogió un caudal esperado máximo de producción de 1800 barriles por día con base a la experiencia de previos escenarios de producción de la empresa con este tipo de sistema de levantamiento artificial en Campos similares al campo C.

Figura 41.Reporte Bombeo Jet KYC-01



Fuente: Software Syal

Figura 42. Variables Simuladas KYC-01

Geometría	120
Presión de inyección (Psia) (3)	3,950.6
Caudal de inyección (STB/day)(2)	2,964.4
Caudal de diseño (STB/day) (1)	1,800.0
Presión de fondo fluyente (Psia) (9)	1,895.3
Presión de entrada a la bomba (Psia) (7)	659.6
Presión de descarga (Psia) (6)	2,196.3
Caudal de cavitación (STB/day)	3,038.9
Eficiencia mecánica de la bomba jet (%)	25.0
Potencia requerida (HP)	234.2
Tipo de bomba jet	Directa

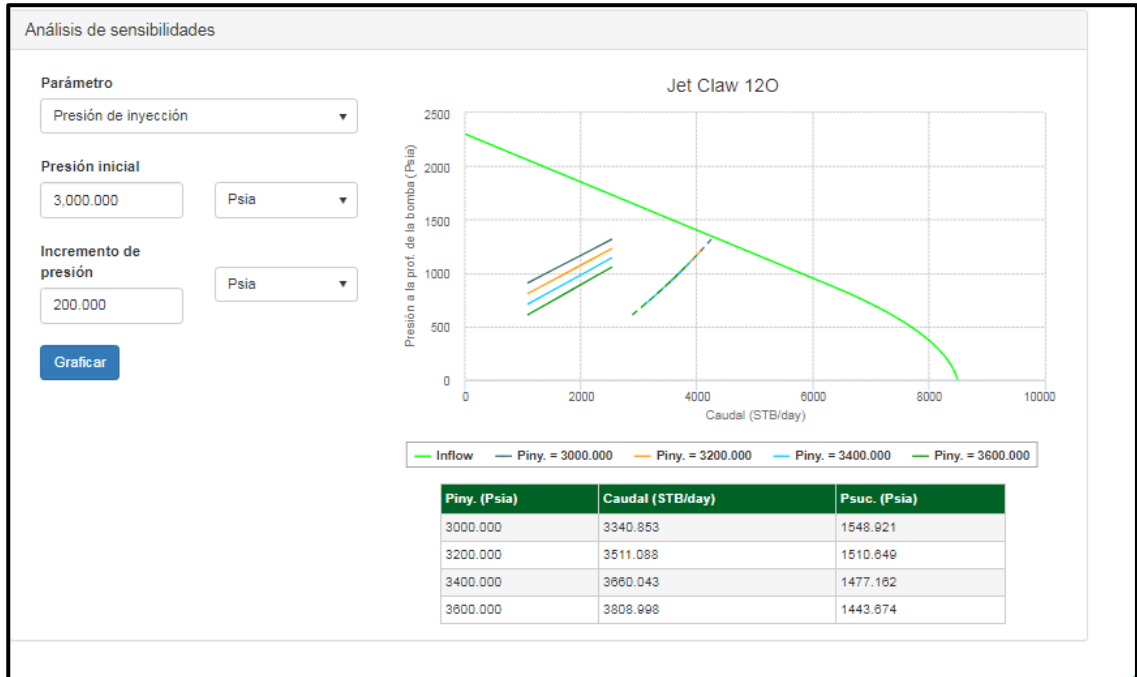
Fuente: Software Syal

Cabe recalcar que una de las funciones primordiales del software es permitir la selección del arreglo Boquilla-garganta (Geometría) más adecuado para producir ciertos volúmenes a unas condiciones de presión y caudal definidos.

Para este caso se seleccionó una geometría 120, asegurando los parámetros de operación de presión y caudal de inyección de la bomba en superficie, teniendo una presión de inyección de 3950.6 psi a un caudal de 2964.4 barriles por día teniendo una eficiencia de bomba de 25 % esta eficiencia es calculada internamente por el software generando una comparación a una tasa optima de operación entre una relación de flujo vs una relación de presión.

Se generaron sensibilidades de simulación de presión de inyección entre un rango de 3000 psi y 3600 psi con salto de 200 psi con el fin de relacionar una presión de inyección y un caudal de producción basados en la curva IPR buscando un punto óptimo de operación como se puede evidenciar en la **Figura 43**.

Figura 43. Sensibilidades KYC-01



Fuente: Software Syal

Una vez realizada la simulación se puede evidenciar que no es posible implementar el bombeo jet para este pozo como sistema dual en caso de falla del bombeo ESP, debido al distanciamiento entre la camisa (lugar donde se asentaría la bomba Jet) y los perforados, además el resultado de la simulación no arroja un punto óptimo de operación puesto que a ninguna presión evaluada corta con la curva IPR arrojando caudales mucho más altos del caudal de diseño.

3.3.5. Pozo CZ-01. Se procede simular el pozo CZ-01.

3.3.5.1. Creación del pozo. Se inicia la etapa de creación del pozo en el simulador para el pozo CZ-01 en el cual se deben especificar datos generales como se evidencia en la **Tabla 9**. Una vez completados los datos generales se procede a especificar las características del pozo y flujo como se muestra en la **Figura 11**. El simulador trabaja predeterminadamente con pozos productores y método de levantamiento hidráulico tipo Jet, por ende, su configuración de fluido y correlación de flujo también vienen predeterminadas por fluido agua-petróleo con modelo PVT tipo black oil ya que el simulador genera un balance de materia en una fase y un componente, considerando que no hay transferencia de masa entre las fases, el modelo de flujo multifásico empleado por el simulador se determinara bajo la correlación de Beggs and Brill puesto que dicha correlación predice el

comportamiento de flujo en los distintos ángulos de inclinación que se puedan llegar a presentar dentro del pozo y es principal premisa de operación del simulador según la empresa.

Tabla 11. Datos Generales CZ-01

Datos generales	
Preparado para	Gran Tierra Energy INC
Nombre del pozo	CZ-01
Formación	N
Compañía	Gran Tierra Energy INC
Teléfono	
Email	

Fuente: Elaboración propia, con base en Gran Tierra Energy.

3.3.5.2. PVT. Se procede a realizar la etapa PVT digitando en el simulador los datos del reservorio evidenciados en la **Tabla 2**. Subsiguiente a esto el simulador procede a realizar el cálculo PVT en el cual debe ser seleccionada la correlación a utilizar, para el caso del pozo CZ-01 se escogió la correlación de Lasater dado que esta correlación fue la única que arrojó resultados cercanos al rango manejado por la empresa, puesto que previamente se han realizado pruebas de pozo que dieron como resultado un valor de presión de burbuja entre 1000 y 1050 psia para este pozo. La simulación arrojó los datos evidenciados en la **Tabla 12**.

Tabla 12. Propiedades PVT de los Fluidos

Datos generales			
Propiedad	Petróleo	Gas	Agua
Factor volumétrico (RB/STB)	1.11	0.013	1.03
Densidad (Lbs/ft ³)	52.99	5028,00	60.41
Viscosidad (Cp)	6.62	0.015	0.293
Presión de Burbuja	169.81		
Rs (SCF/STB)		25.63	

Fuente: Elaboración propia a partir de información suministrada por el software Syal

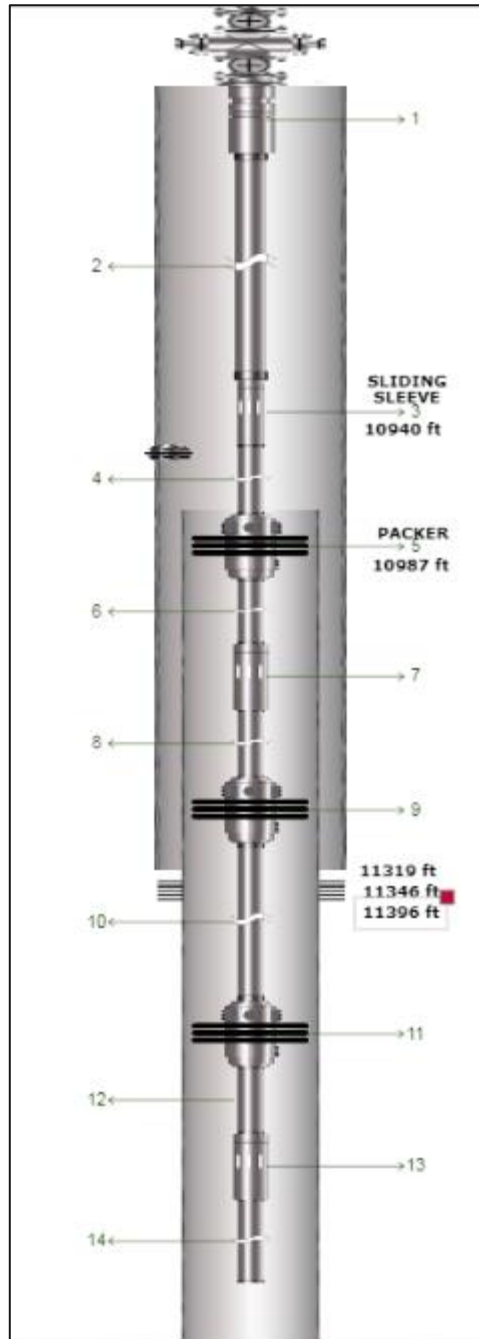
Estos datos serán primordiales para el cálculo interno y automático del software en la etapa numero 4 llamada IPR, con el fin de generar la curva de inflow performance relationship.

3.3.5.3. Completamiento. Para el diseño del completamiento a emplear en la propuesta de configuración dual ESP – Jet pump para este pozo, se tuvo como premisa principal mantener gran parte del completamiento actual del pozo logrando así optimizar los activos de la empresa, por ende, se propone añadir dos accesorios nuevos para llevar a cabo la posible instalación en fondo del bombeo tipo jet.

Se plantea ubicar una camisa tipo 2,31 X Sliding sleeve - Profile X - NON ELASTOMERIC SEAL EU. Halliburton en el tubing de producción de 3.5" a 10940 ft ya que el pozo cuenta con el accesorio Ytool y el tubing aguas abajo tiene un diámetro de 2 7/8" de allí la escogencia de la camisa, este accesorio es de principal importancia puesto permite asentar la bomba Jet y comunica el anular con el tubing de producción que será de gran importancia al momento de activar el bombeo tipo jet en directa. Cabe recalcar que los orificios de salida de la camisa deben estar alineados con la salida del bombeo del fluido motriz, Esta camisa debe ser una camisa premium puesto que los wellcat realizados por el equipo de Workover de la empresa GTE, arrojaron dicho modelo de camisa. La camisa se diseñó a una distancia de 379 ft de los perforados, ya que el diámetro externo de la bomba tipo Jet a instalar no permite la instalación en el casing de 7 pulgadas, por ende, es posible que al momento de realizar la simulación en la etapa de bombeo Jet no sea favorable consecuencia de la lejanía de la camisa a los perforados.

el segundo accesorio para implementar se trata de un empaque mecánico tipo BlackCat Seal Bore Packer 7" x 4" 23-29# ft ubicado a una profundidad de 10987 ft en el casing de 9 5/8", lo más cercano posible a los perforados ubicados a una profundidad de 11319 ft de tal manera que se asegure un sellado óptimo y una adecuada columna hidrostática que le permita a la bomba tener sumergencia evitando la cavitación de la bomba y generando mayor drawdown, este empaque debe ser un empaque premium puesto debe aguantar los efectos de balonamiento, contracción, esfuerzos y presiones previamente analizados en los wellcats realizados por el equipo de Workover de la empresa GTE por ende se decide escoger este empaque.

Figura 44. Completamiento propuesto CZ-01

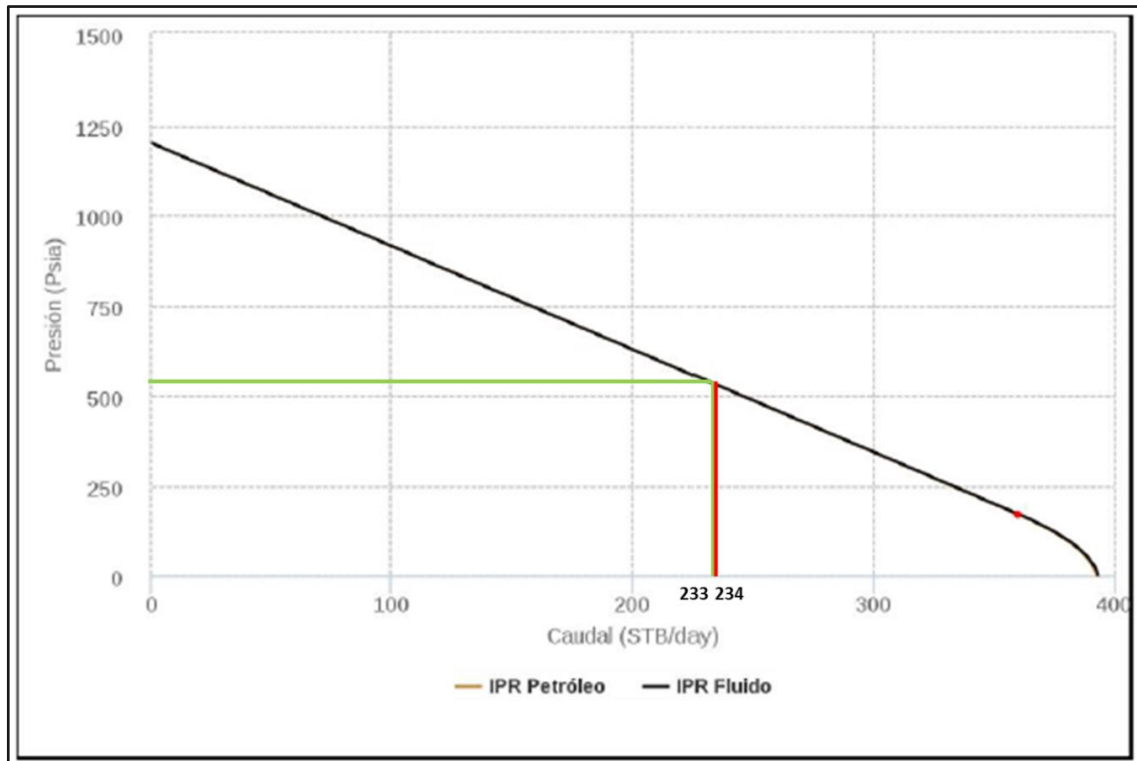


Fuente: Software Syal

3.3.5.4. IPR. En esta etapa se procede a digitar los datos de presión de reservorio, caudal de fluido de prueba y presión de fondo fluyente, información recolectada previamente (Ver **Tabla 2.**). El simulador viene predeterminado para realizar el cálculo del inflow performance relationship mediante el modelo Vogel Compuesto haciendo uso de los datos digitados anteriormente mencionados y los datos calculados en la etapa PVT.

El simulador genera un cálculo del índice de productividad de petróleo para este pozo igual a 0.349 bbd/psi lo cual indica que por cada reducción en 1 psi la se van a producir 0.349 barriles por día de petróleo.

Grafica 8. IPR Pozo CZ-01



Fuente: Software Syal

En la Grafica 8. Se evidencia en las curvas IPR una producción de petróleo de 233.70 barriles por día y de fluido de producción de 234.060 barriles por día analizada desde la presión de fondo fluyente para el pozo, de lo cual se puede calcular una producción de agua de 0.358 barriles de agua por día.

Arrojando un corte de agua del 0.153 %, así demostrando que la simulación está reproduciendo el comportamiento actual del pozo.

Estas curvas IPR serán de primordial importancia para finalizar la última etapa que corresponde al bombeo tipo Jet.

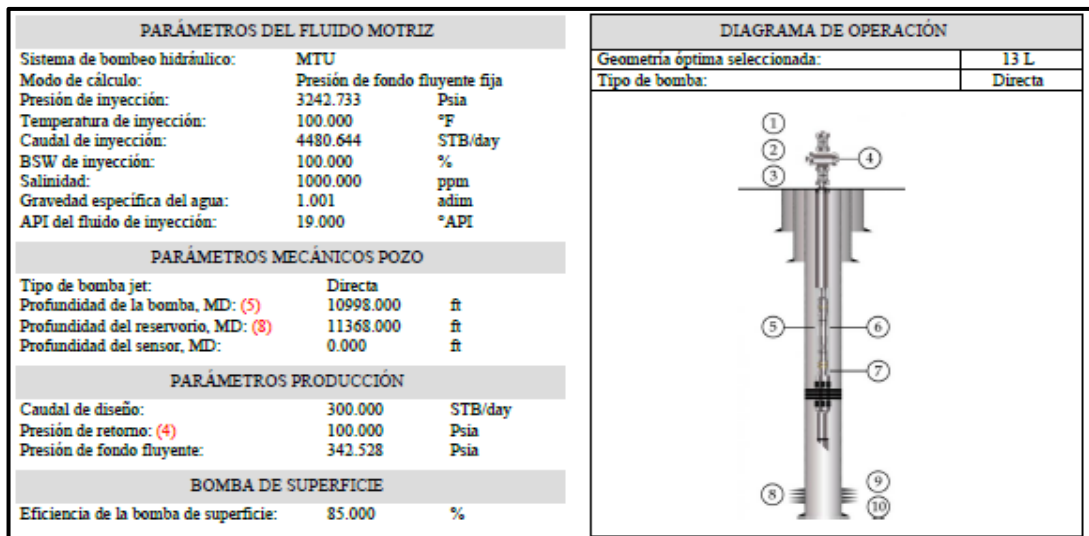
3.3.5.5. Bombeo jet. Para empezar la etapa de diseño y simulación de bombeo tipo Jet es primordial definir la bomba en superficie a utilizar encargada de bombear el fluido motriz el cual va a ser agua de producción puesto que se va a manejar en circuito cerrado.

La bomba a utilizar va a ser una bomba reciprocante de 5 pistones modelo Q300-5H. La principal premisa para escoger esta bomba fue la estandarización de las bombas existentes en el Campo C y su stock de repuestos para intervenciones a las mismas, esto nos permite reducir costos de mantenimiento en un futuro.

Se diseñó para la implementación del bombeo en superficie el diámetro de los pistones de la bomba de 2 pulgadas, la cual maneja una presión de inyección máxima de 3406 psi operada a 400 RPM con una capacidad máxima de inyección de 4663 barriles por día.

Se escogió un caudal esperado máximo de producción de 300 barriles por día con base a la experiencia de previos escenarios de producción de la empresa con este tipo de sistema de levantamiento artificial en pozos similares al pozo CZ-01.

Figura 45.Reporte Bombeo Jet CZ-01



Fuente: Software Syal

Figura 46. Variables Simuladas CZ-01

Geometría	13L
Presión de inyección (Psia) (3)	3,242.7
Caudal de inyección (STB/day)(2)	4,480.6
Caudal de diseño (STB/day) (1)	300.0
Presión de fondo fluyente (Psia) (9)	342.5
Presión de entrada a la bomba (Psia) (7)	236.5
Presión de descarga (Psia) (6)	3,949.0
Caudal de cavitación (STB/day)	561.6
Eficiencia mecánica de la bomba jet (%)	12.9
Potencia requerida (HP)	290.6
Tipo de bomba jet	Directa

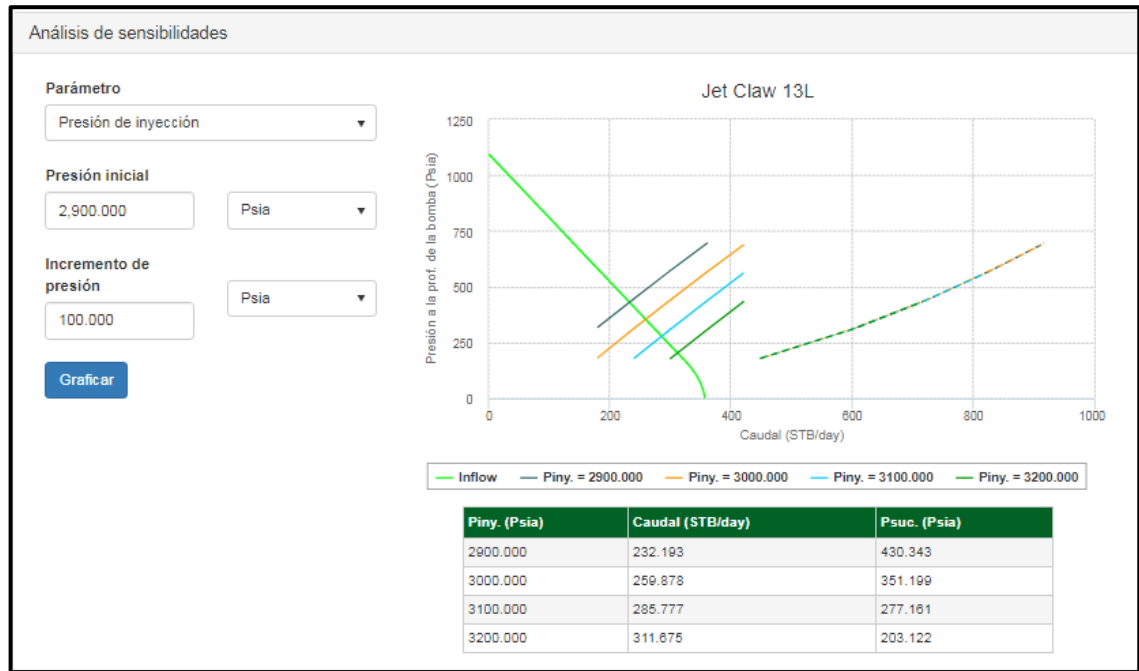
Fuente: Software Syal

Cabe recalcar que una de las funciones primordiales del software es permitir la selección del arreglo Boquilla-garganta (Geometría) más adecuado para producir ciertos volúmenes a unas condiciones de presión y caudal definidos.

Para este caso se seleccionó una geometría 13L, asegurando los parámetros de operación de presión y caudal de inyección de la bomba en superficie, teniendo una presión de inyección de 3242.7 psi a un caudal de 4480.6 barriles por día teniendo una eficiencia de bomba de 13 % esta eficiencia es calculada internamente por el software generando una comparación a una tasa optima de operación entre una relación de flujo vs una relación de presión.

Se generaron sensibilidades de simulación de presión de inyección entre un rango de 2900 psi y 3200 psi con salto de 100 psi con el fin de relacionar una presión de inyección y un caudal de producción basados en la curva IPR buscando un punto óptimo de operación como se puede evidenciar en la **Figura 47**.

Figura 47. Sensibilidades CZ-01



Fuente: Software Syal

El simulador por default arroja 4 análisis de escenarios de sensibilidades dentro de los rangos iniciales de presión escogidos, una vez realizada la simulación para una presión de inyección de 3200 psi se evidencio que en la gráfica la línea de presión cortaba muy al límite con la curva IPR por lo cual la empresa determino no incluir esa presión en el análisis de sensibilidades puesto que generaba mayor rango de incertidumbre, tomando para este pozo un punto máximo de operación de inyección de fluido motriz a 3100 psi obteniendo un caudal de producción de 285.777 barriles de fluido por día con un BSW del 0.153 % se tiene una producción de agua de 0.437 barriles por día y una producción de petróleo de 285.33 barriles por día.

3.4. ESTIMACIÓN DE EFICIENCIA DEL BOMBEO TIPO JET

Se realiza la estimación de la eficiencia del bombeo tipo Jet para los pozos que en la etapa de simulación arrojaron resultados positivos que permiten la implementación de la configuración propuesta.

La estimación de la eficiencia se realiza con la Ecuación 2. Tomando como variable simulada el resultado de producción de petróleo calculado en base al análisis de las sensibilidades para cada pozo simulado y como variable real el dato actual de producción real para cada pozo.

3.3.1. Pozo KYC-25.

$$Eficiencia = \frac{137.71 \text{ BOPD}}{241.9 \text{ BOPD}} * 100 = 56.92\%$$

Se determina que el bombeo tipo Jet propuesto cubre la producción de petróleo en un 56.92% con respecto al actual sistema de levantamiento artificial con ESP.

Se realiza un factor de corrección por diferidas teniendo en cuenta el último periodo de falla de la bomba ESP para este pozo del 3 de junio del 2019 al 8 de junio 2019 generando unas pérdidas de producción de 287 barriles de petróleo por día es decir 1435 barriles de petróleo en el periodo de falla.

Para realizar el cálculo de la disminución de diferida que podría ocasionar la implementación del sistema propuesto se calculan las pérdidas financieras en base un precio estándar de ganancia neta por venta barril estipulado por la empresa para el desarrollo de este análisis de 35.28 USD.

$$1435 \text{ Bblo} * 35.28 \frac{\text{USD}}{\text{Bblo}} = 50626.8 \text{ USD}$$

Las pérdidas financieras calculadas para la empresa del último periodo de falla llevados a la actualidad son de 50626.8 dólares.

Se realiza el cálculo del escenario del sistema propuesto de producción con Jet pump en caso de falla de la bomba ESP, multiplicando la producción calculada de petróleo de la simulación por el periodo de falla (5 días).

$$137.71 \text{ BOPD} * 5 \text{ dias} = 688.55 \text{ Bblo}$$

Posterior a esto se realiza el cálculo del precio de venta de la producción hipotética para esos 5 días de parada.

$$688.55 \text{ Bblo} * 35.28 \frac{\text{USD}}{\text{Bblo}} = 24292.04 \text{ USD}$$

Por ende, se calcula una reducción de diferida para este pozo en un 47.99% de la siguiente manera:

$$\frac{24292.04 \text{ USD}}{50626.8 \text{ USD}} * 100 = 47.99\%$$

De lo cual se puede inferir que el proyecto se hace económicamente viable si se evalúa con respecto a la reducción de diferidas.

3.3.2. Pozo KYC-22.

$$Eficiencia = \frac{34.55 \text{ BOPD}}{58.6 \text{ BOPD}} * 100 = 58.95\%$$

Se determina que el bombeo tipo Jet propuesto cubre la producción de petróleo en un 58.95% con respecto al actual sistema de levantamiento artificial con ESP.

Se realiza un factor de corrección por diferidas teniendo en cuenta el último periodo de falla de la bomba ESP para este pozo del 29 de diciembre de 2017 al 20 de enero de 2018 generando unas pérdidas de producción de 169 barriles de petróleo por día es decir 5915 barriles de petróleo en el periodo de falla.

Para realizar el cálculo de la disminución de diferida que podría ocasionar la implementación del sistema propuesto se calculan las pérdidas financieras en base un precio estándar de ganancia neta por venta barril estipulado por la empresa para el desarrollo de este análisis de 35.28 USD.

$$5915 \text{ Bblo} * 35.28 \frac{\text{USD}}{\text{Bblo}} = 208681.2 \text{ USD}$$

Las pérdidas financieras calculadas para la empresa del último periodo de falla llevados a la actualidad son de 208681.2 dólares.

Se realiza el cálculo del escenario del sistema propuesto de producción con Jet pump en caso de falla de la bomba ESP, multiplicando la producción calculada de petróleo de la simulación teniendo en cuenta el peor escenario de producción por el periodo de falla (35 días).

$$34.55 \text{ BOPD} * 35 \text{ dias} = 1209.25 \text{ Bblo}$$

Posterior a esto se realiza el cálculo del precio de venta de la producción hipotética para esos 35 días de parada.

$$1209.24 \text{ Bblo} * 35.28 \frac{\text{USD}}{\text{Bblo}} = 42662.34 \text{ USD}$$

Por ende, se calcula una reducción de diferida para este pozo en un 20.44% de la siguiente manera:

$$\frac{42662.34 \text{ USD}}{208681.2 \text{ USD}} * 100 = 20.44\%$$

De lo cual se puede inferir que el proyecto se hace económicamente viable si se evalúa con respecto a la reducción de diferidas.

3.3.3. Pozo CZ-01.

$$\text{Eficiencia} = \frac{285.33 \text{ BOPD}}{233.7 \text{ BOPD}} * 100 = 122.09\%$$

Se determina que el bombeo tipo Jet propuesto cubre la producción de petróleo en un 122.09% lo que nos indica que podría ser más eficiente que sistema actual de levantamiento con ESP.

Se realiza un factor de corrección por diferidas teniendo en cuenta el último periodo de falla de la bomba ESP para este pozo datada del 18 de enero de 2020 al 5 de febrero de 2020 generando unas pérdidas de producción de 233.7 barriles de petróleo por día es decir 4206.6 barriles de petróleo en el periodo de falla.

Para realizar el cálculo de la disminución de diferida que podría ocasionar la implementación del sistema propuesto se calculan las pérdidas financieras en base un precio estándar de ganancia neta por venta barril estipulado por la empresa para el desarrollo de este análisis de 35.28 USD.

$$4206.6 \text{ Bblo} * 35.28 \frac{\text{USD}}{\text{Bblo}} = 148408.85 \text{ USD}$$

Las pérdidas financieras calculadas para la empresa del último periodo de falla llevados a la actualidad son de 148408.85 dólares.

Se realiza el cálculo del escenario del sistema propuesto de producción con Jet pump en caso de falla de la bomba ESP, multiplicando la producción calculada de petróleo de la simulación teniendo en cuenta el peor escenario de producción por el periodo de falla (18 días).

$$285.33 \text{ BOPD} * 18 \text{ dias} = 5135.94 \text{ Bblo}$$

Posterior a esto se realiza el cálculo del precio de venta de la producción hipotética para esos 18 días de parada.

$$5135.94 \text{ Bblo} * 35.28 \frac{\text{USD}}{\text{Bblo}} = 181195.96 \text{ USD}$$

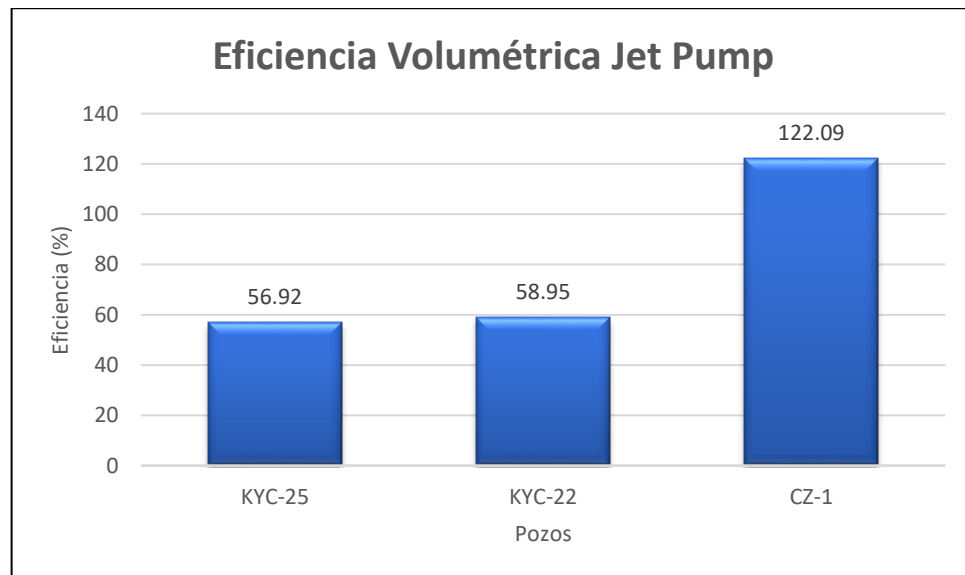
Por ende, se calcula una reducción de diferida para este pozo en un 100% y se aumentarían las ganancias en un 18.09% de la siguiente manera:

$$\frac{148408.85 \text{ USD}}{181195.96 \text{ USD}} * 100 = \mathbf{81.90\%}$$

$$\mathbf{100\% - 81.90\% = 18.09\%}$$

De lo cual se puede inferir que el proyecto se hace económicamente viable si se evalúa con respecto a la reducción de diferidas y aumento de ganancias.

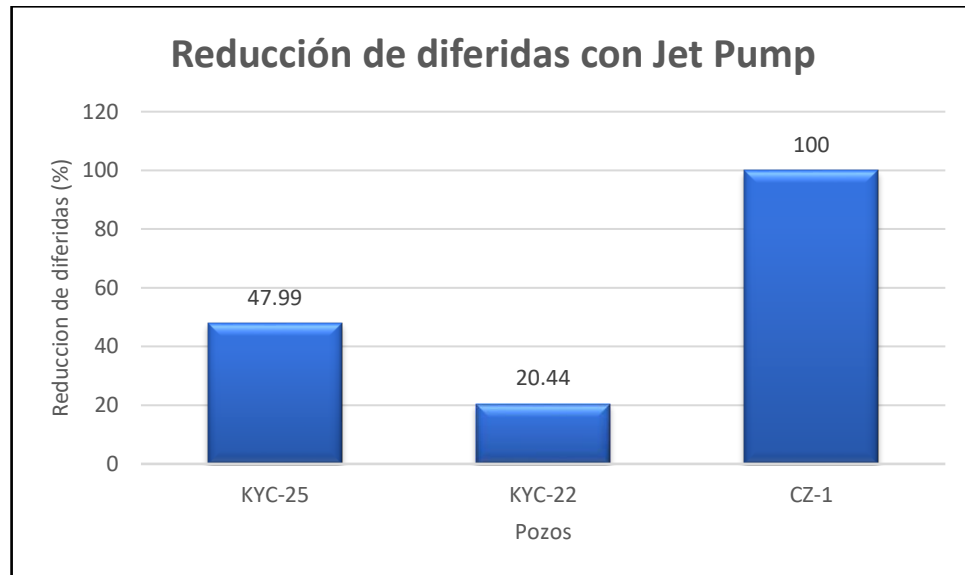
Grafica 9. Eficiencia volumétrica con Jet Pump



Fuente: Elaboración propia

En la Gráfica 9 se puede evidenciar que el sistema propuesto para los tres pozos a evaluar cumple con más del 50% de eficiencia volumétrica del actual sistema de levantamiento artificial ESP, cabe resaltar en el caso del Pozo CZ-01 el sistema propuesto es más eficiente en un 22.09% que el sistema actual.

Grafica 10. Reducción de diferidas con Jet Pump



Fuente: Elaboración propia

En la Grafica 10 se puede evidenciar que los principales candidatos para arrojar mejores resultados en el análisis financiero son los pozos KYC-25 y CZ-01 puesto que tienen una reducción de diferidas en caso de falla de ESP de 47.99% y 100% respectivamente, incluso el pozo CZ-01 genera un 18.09% más de ganancias económicas. En el caso del pozo KYC-22 genera un alto grado de incertidumbre en cuestión de viabilidad económica.

3.5. ANÁLISIS FINANCIERO

Para realizar un análisis de disminución de las diferidas de los 3 pozos en cuestión a evaluar que se generaría al implementar la configuración dual con jet pump, se realizaron los cálculos de las pérdidas financieras asociadas al último periodo de falla del sistema de levantamiento artificial de cada pozo y se realizó una comparación con las ganancias generadas a partir de los datos simulados de producción de petróleo con el fin de desarrollar los cálculos de VPN y TIR para determinar la viabilidad y rentabilidad de este proyecto.

Para los costos de los equipos en superficie necesarios para la implementación del bombeo Jet, la empresa GTE decidió realizar una cotización de renta la cual incluye instalación, operación y mantenimiento por día, cabe recalcar que se va a realizar el análisis financiero para los tres pozos a evaluar con dicha cotización de inversión inicial.

Tabla 13. Renta de equipos

DESCRIPCIÓN	TARIFA TOTAL USD
Unidad de bombeo UBH 300Q-5H Quintuplex con Motor Eléctrico y Variador de Frecuencia 460 V 414 amp (TARIFA OPERATIVA)	848.14
Operador Diurno para Bombeo Hidráulico	203.7
Operador Nocturno para Bombeo Hidráulico	203.7
total, tarifa operativa ubh + mantenimiento + personal	1255.54

Fuente: cotización Gran Tierra Energy.

Se evalúan tres posibles escenarios para los tres pozos en cuestión de tiempos de paradas de estos, teniendo en cuenta la coyuntura actual que desencadeno crisis en la industria petrolera por lo cual no se cuenta con tanto poder adquisitivo y de inversión para realizar trabajos que requieran de procesos de contratación adicional (Workover).

3.5.1. KYC-25. Para este pozo se utilizará el empaque y camisa requeridos existentes en el pozo, por ende, no es necesario realizar compra de ellos, los costos de la bomba Jet a implementar en fondo, GTE realizo la siguiente cotización de compra.

Tabla 14. Inversión Jet Pump

DESCRIPCIÓN	TARIFA TOTAL USD
Jet Pump convencional geometría 13N	12017

Fuente: cotización Gran Tierra Energy.

Tabla 15. Diferidas ESP vs producción con Jet Pump de un tiempo de parada de 10 días

	BOPD	BOP10D	USD@2020
Diferida (ESP)	241.9	2419	85342.32
Producción (Jet Pump)	137.71	1377.1	48580.56

Fuente: elaboración propia.

En la Tabla 15. se muestra la pérdida de producción ocasionada por la falla del sistema de levantamiento artificial actual (ESP) proyectado a 10 días de parada junto con su correspondiente cuantificación de pérdidas económicas en dólares. Por otro lado, se muestra la producción que podría generar la implementación de la bomba Jet con su respectiva cuantificación de ganancias en dólares.

Tabla 16. Diferidas ESP vs producción con Jet Pump de un tiempo de parada de 30 días

	BOPD	BOP30D	USD@2020
Diferida (ESP)	241.9	7257	256026.96
Producción (Jet Pump)	137.71	4131.3	145752.264

Fuente: elaboración propia.

En la Tabla 16. se muestra la pérdida de producción ocasionada por la falla del sistema de levantamiento artificial actual (ESP) proyectado a 30 días de parada junto con su correspondiente cuantificación de pérdidas económicas en dólares. Por otro lado, se muestra la producción que podría generar la implementación de la bomba Jet con su respectiva cuantificación de ganancias en dólares.

Tabla 17. Diferidas ESP vs producción con Jet Pump de un tiempo de parada de 60 días

	BOPD	BOP60D	USD@2020
Diferida (ESP)	241.9	14514	512053.92
Producción (Jet Pump)	137.71	8262.6	291504.53

Fuente: elaboración propia.

En la Tabla 17. se muestra la perdida de producción ocasionada por la falla del sistema de levantamiento artificial actual (ESP) proyectado a 60 días de parada junto con su correspondiente cuantificación de pérdidas económicas en dólares. Por otro lado, se muestra la producción que podría generar la implementación de la bomba Jet con su respectiva cuantificación de ganancias en dólares.

3.5.1.1. VPN. Para la evaluación del indicador del valor presente neto, se evaluaron tres escenarios económicos anteriormente mencionados para dos sistemas. El primer sistema propuesto es la configuración dual con jet pump caso de estudio en cuestión y el segundo es el sistema actual del pozo ESP sin ninguna participación del bombeo jet.

Tabla 18. Análisis financiero del sistema dual con jet pump para 10 días de parada

	BBL	USD @2020	TIR
Producción	1377.1	48584.088	
Bomba Jet		12017	
Renta de equipos		12555.4	59%
Slickline		6000	
Inversión total		30572.4	
VPN		18011.69	

Fuente: elaboración propia.

Tabla 19. Análisis financiero del sistema ESP para 10 días de parada

	BBL	USD @2020
Producción	0	
Diferida de producción	2419	85342.32
Workover		650000
Pérdidas totales		735342.3
VPN		-735342.3

Fuente: elaboración propia.

En Tabla 18 se puede evidenciar un VPN > 0 y en la Tabla 19 un VPN < 0. Realizando un análisis comparativo entre estos dos escenarios proyectados a 10 días de parada, se puede evidenciar que el caso del sistema actual de levantamiento artificial genera pérdidas significativas para la compañía, mientras que la implementación de un sistema dual con jet pump en caso de falla de bomba

electrosumergible durante 10 días se hace viable económicamente para la empresa generando ganancias aproximadas de 18011.69 USD.

Tabla 20. Análisis financiero del sistema dual con jet pump para 30 días de parada

	BBL	USD @2020	TIR
Producción	4131.3	145752.264	
Bomba Jet		12017	
Renta de equipos		37666.2	162%
Slickline		6000	
Inversión total		55683.2	
VPN		90069.06	

Fuente: elaboración propia.

Tabla 21. Análisis financiero del sistema ESP para 30 días de parada

	BBL	USD @2020
Producción	0	
Diferida de producción	7257	256026.96
Workover		650000
Pérdidas totales		906026.96
VPN		-906026.96

Fuente: elaboración propia.

En Tabla 20 se puede evidenciar un VPN > 0 y en la Tabla 21 un VPN < 0. Realizando un análisis comparativo entre estos dos escenarios proyectados a 30 días de parada, se puede evidenciar que el caso del sistema actual de levantamiento artificial genera pérdidas significativas para la compañía, mientras que la implementación de un sistema dual con jet pump en caso de falla de bomba electrosumergible durante 30 días se hace viable económicamente para la empresa generando ganancias aproximadas de 90069.06 USD.

Tabla 22. Análisis financiero del sistema dual con jet pump para 60 días de parada

	BBL	USD @2020	TIR
Producción	8262.6	291504.528	
Bomba Jet		12017	
Renta de equipos		75332.4	212%

Slickline	6000
Inversión total	93349.4
VPN	198155.13

Fuente: elaboración propia.

Tabla 23. Análisis financiero del sistema ESP para 60 días de parada

	BBL	USD @2020
Producción	0	
Diferida de producción	14514	51253.92
Workover		650000
Pérdidas totales		1162053.92
VPN		-1162053.92

Fuente: elaboración propia.

En Tabla 22 se puede evidenciar un VPN > 0 y en la Tabla 23 un VPN < 0. Realizando un análisis comparativo entre estos dos escenarios proyectados a 60 días de parada, se puede evidenciar que el caso del sistema actual de levantamiento artificial genera pérdidas significativas para la compañía, mientras que la implementación de un sistema dual con jet pump en caso de falla de bomba electrosumergible durante 60 días se hace viable económicamente para la empresa generando ganancias aproximadas de 198155.13 USD.

3.5.1.2. TIR. Para el cálculo del indicador TIR la compañía definió una tasa de oportunidad o tasa de retorno requerida del 30%, sin embargo, para ellos no es un indicador decisivo en la determinación de la viabilidad y/o rentabilidad del proyecto. Puesto que se evalúa la viabilidad del proyecto de una sola fase y no de toda la operación además de ser analizado en los periodos de falla generando que los supuestos de la TIR sean inconsistentes debido a que el periodo de recuperación se fundamenta en los lapsos de falla de la bomba ESP en donde la VPN se acerca al valor cero generando una variable sesgada en el indicador TIR, por ende el indicador TIR es despreciable por la proyección de sus supuestos más a largo plazo evaluando la totalidad de la operación, haciendo que la evaluación financiera se centra únicamente en el indicador VPN puesto que se calcula directamente de la sumatoria del valor presente de los ingresos que genera la recuperación ofrecida por el sistema de back up menos el valor presente de los egresos en el periodo de falla .

De la Tabla 18 se puede evidenciar que la tasa interna de retorno calculada de 59% es mayor a la tasa de retorno requerida por la empresa casi doblando su valor, por lo cual la implementación de un sistema dual con jet pump en caso de falla de bomba

electrosumergible es económicamente viable y rentable, este análisis se ratifica en el valor de TIR evidenciado en la Tabla 22 lo cual indicia que a medida que aumenta el tiempo de parada por el pozo el proyecto se hace cada vez más rentable.

3.5.2. KYC-22. Para este pozo se utilizará el empaque y camisa requeridos existentes en el pozo, por ende, no es necesario realizar compra de ellos, los costos de la bomba Jet a implementar en fondo, GTE realizo la siguiente cotización de compra.

Tabla 24. Inversión Jet Pump

DESCRIPCIÓN	TARIFA TOTAL USD
Jet Pump convencional geometría 12N	12017

Fuente: cotización Gran Tierra Energy.

Tabla 25. Diferidas ESP vs producción con Jet Pump de un tiempo de parada de 10 días

	BOPD	BOP10D	USD@2020
Diferida (ESP)	58.6	586	20674.08
Producción (Jet Pump)	34.55	345.5	12189.24

Fuente: elaboración propia

En la Tabla 25 se muestra la perdida de producción ocasionada por la falla del sistema de levantamiento artificial actual (ESP) proyectado a 10 días de parada junto con su correspondiente cuantificación de pérdidas económicas en dólares. Por otro lado, se muestra la producción que podría generar la implementación de la bomba Jet con su respectiva cuantificación de ganancias en dólares.

Tabla 26. Diferidas ESP vs producción con Jet Pump de un tiempo de parada de 30 días

	BOPD	BOP30D	USD@2020
Diferida (ESP)	58.6	1758.6	62022.24
Producción (Jet Pump)	34.55	1036.5	36567.72

Fuente: elaboración propia

En la Tabla 26 se muestra la pérdida de producción ocasionada por la falla del sistema de levantamiento artificial actual (ESP) proyectado a 30 días de parada junto con su correspondiente cuantificación de pérdidas económicas en dólares. Por otro lado, se muestra la producción que podría generar la implementación de la bomba Jet con su respectiva cuantificación de ganancias en dólares.

Tabla 27. Diferidas ESP vs producción con Jet Pump de un tiempo de parada de 60 días

	BOPD	BOP60D	USD@2020
Diferida (ESP)	58.6	3516	124044.48
Producción (Jet Pump)	34.55	2073	73135.44

Fuente: elaboración propia

En la Tabla 27 se muestra la pérdida de producción ocasionada por la falla del sistema de levantamiento artificial actual (ESP) proyectado a 60 días de parada junto con su correspondiente cuantificación de pérdidas económicas en dólares. Por otro lado, se muestra la producción que podría generar la implementación de la bomba Jet con su respectiva cuantificación de ganancias en dólares.

3.5.2.1. VPN. Para la evaluación del indicador del valor presente neto, se evaluaron tres escenarios económicos anteriormente mencionados para dos sistemas. El primer sistema propuesto es la configuración dual con jet pump caso de estudio en cuestión y el segundo es el sistema actual del pozo ESP sin ninguna participación del bombeo jet.

Tabla 28. Análisis financiero del sistema dual con jet pump para 10 días de parada

	BBL	USD @2020	TIR
Producción	345.5	12189.4	
Bomba Jet		12017	
Renta de equipos		12555.4	-60%
Slickline		6000	
Inversión total		30572.4	
VPN		-18383.16	

Fuente: elaboración propia.

Tabla 29. Análisis financiero del sistema ESP para 10 días de parada

	BBL	USD @2020
Producción	0	
Diferida de producción	586	20674.08
Workover		650000
Pérdidas totales		670674.08
VPN		-670674.08

Fuente: elaboración propia.

En Tabla 28 y en la Tabla 29 se puede evidenciar un VPN < 0. Realizando un análisis comparativo entre estos dos escenarios proyectados a 10 días de parada, se puede evidenciar que a pesar de que en el caso de la implementación de un sistema dual con jet pump en caso de falla de bomba electrosumergible las pérdidas económicas son significativamente menores que las pérdidas generadas en el sistema actual de levantamiento artificial se siguen generando perdidas por ende el proyecto no es viable para este pozo.

Tabla 30. Análisis financiero del sistema dual con jet pump para 30 días de parada

	BBL	USD @2020	TIR
Producción	1036.5	36567.72	
Bomba Jet		12017	
Renta de equipos		37666.2	-34%
Slickline		6000	
Inversión total		55683.2	
VPN		-19115.48	

Fuente: elaboración propia.

Tabla 31. Análisis financiero del sistema ESP para 30 días de parada

	BBL	USD @2020
Producción	0	
Diferida de producción	1758	62022.24
Workover		650000
Pérdidas totales		712022.2
VPN		-712022.24

Fuente: elaboración propia.

En Tabla 30 y en la Tabla 31 se puede evidenciar un VPN < 0. Realizando un análisis comparativo entre estos dos escenarios proyectados a 30 días de parada, se puede evidenciar que a pesar de que en el caso de la implementación de un sistema dual con jet pump en caso de falla de bomba electrosumergible las pérdidas económicas son significativamente menores que las pérdidas generadas en el sistema actual de levantamiento artificial se siguen generando perdidas por ende el proyecto no es viable para este pozo.

Tabla 32. Análisis financiero del sistema dual con jet pump para 60 días de parada

	BBL	USD @2020	TIR
Producción	2073	73135.44	
Bomba Jet		12017	
Renta de equipos		75332.4	-22%
Slickline		6000	
Inversión total		93349.4	
VPN		-20213.96	

Fuente: elaboración propia.

Tabla 33. Análisis financiero del sistema ESP para 60 días de parada

	BBL	USD @2020
Producción	0	
Diferida de producción	3516	124044.48
Workover		650000
Pérdidas totales		774044.5
VPN		-774044.48

Fuente: elaboración propia.

En Tabla 32 y en la Tabla 33 se puede evidenciar un VPN < 0. Realizando un análisis comparativo entre estos dos escenarios proyectados a 30 días de parada, se puede evidenciar que a pesar de que en el caso de la implementación de un sistema dual con jet pump en caso de falla de bomba electrosumergible las pérdidas económicas son significativamente menores que las pérdidas generadas en el sistema actual de levantamiento artificial se siguen generando perdidas por ende el proyecto no es viable para este pozo.

3.5.2.2. TIR. Para el cálculo del indicador TIR la compañía definió una tasa de oportunidad o tasa de retorno requerida del 30%, sin embargo, para ellos no es un

indicador decisivo en la determinación de la viabilidad y/o rentabilidad del proyecto. Puesto que se evalúa la viabilidad del proyecto de una sola fase y no de toda la operación además de ser analizado en los periodos de falla generando que los supuestos de la TIR sean inconsistentes debido a que el periodo de recuperación se fundamenta en los lapsos de falla de la bomba ESP en donde la VPN se acerca al valor cero generando una variable sesgada en el indicador TIR, por ende el indicador TIR es despreciable por la proyección de sus supuestos más a largo plazo evaluando la totalidad de la operación, haciendo que la evaluación financiera se centra únicamente en el indicador VPN puesto que se calcula directamente de la sumatoria del valor presente de los ingresos que genera la recuperación ofrecida por el sistema de back up menos el valor presente de los egresos en el periodo de falla .

Dela Tabla 28 se puede evidenciar que la tasa interna de retorno calculada de -60% es menor a la tasa de retorno requerida por la empresa dando un valor negativo, por lo cual la implementación de un sistema dual con jet pump en caso de falla de bomba electrosumergible no es económicamente viable, este análisis se ratifica en el valor de TIR evidenciado en la Tabla 32 lo cual indicia que a medida que aumenta el tiempo de parada por el pozo el proyecto se hace cada vez menos rentable.

3.5.3. CZ-01. Para este pozo se utilizará el empaque y camisa requeridos existentes en el pozo, por ende, no es necesario realizar compra de ellos, los costos de la bomba Jet a implementar en fondo, GTE realizo la siguiente cotización de compra.

Tabla 34. Inversión Jet Pump

DESCRIPCIÓN	TARIFA TOTAL USD
Jet Pump convencional geometría 13L	12017

Fuente: cotización Gran Tierra Energy.

Tabla 35. Diferidas ESP vs producción con Jet Pump de un tiempo de parada de 10 días

	BOPD	BOP10D	USD@2020
Diferida (ESP)	233.7	2337	82449.36
Producción (Jet Pump)	285.33	2853.3	100664.42

Fuente: elaboración propia.

En la Tabla 35 se muestra la perdida de producción ocasionada por la falla del sistema de levantamiento artificial actual (ESP) proyectado a 10 días de parada

junto con su correspondiente cuantificación de pérdidas económicas en dólares. Por otro lado, se muestra la producción que podría generar la implementación de la bomba Jet con su respectiva cuantificación de ganancias en dólares.

Tabla 36 Diferidas ESP vs producción con Jet Pump de un tiempo de parada de 30 días.

	BOPD	BOP30D	USD@2020
Diferida (ESP)	233.7	7011	247348.08
Producción (Jet Pump)	285.33	8559.9	301993.27

Fuente: elaboración propia.

En la Tabla 36 se muestra la pérdida de producción ocasionada por la falla del sistema de levantamiento artificial actual (ESP) proyectado a 30 días de parada junto con su correspondiente cuantificación de pérdidas económicas en dólares. Por otro lado, se muestra la producción que podría generar la implementación de la bomba Jet con su respectiva cuantificación de ganancias en dólares.

Tabla 37 Diferidas ESP vs producción con Jet Pump de un tiempo de parada de 60 días.

	BOPD	BOP60D	USD@2020
Diferida (ESP)	233.7	14022	494696.16
Producción (Jet Pump)	285.33	17119.8	603986.54

Fuente: elaboración propia.

illa del sistema de levantamiento artificial actual (ESP) proyectado a 60 días de parada junto con su correspondiente cuantificación de pérdidas económicas en dólares. Por otro lado, se muestra la producción que podría generar la implementación de la bomba Jet con su respectiva cuantificación de ganancias en dólares.

3.5.3.1. VPN. Para la evaluación del indicador del valor presente neto, se evaluaron tres escenarios económicos anteriormente mencionados para dos sistemas. El primer sistema propuesto es la configuración dual con jet pump caso de estudio en cuestión y el segundo es el sistema actual del pozo ESP sin ninguna participación del bombeo jet.

Tabla 38. Análisis financiero del sistema dual con jet pump para 10 días de parada

	BBL	USD @2020	TIR
Producción	2853.3	100664.42	
Bomba Jet		12017	
Renta de equipos		12555.4	229%
Slickline		6000	
Inversión total		30572.4	
VPN		70092.02	

Fuente: elaboración propia.

Tabla 39. Análisis financiero del sistema ESP para 10 días de parada

	BBL	USD @2020
Producción	0	
Diferida de producción	2337	82449.36
Workover		650000
Pérdidas totales		732449.36
VPN		-732449.36

Fuente: elaboración propia.

En Tabla 38 se puede evidenciar un VPN > 0 y en la Tabla 39 un VPN < 0. Realizando un análisis comparativo entre estos dos escenarios proyectados a 10 días de parada, se puede evidenciar que el caso del sistema actual de levantamiento artificial genera pérdidas significativas para la compañía, mientras que la implementación de un sistema dual con jet pump en caso de falla de bomba electrosumergible durante 10 días se hace viable económicamente para la empresa generando ganancias aproximadas de 70092.02 USD.

Tabla 40. Análisis financiero del sistema dual con jet pump para 30 días de parada

	BBL	USD @2020	TIR
Producción	8559.9	301993.27	
Bomba Jet		12017	
Renta de equipos		37666.2	442%
Slickline		6000	
Inversión total		55683.2	
VPN		246310.07	

Fuente: elaboración propia.

Tabla 41. Análisis financiero del sistema ESP para 30 días de parada

	BBL	USD @2020
Producción	0	
Diferida de producción	7011	247348.08
Workover		650000
Pérdidas totales		897348.08
VPN		-897348.08

Fuente: elaboración propia.

En Tabla 40 se puede evidenciar un VPN > 0 y en la Tabla 41 un VPN < 0. Realizando un análisis comparativo entre estos dos escenarios proyectados a 30 días de parada, se puede evidenciar que el caso del sistema actual de levantamiento artificial genera pérdidas significativas para la compañía, mientras que la implementación de un sistema dual con jet pump en caso de falla de bomba electrosumergible durante 30 días se hace viable económicamente para la empresa generando ganancias aproximadas de 246310.07 USD.

Tabla 42. Análisis financiero del sistema dual con jet pump para 60 días de parada

	BBL	USD @2020	TIR
Producción	17119.8	603986.54	
Bomba Jet		12017	
Renta de equipos		75332.4	547%
Slickline		6000	
Inversión total		93349.4	
VPN		510637.14	

Fuente: elaboración propia.

Tabla 43. Análisis financiero del sistema ESP para 60 días de parada

	BBL	USD @2020
Producción	0	
Diferida de producción	14022	494696.16
Workover		650000
Pérdidas totales		1144696.2
VPN		-1144696.2

Fuente: elaboración propia.

En Tabla 42 se puede evidenciar un VPN > 0 y en la Tabla 43 un VPN < 0. Realizando un análisis comparativo entre estos dos escenarios proyectados a 60

días de parada, se puede evidenciar que el caso del sistema actual de levantamiento artificial genera pérdidas significativas para la compañía, mientras que la implementación de un sistema dual con jet pump en caso de falla de bomba electrosumergible durante 60 días se hace viable económicamente para la empresa generando ganancias aproximadas de 510637.14 USD.

3.5.3.2. TIR. Para el cálculo del indicador TIR la compañía definió una tasa de oportunidad o tasa de retorno requerida del 30%, sin embargo, para ellos no es un indicador decisivo en la determinación de la viabilidad y/o rentabilidad del proyecto. Puesto que se evalúa la viabilidad del proyecto de una sola fase y no de toda la operación además de ser analizado en los periodos de falla generando que los supuestos de la TIR sean inconsistentes debido a que el periodo de recuperación se fundamenta en los lapsos de falla de la bomba ESP en donde la VPN se acerca al valor cero generando una variable sesgada en el indicador TIR, por ende el indicador TIR es despreciable por la proyección de sus supuestos más a largo plazo evaluando la totalidad de la operación, haciendo que la evaluación financiera se centra únicamente en el indicador VPN puesto que se calcula directamente de la sumatoria del valor presente de los ingresos que genera la recuperación ofrecida por el sistema de back up menos el valor presente de los egresos en el periodo de falla .

De la Tabla 38 se puede evidenciar que la tasa interna de retorno calculada de 229% es mayor a la tasa de retorno requerida por la empresa, por lo cual la implementación de un sistema dual con jet pump en caso de falla de bomba electrosumergible es económicamente viable y rentable, este análisis se ratifica en el valor de TIR evidenciado en la Tabla 42 lo cual indicia que a medida que aumenta el tiempo de parada por el pozo el proyecto se hace cada vez más rentable.

4. CONCLUSIONES

- No es posible implementar el bombeo jet como sistema dual en caso de falla del bombeo ESP para los pozos KYC-11 y KYC-01, debido al gran distanciamiento entre la camisa (lugar donde se asentaría la bomba Jet) y los perforados de 3349 ft y 2356 ft respectivamente , evitando que la bomba Jet tenga buena sumergencia arrojando resultados de simulación sin punto óptimo de operación puesto que a ninguna presión evaluada se corta con la curva IPR arrojando caudales mucho más altos del caudal de diseño.
- Los pozos KYC-25, KYC-22 Y CZ-01 arrojaron resultados positivos de caudales de producción de 137.71, 37.45 y 285.33 barriles de petróleo por día respectivamente, y presiones de inyección de 3500, 3700 y 3100 psi respectivamente cortando a un punto óptimo de operación en la etapa de simulación, siendo principales candidatos para el análisis financiero.
- La implementación de una configuración dual en caso de falla de bomba electrosumergible en el pozo KYC-25 generaría una reducción de diferidas en un 47.99%, generando una eficiencia sobre al actual sistema de bombeo artificial de 56.92%.
- La implementación de una configuración dual en caso de falla de bomba electrosumergible en el pozo KYC-22 generaría una reducción de diferidas en un 20.44%, generando una eficiencia sobre al actual sistema de bombeo artificial de 58.95%.
- La implementación de una configuración dual en caso de falla de bomba electrosumergible en el pozo CZ-01 generaría una reducción de diferidas en un 100%, generando una eficiencia sobre al actual sistema de bombeo artificial de 122.09% por ende generando ganancias sobre el escenario actual de 18.09%.
- La implementación de una configuración dual en caso de falla de bomba electrosumergible en el pozo KYC-25 generaría ganancias para la compañía de 18.012, 90.069 y 198.155 USD para escenarios de periodos de parada de 10, 30 y 60 días respectivamente, comparado con el escenario de producción actual que generaría pérdidas económicas hasta de 1'162.053 USD.

- La implementación de una configuración dual en caso de falla de bomba electrosumergible en el pozo CZ-01 generaría ganancias para la compañía de 70.092, 246.310 y 510.637 USD para escenarios de periodos de parada de 10, 30 y 60 días respectivamente, comparado con el escenario de producción actual que generaría pérdidas económicas hasta de 1'144.696 USD.
- La implementación de una configuración dual en caso de falla de bomba electrosumergible en el pozo KYC-22 no es viable puesto que generaría pérdidas económicas hasta de 20.214 USD, sin embargo, en comparación con el escenario de producción actual se evidencia una reducción en perdidas hasta de 753.830 USD.
- Se determinó que el tipo de bomba evaluada en el presente proyecto (adquisición de la empresa) como sistema back up a pesar de dar resultados positivos tiene limitantes que podrían disminuir su eficiencia dentro de las cuales se identificaron un caudal de diseño mayor de 1.800 barriles de fluido por día debido a su eficiencia y su instalación dentro del casing de 7 pulgadas debido a su diámetro externo.
- Realizando una comparación de los 3 escenarios evaluados de diferentes periodos de falla (10, 30 y 60 días) para los pozos KYC-25 y CZ-01, se puede evidenciar que a medida en que aumenta el tiempo de parada, el proyecto se hace cada vez más rentable para la empresa. Es de suma importancia resaltar que para una situación similar a la actual en donde la industria petrolera entra en crisis, la reducción de costos y optimización de procesos generan mayores ganancias y se hacen vitales para el sostenimiento de los campos, por lo cual se puede inferir que este proyecto sería ideal en este tipo de situaciones.

5. RECOMENDACIONES

- Se estableció que los parámetros de diseño y acumulación de parafinas y asfaltenos fueron los causantes del último periodo de falla del sistema de levantamiento artificial del pozo CZ-01, por ende, se requeriría programar paulatinamente mantenimiento al filtro de la bomba jet para este pozo.
- Realizar la evaluación de la implementación de una configuración dual con Jet pump para más pozos del campo C, teniendo en cuenta la coyuntura actual de crisis con el fin de optimizar más procesos y generar ganancias.
- Evaluar la posibilidad de remplazar el sistema de levantamiento artificial ESP por un sistema de levantamiento hidráulico tipo Jet para el pozo KYC-25 y CZ-1.
- Evaluar la posibilidad de utilizar un sistema de levantamiento artificial diferente al bombeo tipo Jet como sistema dual para los pozos KYC-22, KYC-11 y KYC-01.
- Evaluar a diferentes profundidades el diseño de camisa y el empaque para el bombeo tipo jet para los pozos KYC-25 y CZ-01 con el fin de estimar la máxima eficiencia volumétrica para e bombeo jet.
- Evaluar otro tipo de bomba jet para futuras investigaciones que tengan nuevas tecnologías para una instalación en el casing de 7 pulgadas y con mayor capacidad de producción para los pozos anteriormente evaluados.

BIBLIOGRAFÍA

Amed R. Al Zahrani, Torty C. Kalu Ulu, Ahmed N. Al Nasser, Salem F. Al Yami, Saudi Aramco, Schulumberger, Successful Logging Operations Through Y-Tool; Challenges and Lessons Learned on Restricted Completions, 2018. Paper, Society of Petroleum Engineers (SPE).

CABANA GRAJALES, Laura Cristina y Zuluaga Llano, Juan Camilo. Evaluación técnico-financiera del completamiento dual para un pozo tipo del bloque Cubiro [en línea], Bogotá, Colombia. Fundación universidad de América. Facultad de ingenierías, 2016, 59p. [consultado: 15 de febrero de 2020] Disponible en: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/586/1/5111695-2016-2-IP.pdf>

CENTRO DE ESCRITURA JAVERIANO. Manual normas ICONTEC. [Sitio WEB]. Cali, Colombia. Pontificia Universidad Javeriana. [15, febrero, 2020] Disponible en: <https://www.javerianacali.edu.co/centro-escritura/recursos/manual-de-normas-icontec>

Giambista de Ghetto, Paolo Giunta, Jet Pump Testing in Italian Heavy Oils, 1994, Paper, Society of Petroleum Engineers (SPE).

GRAN TIERRA ENERGY. Teardown 2019 Campo C. 2019

HOUSE VIVANCO, Juan Carlos y VILLACRECES ZAMBRANO, Ricardo Javier. Estudio para la implementación del servicio de bombeo hidráulico tipo jet para la compañía Ecuapet CIA.LTDA. en petroproducciones [en línea], Quito, Ecuador. Escuela politécnica nacional. Facultad de ingeniería en geología y petróleos, 2010, 4-6p. [consultado: 15 de febrero de 2020] Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2313/1/CD-3056.pdf>

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, 2018 ISBN 9789588585673 153 p.

Kedar Deshpande, Michael Knoeller, Vivek Patkar, Weatherford, Digital Solutions to Optimize Jet Pump Technology for Production Enhancement, 2019. Paper, Society of Petroleum Engineers (SPE).

PROAÑO RODRIGUEZ, Mercy Gricelda. Estudio para incrementar la producción en los pozos con sistema de bombeo hidráulico tipo jet en el campo auca [en línea], Quito, Ecuador. Universidad tecnológica equinoccial. Facultad de ciencias de la ingeniería escuela de ingeniería en petróleos, 2012, 18-19p. [consultado: 24 de

octubre de 2019] Disponible en:
http://192.188.51.77/bitstream/123456789/2150/1/48383_1.pdf

PROAÑO RODRIGUEZ, Mercy Gricelda. Estudio para incrementar la producción en los pozos con sistema de bombeo hidráulico tipo jet en el campo auca [en línea], Quito, Ecuador. Universidad tecnológica equinoccial. Facultad de ciencias de la ingeniería escuela de ingeniería en petróleos, 2012, 20p. [consultado: 24 de octubre de 2019] Disponible en:
http://192.188.51.77/bitstream/123456789/2150/1/48383_1.pdf

Rankia, ¿Como calcular el valor presente neto? ejemplos, [Sitio WEB]. Colombia. La entidad. [consultado: 20 de marzo de 2020]. Y Disponible en:
https://www.rankia.cl/blog/analisis-ipsa/3892041-como-calcular-valor-presente-neto-ejemplos#comentarios_de_3892041

Rankia, Tasa interna de retorno (TIR): definición, cálculo y ejemplos, [Sitio WEB]. Colombia. La entidad. [consultado: 20 de marzo de 2020]. Y Disponible en:
<https://www.rankia.cl/blog/mejores-opiniones-chile/3391122-tasa-interna-retorno-tir-definicion-calculo-ejemplos>

Schulumberger, Bomba eléctrica sumergible, [Sitio WEB]. EEUU. La entidad. [consultado: 24 de octubre de 2019]. Y Disponible en:
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/electric_submersible_pump.aspx

Schulumberger, Oilfield Glossary en español, [Sitio WEB]. EEUU. La entidad. [consultado: 14 de mayo de 2020]. Y Disponible en:
<https://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>

Schulumberger, Y-tool and bypass system [Expertise in complex completions], [Sitio WEB]. EE. UU. La entidad. [consultado: 24 de octubre de 2019]. Y Disponible en:
<https://www.slb.com/completions/artificial-lift/electrical-submersible-pumps/y-tool-and-bypass-system>

Solipet, Manual de bombeo hidráulico, [Sitio WEB]. Colombia. La entidad. [consultado: 24 de octubre de 2019]. Y Disponible en:
<https://docplayer.es/25458292-Figura-2-1-sistemas-de-levantamiento-artificial-fuente-solipet-2009-manual-de-bombeo-hidraulico.html>