



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“DISEÑO DE LA BOMBA HIDRAULICA EN EL POZO ESPOL-01, PARA EL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE A BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET MEDIANTE EL USO DEL SOFTWARE SYAL”

PROYECTO DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

JHON JONNATHAN GUADALUPE MERINO

CARLOS ADRIAN ZAMBRANO SANTILLAN

GUAYAQUIL – ECUADOR

2017

DEDICATORIA

Mi trabajo va dedicado a mi madre por su apoyo constante y todo su amor, quien desde pequeño me trajo a la ESPOL a conocer mi futura Universidad y sembró en mí el sueño de ser Ingeniero.

A mí hermana Emily, mi abuelita Olga, a mi novia Michelle que ha sido pilar fundamental en esta última etapa de mi vida, a mis amigos que me acompañaron durante todo este proceso, y a todos mis seres queridos que creyeron en mí.

Carlos Zambrano Santillan

DEDICATORIA

A mis padres Mónica y José, a mis hermanos Paola y Vinicio, que fueron apoyo e inspiración a lo largo de esta etapa de mi vida.

A todos mis tíos que siempre estuvieron ahí dándome consejos y aliento para culminar ésta difícil etapa, en especial a mi tía Olga y Ximena que a pesar de su distancia fueron pilares fundamentales para la culminación de mi carrera.

A los amigos que pude conocer a lo largo de la carrera, especialmente a Suleika y Stephano por su apoyo incondicional y desinteresado.

Jhon Guadalupe Merino

AGRADECIMIENTO

Al Msc. Kenny Escobar por siempre apoyarnos durante nuestro proceso estudiantil en la carrera, a todos los profesores que nos instruyeron a lo largo de estos 5 años y que gracias a ellos podemos estar aquí, a los buenos amigos que hicimos en cada uno de los salones de clase.

Al Msc. Fabian Vera nuestro tutor por ayudarnos en el proceso del proyecto, a la Escuela Superior Politécnica del Litoral por ser la cuna de nuestro proceso universitario y por permitirnos el sueño de graduarnos en la mejor universidad del país.

Carlos Zambrano Santillan

Jhon Guadalupe Merino

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

MSc. Romel Ángel Erazo Bone
DIRECTOR DE MATERIA INTEGRADORA

MSc. Fabian Vera Rosales
TUTOR PROYECTO MATERIA INTEGRADORA

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

Jhon Jonnathan Guadalupe Merino

Carlos Adrian Zambrano Santillan

RESUMEN

El presente proyecto diseña un sistema de Bombeo Hidráulico para el pozo ESPOL-1 que era producido previamente mediante Bombeo Electrosumergible, con el objetivo de aprovechar los altos volúmenes de agua (BSW) que se producen diariamente para que sean inyectados e implementados en un sistema cerrado de Bombeo Hidráulico.

El capítulo 1 detalla la descripción del problema en cuestión en el campo ESPOL, así como también la justificación de nuestro proyecto, metodología a llevar a cabo, se describe la localización y estratigrafía general del campo, propiedades y parámetros PVT del reservorio y características del fluido producido.

El capítulo 2 describe el marco teórico de nuestro proyecto, sistemas de levantamiento previamente usado y propuesto a diseñar, principios básicos de transferencia de energía a la columna de fluido, partes de cada uno de los métodos, y además todas las correlaciones matemáticas implementadas por el software Syal.

En el capítulo 3 encontraremos todo el proceso de simulación y diseño llevado a cabo gracias al software Syal de Sertecpet así como los parámetros que deben ser introducidos para que la simulación se ejecute de forma correcta.

Los análisis de los resultados obtenidos se realizan en el capítulo 4 donde, encontraremos el estudio de cada curva y parámetro diseñado y elaborado por el software Syal, para así determinar el tipo de bomba exacto que se debe instalar en el pozo ESPOL-1

Finalmente, en el capítulo 5 se realizarán las conclusiones del proyecto realizado, errores, tipo de bomba a utilizar, así como las recomendaciones que debemos seguir para poder realizar una correcta simulación y diseño

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTO	IV
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN	V
DECLARACIÓN EXPRESA	VI
RESUMEN	VII
ÍNDICE GENERAL	IX
ABREVIATURAS	XII
SIMBOLOGÍA	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS	XV
INDICE DE TABLAS	XVIII
CAPITULO 1	19
INTRODUCCIÓN	19
1.1 Preámbulo	20
1.2 Descripción del problema	21
1.3 Justificación	22
1.4 Propuesta	24

1.5	Objetivos.....	25
1.5.1	Objetivo general	25
1.5.2	Objetivos específicos.....	25
1.6	Metodología.....	26
1.7	Descripción del Campo.....	27
1.7.1	Antecedentes del campo	27
1.8	Ubicación del campo	28
1.9	Estructura Geológica	31
1.10	Estratigrafía	32
CAPÍTULO 2	34
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	34
2.1	Sistemas de Levantamiento Artificial	35
2.1.1	Bombeo Electrosumergible	35
2.1.3	Bombeo Hidráulico	36
2.1.4	Fluido Motriz	38
CAPÍTULO 3	64
MODELAMIENTO Y SELECCIÓN DE ESCENARIOS	64
3.1	Software Syal.....	65
3.2	Datos básicos para la evaluación	65
3.3	Procesamiento de datos	67
3.4	Parámetros de pozo y flujo	68
3.4.1	Datos generales del pozo.....	68

3.4.2 Característica del pozo y flujo	69
3.3 Parámetros PVT	70
3.6 Análisis mecánico del pozo.....	72
3.7 Calculo y ajuste IPR	74
3.8 Diseño hidráulico JET	76
CAPÍTULO 4.....	79
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	79
4.1 Parámetros del pozo y flujo.....	80
4.1.1 Parámetros PVT	80
CAPÍTULO 5.....	94
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	94
CONCLUSIONES	95
RECOMENDACIONES.....	96
ANEXOS	
BIBLIOGRAFIA	

ABREVIATURAS

STB	Stock Tank Barrel
BSW	Basic Sediments and Water
PSI	Pound per Square Inch
IP	Index Productivity
API	American Petroleum Institutud
BES	Bombeo Electrosumergible
PVT	Presión-Volumen-Temperatura
ARCH	Agencia Reguladora para el Control de Hidrocarburos
OCP	Oleoducto de Crudos Pesados
MTU	Movile Testing Unit
MD	Measure Depth
TVD	True Vertical Depth

SIMBOLOGÍA

P_r	Presión del reservorio
P_{sep}	Presión del separador
P_{wf}	Presión de fondo fluyente
P_{inj}	Presión de inyección
P_1	Presión de fluido motriz
P_2	Presión de descarga
P_3	Presión de intake
Q_3	Caudal de inyección
Q_1	Caudal de fluido motriz
Q_2	Caudal de retorno
Q_{max}	Caudal máximo
Q_{inj}	Caudal de inyección
T_f	Temperatura de fondo
T_{inj}	Temperatura de inyección
T_{sep}	Temperatura del separador
B_o	Factor volumétrico del petróleo
B_g	Factor volumétrico del gas
B_w	Factor volumétrico del agua
n	Eficiencia de la bomba

M	Caudal adimensional
A _j	Área de las boquillas
A _s	Área de la garganta
A _t	Área total
R	Área adimensional
H	Presión adimensional
μ _o	Viscosidad del petróleo
μ _g	Viscosidad del gas
μ _w	Viscosidad del agua
kn	Coefficiente de pérdida en la boquilla
k _{td}	Coefficiente pérdida garganta-difusor
ks	Coefficiente de pérdida en la succión
SG _w	Gravedad específica del agua
f _w	Corte de agua
F ₁	Fricción en tubería de inyección
F ₂	Fricción en tubería de Producción
G ₁	Gradiente de presión en tubería de inyección
G ₂	Gradiente de presión en tubería de producción
G ₃	Gradiente de fluido de formación
K _h	Permeabilidad horizontal
K _v	Permeabilidad vertical
B	Relación de anisotropía

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Metodología	25
Figura 1.2 Estratigrafía del Bloque Espol.....	30
Figura 2.1 Diagrama de una bomba tipo Jet	39
Figura 2.2 Diagrama del sistema de Bombeo Jet.	43
Figura 2.3 Diagrama de presiones y perdidas de fricción en la bomba Jet..	44
.....	
Figura 2.4 Diagrama Relación de Caudal, Presión y eficiencia.	46
Figura 2.5 Esquema pozo Horizontal	51
Figura 2.6 Viscosidad del agua para varias presiones.....	60
Figura 3.1 Secuencia para Ingresar los Datos	66
Figura 3.2 Ingreso de Parámetros del Pozo y Flujo paso 1	67

Figura 3.3 Ingreso de Parámetros del Pozo y Flujo Paso 2	68
Figura 3.4 Parametros PVT Paso 1	69
Figura 3.5 Parametros PVT Paso 2	69
Figura 3.6 Parámetros PVT Paso 3	70
Figura 3.7 Análisis Mecánico del Pozo. Paso1	71
Figura 3.8 Análisis Mecánico del Pozo. Paso 2	71
Figura 3.9 Análisis Mecanico del Pozo. Paso 3	72
Figura 3.10 Calculo de Ajuste del IPR. Paso 1	73
Figura 3.11 Calculo de Ajuste del IPR. Paso 2	73
Figura 3.12 Diseño Hidraulico JET. Paso 1	74
Figura 3.13 Diseño Hidraulico JET. Paso 2	75
Figura 3.14 Resultados del Diseño JET. Paso 1.....	75

Figura 3.15 Resultados de Diseño JET. Paso 2.....	76
Figura 4.1 Factor Volumetrico vs Presion	79
Figura 4.2 Modelo IPR	81
Figura 4.3 Resultados Simulados por SYAL	83
Figura 4.4 Eficiencia de la Bomba.....	86
Figura 4.5 Presion vs Profundidad de la Bomba.....	87
Figura 4.6 Analisis Nodal Bomba Seleccionada.....	88
Figura 4.7 Eficiencia vs Caudal.....	89
Figura 4.8 Potencia vs Caudal	90

INDICE DE TABLAS

Tabla I Capacidad de Producción y Almacenamiento	28
Tabla II Principales Formaciones del Campo Espol	29
Tabla III Campos Productores del Bloque Espol	30
Tabla IV Diametros Bombas Jet.....	44
Tabla V Tabla para selección de Areas de Garganta y Boquilla.....	50
Tabla VI Rango de datos para la Correlacion de Kartoatmdjo	60
Tabla VII Datos de entrada del Software	66
Tabla VIII Valores de Factores Volumetricos	81
Tabla IX Parámetros finales de diseño.....	84

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Preámbulo

Un método de levantamiento artificial, es un sistema implementado para asistir e incrementar a la productividad de un pozo, generalmente gran porcentaje de los pozos producen mediante flujo natural en los inicios de su vida útil, pero cuando la energía necesaria para mantener el flujo natural a una tasa rentable declina, se requiere diseñar un sistema que permita levantar el crudo desde el subsuelo hasta superficie ayudando a que la vida productiva del pozo aumente y se puedan recuperar mayores de volúmenes de fluido.

El objetivo de estos métodos de levantamiento es la de aumentar la energía del reservorio para poder llevar la columna de fluido hasta su destino en superficie, existen diversos métodos.

Entre los más utilizados en la actualidad están:

- Bombeo Mecánico
- Bombeo Electrosumergible
- Bombeo Hidráulico (Jet y Pistón)
- Bombeo por Cavidades Progresivas
- Levantamiento por Gas (Gas lift)

Este estudio se basará en las ventajas y utilización del Bombeo Electrosumergible y del Bombeo Hidráulico con Bomba Jet.

1.2 Descripción del problema

El comportamiento de un pozo petrolero puede ser muy cambiante a medida que su vida útil avanza, esto es debido a que la tasa de producción empieza a declinar, el factor de recobro que poseía inicialmente también disminuye y su energía se reduce hasta llegar a un punto estable a causa del tiempo que el mismo lleva operando productivamente, cuando un sistema de levantamiento implementado en un pozo ya no es económicamente rentable, bien sea por su costo de mantenimiento, reparación, bajos niveles de producción o elevado costo injustificado, se plantea la opción de realizar un cambio en cuanto al método de levantamiento hacia uno que genere resultados similares pero con un menor costo en todos los aspectos antes mencionados.

En la mayoría de pozos del oriente ecuatoriano se implementa actualmente el sistema de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible, éste, a pesar de que es uno de los más eficientes en cuanto a volumen de producción, también es uno de los que genera más costos en su vida útil, mantenimiento, reparación, equipos "Workover" e implementación son solo uno de los ítems en los cuales el sistema BES

sobre sale ante los demás sistemas por los altos costos que se generan; Cuando dichos rubros ya no son justificables debido a que la producción ha llegado a una especie de meseta en la que no existe un mayor recobro a futuro, se llega a analizar el cambio de sistema de levantamiento a uno que represente una disminución económica entregando el mismo nivel de producción alcanzado y estable.

Por estos motivos expuestos, nuestro objetivo es diseñar una bomba hidráulica tipo jet y comparar el efecto que generaría un cambio en los métodos de levantamiento artificial utilizado en el pozo ESPOL-01, hacia un sistema mucho más eficiente como lo es el Bombeo Hidráulico tipo Jet.

1.3 Justificación

A pesar de que el sistema Electro sumergible entrega una mayor y mejor eficiencia de recobro y tasas de producción elevadas en comparación con los demás métodos existentes, genera un alto costo y desventajas en aspectos como, implementación inicial, al momento de adecuar al pozo con los equipos necesarios para el funcionamiento correcto de la bomba, fuentes de electricidad constantes y de respaldo, limitaciones en cuanto a la profundidad a causa del alto precio de los cables conductores, reparación por “workover” entre otros son unos de los motivos por los que

se plantea el cambio de sistema de levantamiento hacia uno que sea más rentable económicamente hablando.

Por otra parte las Bombas Jet son equipos donde su instalación es mucho más sencilla y su costo de mantenimiento y reparación, no requiere de grandes generadores eléctricos ya que se transmite la potencia generada en superficie a través del fluido inyectado, entre las ventajas que posee respecto al sistema BES, se puede mencionar que la profundidad no es una limitante como sí lo es en BES ya que se pueden alcanzar profundidades de hasta 18.000 pies, no se necesitan grandes equipos de Workover para remover o dar mantenimiento al sistema, únicamente se invierte el sentido de la inyección del fluido ya que la bomba puede desacoplarse fácilmente, cabe mencionar que el manejo de sólidos es mucho mejor que en los métodos BES.

Al realizar el cambio de BES a JET no significa que exista una disminución de las tasas de producción existentes, una de las tantas ventajas que posee el Bombeo Hidráulico es que también puede producir altos volúmenes y manejar rangos de producción flexiblemente.

1.4 Propuesta

Para la selección del mejor método de levantamiento artificial se toma en cuenta el IPR del reservorio, parámetros PVT, condiciones, geometría, caudales a manejar, presencia de sólidos y otras características que nos ayudan a definir cuál sistema es el óptimo para levantar el fluido en un determinado pozo hasta la superficie.

En nuestro caso para la selección del tipo de bomba hidráulica a utilizar, emplearemos el software Syal propiedad de Sertecpet. Uno de los modelos utilizados por este software y que se adapta a nuestros requerimientos, es Vogel Compuesto para el análisis de las curvas IPR, y con el modelo de Ghetto para las correlaciones PVT, para que, de acuerdo a los parámetros el software presente la bomba ideal correspondiente al escenario en el que se está trabajando y se plantea implementar.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo general

- Diseñar una bomba hidráulica tipo JET, para un cambio de sistema de levantamiento artificial en el pozo ESPOL-01 con el fin de optimizar la producción y los recursos del campo.

1.5.2 Objetivos específicos

- Seleccionar el tamaño de la boquilla y la garganta de la bomba jet a utilizar, para obtener el mejor rendimiento de producción posible
- Graficar el IPR del pozo ESPOL-01 a partir del diseño de la bomba de producción de fondo para encontrar el caudal óptimo de producción.
- Diseñar una bomba jet mediante el uso del simulador Syal

1.6 Metodología

A continuación se describe las etapas para el desarrollo de este proyecto con sus respectivas especificaciones de acciones que se realizarán por cada etapa.

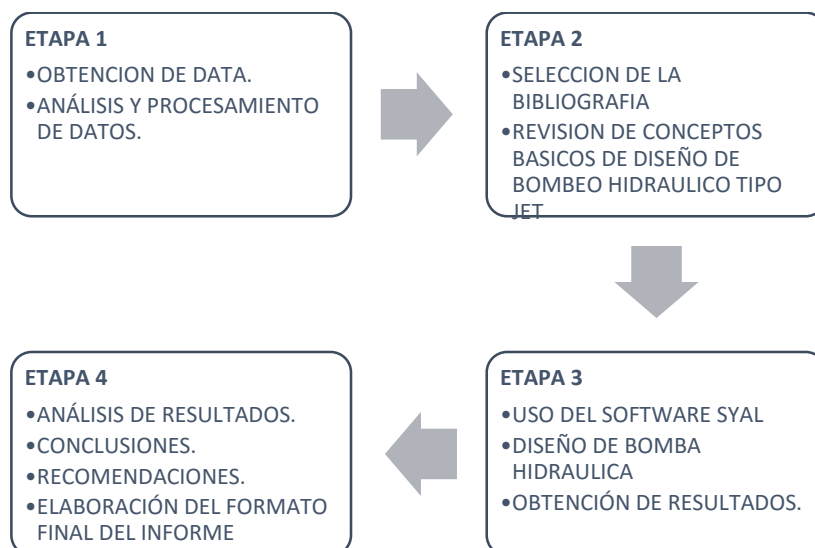


Figura 1.1 Metodología

Fuente: Guadalupe, J., Zambrano, C., 2017.

1.7 Descripción del Campo

1.7.1 Antecedentes del campo

El Campo ESPOL-1 fue inaugurado inicialmente en el año 1991, época en la cual fue puesto en producción por la empresa Z&G OIL PRODUCTION. Hasta la actualidad

El contrato de prestación de servicios del campo ESPOL 1 se lo firmo en el año de 2011 el cual tuvo una vigencia de 7 años, el mismo que tuvo una prórroga de trabajo hasta el 2022.

Z&G OIL PRODUCTION es miembro del OCP (Oleoducto de Crudos Pesados). El grado API promedio del Campo ESPOL 1 es de 14.3°API, entrando en la sección de crudos pesados, con cortes de agua que rodean el promedio de los 96% produciendo 737,119.90 barriles de agua aproximados por día y 21,500.00 de barriles de crudo aproximados por día.

Posee hasta Agosto del 2017, 120 pozos productores y 30 pozos inyectoros, 81 pozos cerrados, 22 pozos abandonados temporalmente.

El crudo del Campo ESPOL-1 tiene alto contenido de azufre, salinidad y es altamente corrosivo por lo que la vida útil de sus facilidades tanto de producción como de fondo es muy corta, presentando problemas de corrosión con mucha frecuencia.

El sistema de producción en toda el área es mediante el sistema de levantamiento artificial de bombeo electro sumergible (BES).

Z&G OIL PRODUCTION cuenta con la planta de procesamiento del norte (Z&G north), en las cuales se procesa el crudo proveniente de todos los campos del área perteneciente a ESPOL.

Su capacidad de producción y almacenamiento son:

Tabla I. Capacidad de Producción y Almacenamiento

Z&G north	
Procesamiento de crudo, bpd	50000
Procesamiento de agua, bpd	150000
Procesamiento de gas, MSCFD	2500
Almacenamiento de crudo, bbls	30000
Almacenamiento de agua, bbls	50000
Almacenamiento de diesel, bbls	15600
Bombeo de crudo, bpd	70000
Inyección de agua, bpd	130000

Fuente: ESPOL, 2017.

1.8 Ubicación del campo

El campo ESPOL-1 se encuentra ubicado en la parte central Cuenca Oriente, dentro de la reserva étnica Huaorani y el Parque Nacional YASUNI.

Geográficamente se encuentra en la provincia de Orellana, al sur-este de la ciudad de Quito, y al este del tren Cononaco- Auca-Sacha principal. Sus principales yacimientos son:

Tabla II. Principales Formaciones del Campo Espol

RESERVORIO	TOPER	BASES	H
	TVD (ft)	TVD(ft)	(ft)
Basal Tena	7581	7595	14
M1A	7595	7604	45
M1C	7641	7694	53
M1 Inf	7678	7778	100
U sup	8355	8433	78
U inf	8463	8555	92

Fuente: ESPOL, 2017.

Posee en la actualidad 12 campos productores que son:

Tabla III . Campos Productores del Bloque Espol

PRODUCCION POR CAMPO							
CAMPO	CRUDO (BBLs)	GAS (MCFD)	AGUA (BBLs)	ACUMULADO MENSUAL	API @ 60°F (DRY)	PRODUCCION ENTREGADA (BBLs)	PRODUCCION ENTREGADA ACUM. MES (BBLs)
ESPOL 11	2379.41	652.78	113195.42	58140.1	15.2	2068.77	49370.17
ESPOL 10	1793.22	470.63	72512.52	41930.02	15.4	1559.11	35571.8
ESPOL 9	300.5	51.72	1738.94	8070.84	14.6	261.27	6840.6
ESPOL 8	2202.11	388.01	62730.65	52498.3	14.6	1914.61	44549.3
ESPOL 7	8959.32	2173.23	271583.9	215699.9	15	7789.64	183056.75
ESPOL 6	219.96	53.63	7606.61	5198.77	16.2	191.24	4412
ESPOL 5	15854.52	3790	529368.04	381537.93	15.4	13784.64	323800.6
ESPOL 4	2064.75	323.6	98760.9	48836.87	18.1	1795.19	41444.7
ESPOL 3	17919.27	4113.6	628128.94	439374.8	0	15579.83	365245.28
ESPOL 2	2913.18	734.15	85861.33	69172.62	18.3	2580.48	61335.25
ESPOL 1	570.89	142.85	20910.13	11772.85	18.8	505.69	10435.34
ESPOL 0	3484.07	877	106771.46	80945.47	18.4	3086.17	71790.59
TOTAL	21403.34	4990.6	734900.4	511320.27	14.3	18666	437035.87

Fuente: ESPOL, 2017.

1.9 Estructura Geológica

Los mecanismos de entrapamiento comunes en el campo ESPOI-1 y consiste en trampas estructurales y estratigráficas de bajo relieve, en los cuales se pueden encontrar una variedad de ambientes deposicionales tales como los fluviales, sub-ambientales deltaicos, estuarios, de llanura de inundación y marinos someros y cuyo mecanismo principal de empuje es el de un acuífero activo.

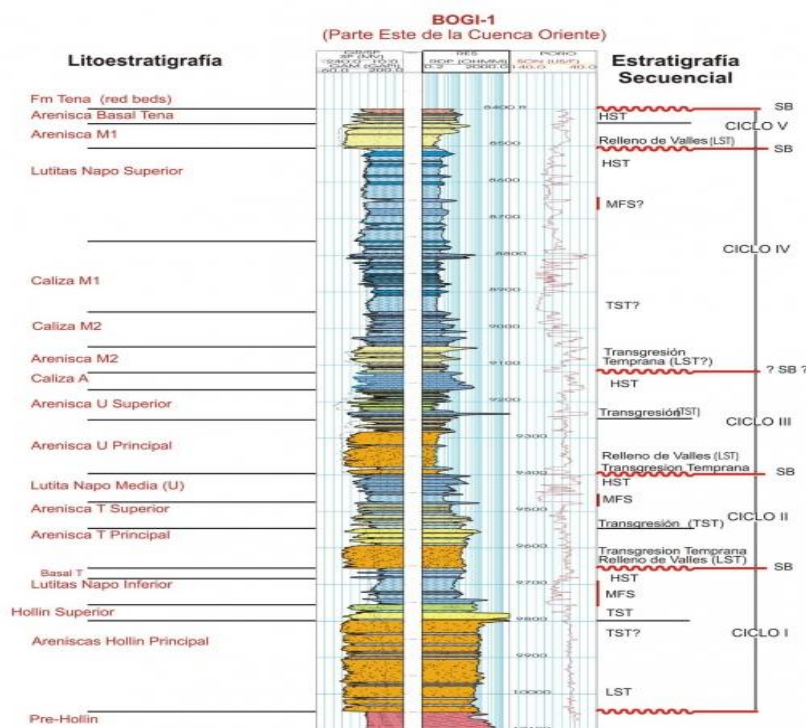


Figura 1.2 Estratigrafía del Bloque Espol

Fuente: Barragán, R., 2005.

1.10 Estratigrafía

La zona de interés petrolero en la Cuenca Oriente es la zona media de la columna estratigráfica.

En esta zona se encuentran las arenas productoras área del campo ESPOL-1, areniscas de la formación Hollín y de la formación Napo tales como areniscas “M-1”, “M-2”, “U” y “T”.

La principal producción de este campo proviene de la arena M1 a una profundidad aproximada de 7650 ft. Para la formación M1 en este campo la gravedad API tiene un promedio de 18.5 °API, con una relación gas-oil de 100 ft³/Stb y con un promedio de corte de agua Bsw de 94%, siendo este uno de los principales problemas presentes del campo. Una viscosidad promedio de 20 cp, una gravedad específica del petróleo de 0.946 y salinidades que oscilan entre los 26000 y 45000 ppm dependiendo del área de donde haya sido extraído el hidrocarburo

Arenisca M-1

Se desarrolla en la parte este de la Cuenca Oriente, estando ausente al oeste (Rivadeneira et al, 1995, Barragán et al., 2005), está compuesta por areniscas masivas, gruesas frecuentemente micro-conglomeráticas

a la base. Con escasas intercalaciones de lutitas. Es frecuente la estratificación cruzada tabular. Hacia arriba las secuencias se tornan más arcillosas. (Rivadeneira et al, 1995). Este nivel presenta facies idénticas a los otros niveles clásicos de la formación Napo, central de la cuenca, depositados en un transgresivo (Barragán et al., 2005)

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.1 Sistemas de Levantamiento Artificial

2.1.1 Bombeo Electrosumergible

El bombeo eléctrico sumergible emplea un motor con una bomba centrífuga en el fondo del pozo para poder levantar la columna de fluidos desde el subsuelo hasta la superficie, posee una alta presión de succión generando que maneje altas tasas de producción que se asemeja mucho a otros métodos conocidos como lo es el levantamiento por gas o Gas Lift. (Perero, D., Roca R. 2016)

El Bombeo Electrosumergible es considerado como un método de levantamiento y extracción artificial para volúmenes relativamente altos, convirtiendo la energía proveniente del motor, en presión dentro del líquido que se bombea, este sistema es viable en reservorios que contienen empujes naturales de agua o con inyección de agua, esto debido a que la bomba emplea dicha presión extra para poder succionar todo el fluido posible y llevarlo hasta superficie.

La completación convencional de un sistema BES en subsuelo está compuesta por:

1. Motor Eléctrico Trifásico
2. Sección Sellante
3. Bomba Centrífuga Multi-etapa
4. Cable de Potencia
5. Válvula de Drenaje
6. Válvula de Retención
7. Sensor de fondo

Mientras que en Superficie los componentes son:

1. Transformadores Monofásicos o dependiendo del escenario un solo transformador Trifásico.
2. Variadores de Frecuencia
3. Transformador Elevador o Secundario
4. Caja de Venteo
5. Cabezal de Pozo para BES

2.1.3 Bombeo Hidráulico

Este sistema de levantamiento cumple la misma función que el bombeo mecánico pero en lugar de tener varillas de acero que lleguen hasta el subsuelo, utiliza el principio de pascal que enuncia que la presión aplicada a la superficie de un fluido se transmite por todo el fluido a la

misma intensidad, generando así que el bombeo hidráulico sea más eficiente y a su vez económico que cualquier otro sistema de levantamiento porque el fluido utilizado, desde ahora lo llamaremos fluido motriz, es reutilizado para transmitir la presión hidráulica a lo largo de la completación para mover el motor y la bomba reciprocantes que generan el levantamiento hasta la superficie de la columna de fluidos. (Perero, D., Roca R. 2016)

El inicio de la explotación mediante el sistema de levantamiento hidráulico comenzó en 1932, donde se encontró que la transmisión de presión mediante un fluido era más eficiente y también tenía un impacto en la economía porque la inversión era mucho menor, en la actualidad existen dos tipos de levantamiento por bombeo Hidráulico, Tipo Pistón y Tipo Jet, en nuestro proyecto nos enfocaremos únicamente en el bombeo Hidráulico Tipo Jet.

El fluido motriz transmite hidráulicamente la energía para que la bomba reciprocante de subsuelo pueda operar y levantar el petróleo hasta la superficie, dicho fluido es bombeado desde un centro de fuerza donde se distribuye a través de líneas de alta presión para que sea transmitida a todos los pozos que estén produciendo bajo este método.

2.1.4 Fluido Motriz

- Según el fluido de yacimiento que se requiere levantar, la composición y el tipo de fluido motriz pueden variar, puede ser en ocasiones un fluido motriz de base agua, como en otras puede ser petróleo liviano cumpliendo la misma función.

Un factor influyente en el tipo de fluido motriz a utilizar son, en ocasiones la normativa de leyes ambientales que estén regulando el país, por lo que generalmente el agua es seleccionado en lugar del crudo liviano por ser un fluido más limpio y de menor impacto ambiental en caso de algún tipo de accidente o inconveniente; cuando se utilizan crudos livianos la función además de transportar la presión hidráulica a la bomba es de reducir la viscosidad del petróleo levantado mediante la mezcla de ambos fluidos generando así como resultado un fluido menos denso y más fácil de levantar. (Perero, D., Roca R.; 2016)

El fluido motriz es inyectado hacia el fondo del pozo mediante una serie de equipos utilizados para otorgar la presión necesaria para que el fluido pueda mover la bomba reciprocante, el sistema de inyección está compuesta por tanques, bombas, líneas de presión, cabezales.

Existen dos tipos de sistemas de inyección de fluido motriz utilizados actualmente:

- Sistema de fluido motriz cerrado
- Sistema de fluido motriz abierto

El **sistema de fluido motriz cerrado** es aquel donde el fluido inyectado no se mezcla con el fluido producido, únicamente es usado para transmitir la presión hidráulica hacia la bomba, en este tipo de sistema el fluido utilizado es el agua que regresa a superficie por una tubería alterna paralela al sistema.

En el **sistema de fluido abierto** es inyectado crudo liviano para que se mezcle con el más pesado y así facilitar su levantamiento hacia superficie, su aplicación fue la primera en utilizarse y es la más rentable.

Tipo Jet

La bomba hidráulica tipo Jet es altamente usada debido a su facilidad de instalación ya que no posee partes móviles, y el bombeo se produce gracias a la transferencia de energía existente entre la corriente de fluido inyectado y la del fluido proveniente del yacimiento. (Araya, A., 2009)

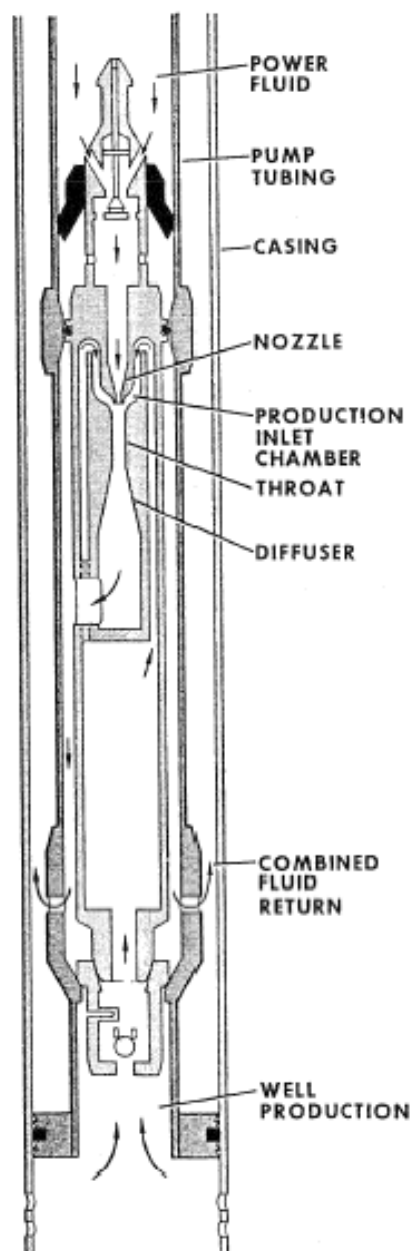


Figura 2.1 Diagrama de una bomba tipo Jet

Fuente: Brown, K., 1980.

En la fig 2.1 se muestra un diseño típico de una bomba tipo Jet, donde, el fluido motriz ingresa por la parte superior por la sección de la boquilla (nozzle), generando que la presión que posee inicialmente el fluido se convierta en velocidad. En este proceso el fluido motriz a alta velocidad ingresa por la garganta y el difusor perdiendo energía y momentum que es transferida a la mezcla entre ambos fluidos, causando así la existencia de un fluido final con una energía suficiente para poder llegar a superficie mediante el anular y continuar con la producción.

Ventajas del Sistema Tipo Jet

- Entre sus principales ventajas es la no- existencia de partes móviles permitiendo que la bomba soporte mayores niveles de energía y fluidos de alta viscosidad por medio de ella.
- El arreglo de la boquilla, garganta y difusor entregan una mayor eficiencia al ser compactos y de fácil instalación, permitiendo su uso en lugares urbanos, pozos desviados, aguas profundas y condiciones poco favorables.
- El bombeo Hidráulico por bomba Jet entrega mayores tasas de producción en comparación con otros sistemas Hidráulicos de levantamiento utilizando

la misma mediada de tubería, esto debido al principio de intercambio de energía generado en el proceso de producción.

- Puede alcanzar altos niveles de profundidad, llegando inclusive a profundidades de 18000 pies
- Toleran sólidos provenientes de la formación dentro de la producción, y la aplicación de químicos como inhibidores o anticorrosivos es sencilla.

Selección del tipo Bomba Jet

El proceso de selección del tipo de bomba jet depende de parámetros muy importantes, entre los que están, el tamaño de la garganta, el tamaño de la boquilla, la relación entre los caudales de entrada y salida entre otros criterios a analizar a continuación.

- Se debe tener presente que la bomba corresponda al diámetro del tubing que está instalado.
- La capacidad de bombeo abastezca la entrega de caudal por parte del pozo y,
- Que su eficiencia corresponda a la indicada, es decir, que no sobrepase los límites de presión y caudal máximos.

Seleccionar correctamente el tamaño de bomba es de suma importancia para que pueda ingresar y recorrer el tubing hasta el pie de asiento sin ningún tipo de problema, entre los diámetros más utilizados en Ecuador se encuentran

Tabla IV. Diámetros Bombas Jet

DIAMETRO NOMINAL BOMBAS	DIAMETRO TUBING
2"	2 3/8"
2 1/2"	2 7/8"
3"	3 1/2"
4"	

Fuente: Zambrano, C., Guadalupe, J.

Consideraciones en la Selección y Diseño

- Escoger si el sistema a diseñar va a ser un sistema Fluido Motriz Abierto o un sistema Fluido Motriz Cerrado
- Escoger la profundidad de asentamiento de la bomba
- Elegir una bomba adecuada para las condiciones del pozo y para el tubing, caudal, profundidad, presiones.
- Elegir una fuente de poder en superficie
- Escoger y diseñar la configuración de limpieza del fluido motriz
- Para una bomba KOBE en Ecuador se toman adicionalmente las siguientes consideraciones
- Presión del yacimiento (Pr)
- Presión de fondo fluyente (Pwf)
- Producción del pozo (Q)
- Profundidad de asentamiento

- Profundidad de las perforaciones
- Diámetro del tubing
- Diámetro del casing
- Gravedad API del fluido producido

Para llevar a cabo la simulación, el software Syal ejecuta el modelo de Gosline y O'Brien realizado en 1933, este modelo relaciona los caudales de flujo, proveniente del reservorio con el caudal de flujo inyectado a la bomba Hidráulica, la demostración de las fórmulas utilizadas en este modelo se encuentran en el Apéndice A.

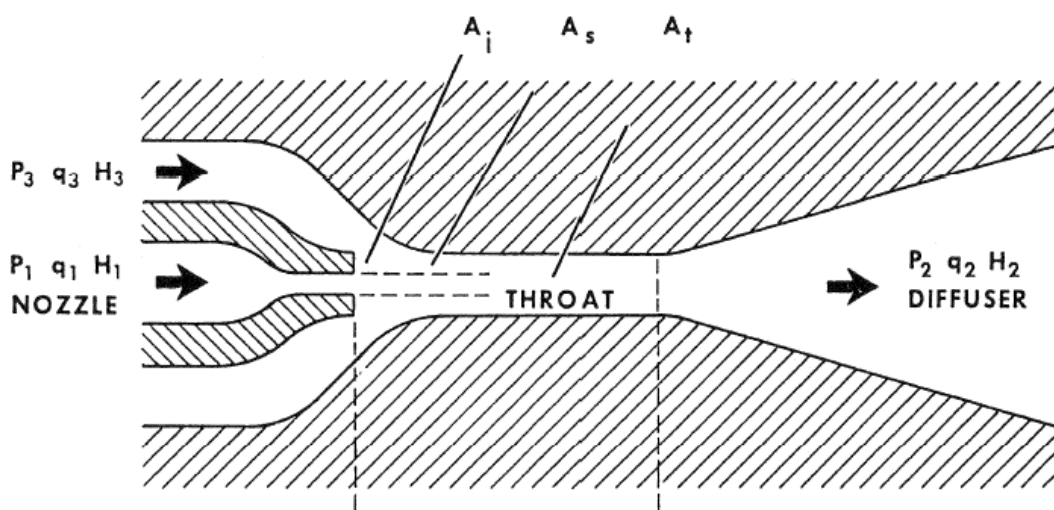


Figura 2.2. Diagrama del sistema de Bombeo Jet

Fuente: Brown, K., 1980.

p_1 = presión de fluido motriz, psia

A_j = Area de la boquilla, in^2

q_1 = caudal de fluido motriz, $\frac{\text{bbl}}{\text{day}}$

A_s = Area de la garganta, in^2

p_2 = presión de descarga, psia

A_t = Area Total, in²

q_2 = Caudal de retorno = $q_1 + q_3, \frac{STB}{day}$

R = Area Adimensional

p_3 = presión en el intake, psia

M = Caudal Adimensional

q_3 = caudal intake, psia

H = Presión Adimensional

n = Eficiencia de la bomba

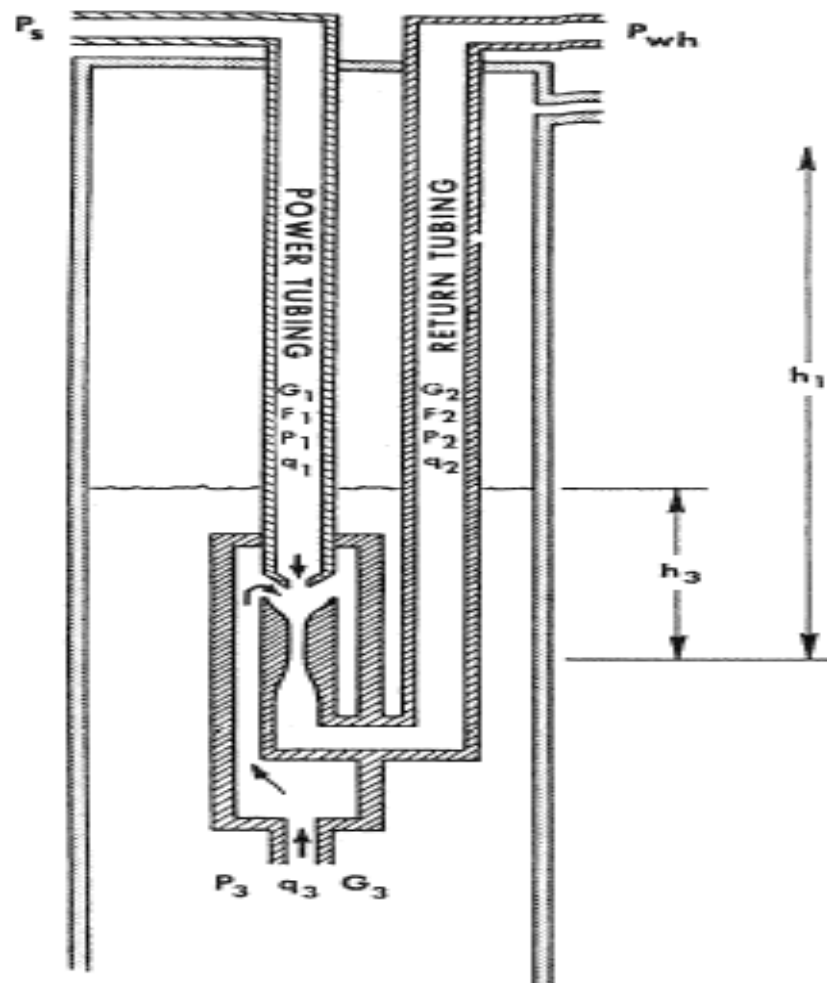


Figura 2.3. Presiones y pérdidas de fricción en la bomba Jet.

Fuente: Brown, K., 1980.

$$p_1 = h_1 G_1 - F_1 + P_s \quad \text{Ec. (2.14)}$$

$$p_2 = h_1 G_2 + F_2 + P_{wh} \quad \text{Ec. (2. 15)}$$

$$p_3 = h_3 G_3 \quad \text{Ec. (2.16)}$$

Ps = Presión de superficie, psi

h1 = Profundidad de Asentamiento, ft

Pwh = Presión de Cabeza, psi

h3= Profundidad de sumersión, ft

F1= Fricción en tubería de inyección, psi

F2 = Fricción en tubería de Producción, psi

G1 = Gradiente de presión en tubería de inyección, psi/ft

G2= Gradiente de presión en tubería de producción, psi/ft

G3= Gradiente de fluido de formación, psi/ft

$$G_s = 0.433 \left[\frac{\left(\frac{\text{S.G. Power Fluid}}{M} + f_w * \text{SG Prod Water} \right)}{\frac{1}{M} + 1} + \frac{(1 - f_w) + \text{SGoil}}{\frac{1}{M} + 1} \right] \quad \text{Ec. (2.17)}$$

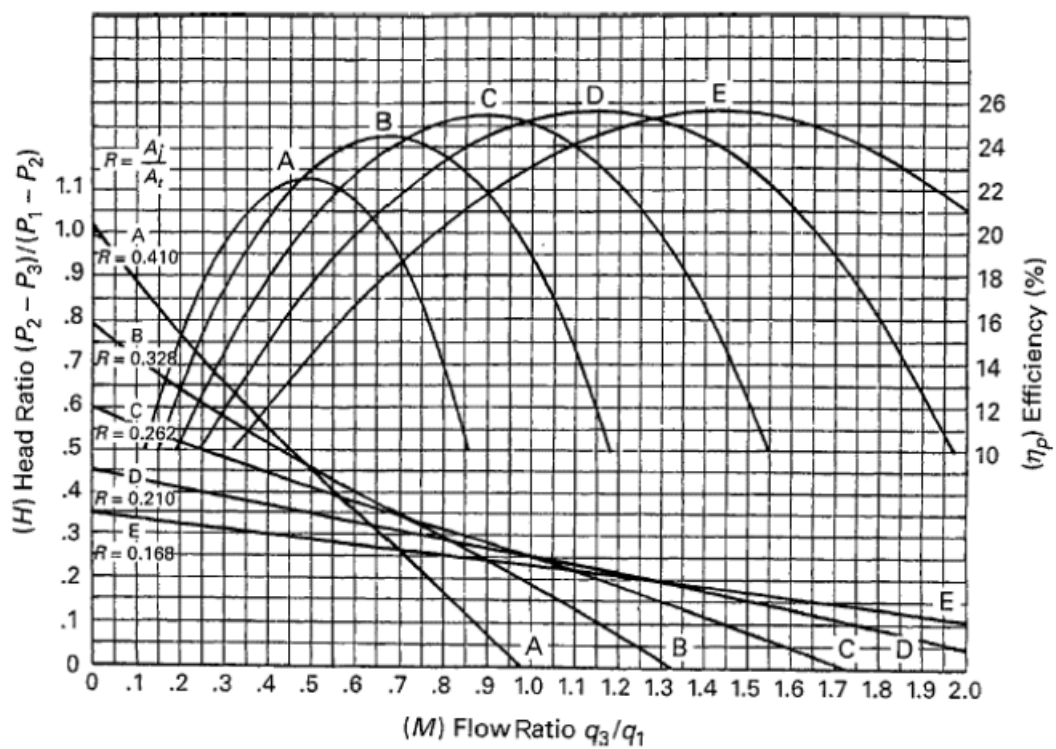


Figura 2.4 . Diagrama Relación de Caudal, Presión y eficiencia.

Fuente Brown, K., 1980.

Tabla V. Tabla para selección de Áreas de Garganta y Boquilla.

KOBE				OILMASTER				GUIBERSON				CLAW			
BOQUILLA		GARGANTA		BOQUILLA		GARGANTA		BOQUILLA		GARGANTA		BOQUILLA		GARGANTA	
No.	AREA	No.	AREA	No.	AREA	No.	AREA	No.	AREA	No.	AREA	No.	AREA	No.	AREA
4	0,0052	4	0,0129	4	0,0050	4	0,0131	A	0,0055	1	0,0143	4	0,0054	D	0,0142
5	0,0067	5	0,0167	5	0,0064	5	0,0167	A*	0,0075	2	0,0189	5	0,0074	E	0,0187
6	0,0086	6	0,0215	6	0,0081	6	0,0212	B	0,0095	3	0,0241	6	0,0094	F	0,0239
7	0,0111	7	0,0278	7	0,0103	7	0,0271	B*	0,0109	4	0,0314	7	0,0108	G	0,0311
8	0,0144	8	0,0359	8	0,0131	8	0,0346	C	0,0123	5	0,0380	8	0,0122	H	0,0376
9	0,0186	9	0,0464	9	0,0167	9	0,0441	C*	0,0149	6	0,0452	9	0,0148	I	0,0447
10	0,0240	10	0,0599	10	0,0212	10	0,0562	D	0,0177	7	0,0531	10	0,0175	J	0,0526
11	0,0310	11	0,0774	11	0,0271	11	0,0715	E	0,0241	8	0,0661	11	0,0239	K	0,0654
12	0,0400	12	0,1000	12	0,0346	12	0,0910	F	0,0314	9	0,0804	12	0,0311	L	0,0796
13	0,0517	13	0,1242	13	0,0441	13	0,1159	G	0,0452	10	0,0962	13	0,0450	M	0,0957
14	0,0668	14	0,1668	14	0,0562	14	0,1476	H	0,0661	11	0,1125	14	0,0658	N	0,1119
15	0,0863	15	0,2154	15	0,0715	15	0,1879	I	0,0855	12	0,1452	15	0,0851	O	0,1445
16	0,1114	16	0,2783	16	0,0910	16	0,2392	J	0,1257	13	0,1772	16	0,1251	P	0,1763
17	0,1439	17	0,3594	17	0,1159	17	0,3046	K	0,1560	14	0,2165	17	0,1552	Q	0,2154
18	0,1858	18	0,4642	18	0,1476	18	0,3878	L	0,1960	15	0,2606	18	0,1950	R	0,2593

Fuente: Fabricantes en el Ecuador.

Pasos para la Selección

1. Establecer la presión de inyección P_s
2. Calcular la gravedad específica del petróleo $SGoil$, mediante los grados API

$$SGoil = \frac{141,5}{131,5 + API^\circ} \quad \text{Ec. (2.18)}$$

3. Hallar la gravedad específica promedio

$$SG_{avg} = SG_w * f_w + SG_{oil} * (1 - f_w) \quad \text{Ec. (2.19)}$$

Donde:

SG_w = Gravedad específica del agua

F_w = corte de agua

4. Hallar Gradiente de formación

$$G_3 = 0,433 * SG_{avg} \quad \text{Ec. (2.20)}$$

5. Hallar Presión de fluido motriz, P₁

$$p_1 = h_1 G_1 - F_1 + P_s \quad \text{Ec. (2.21)}$$

6. Determinar la presión adimensional, definida por

$$H = \frac{P_2 - P_3}{P_1 - P_2} \quad \text{Ec. (2.22)}$$

7. Ingresar a la fig # con el valor hallado de H anteriormente y encontrar el valor de M que es la relación entre q₃ y q₁
8. Con el valor de M encontrar el caudal q₁ de inyección

9. Una vez hallado el valor q_1 se procede a hallar el Área de la boquilla A_j mediante la ecuación.

$$A_j = \frac{q_1}{1214.5 \left(\sqrt{\frac{P_1 - P_3}{\gamma_1}} \right)} \quad \text{Ec. (2.23)}$$

10. Una vez hallados los valores de M y H , se establece el valor de relación entre ambos, para encontrar el nuevo H y M

$$\theta R = \frac{q_3}{1214.5 \left(\sqrt{\frac{P_2 - P_3}{\gamma_1}} \right)} \quad \text{Ec. (2.24)}$$

11. Con el nuevo valor de H se halla la nueva Presión P_1 de inyección, y posteriormente la nueva presión de superficie P_s
12. Con el nuevo valor de M se encuentra el valor real de q_1 que conjuntamente para el valor de P_s se encontrará la potencia en hp de la bomba a utilizar.

$$hp = 1.7 * 10^{-5} q_1 * P_s \quad \text{Ec. (2.25)}$$

13. Dependiendo del caudal que se vaya a manejar, sea asumido mediante pruebas o hallado mediante flujo natural, se obtiene el caudal óptimo para luego llevarlo a la correlación de la gráfica de relación de caudal para hallar el M y H resultante a diferentes eficiencias. Dependiendo de estos valores y asumiendo los valores de las áreas se lleva a cabo un proceso iterativo en función de la cavitación, para hallar el tipo de bomba más eficiente para el pozo estudiado y su caudal.

La ecuación de cavitación es la siguiente:

$$Mc = \frac{1-R}{R} \sqrt{\frac{P_3 - P_v}{IcHv}} \quad \text{Ec. (2.26)}$$

Índice de Productividad (IP)

Es una medida del potencial de producción que posee un pozo, medido mediante la razón de la tasa de producción Q a la presión diferencial ($P_e - P_{wf}$) tomado desde el punto medio del intervalo productor. (Standing, M. 1951)

$$J = \frac{Q}{P_e - P_{wf}} \quad \text{Ec. (2.27)}$$

Donde:

J : índice de productividad stb/d/lpc

Q : razón de la tasa de producción stb/d

P_r : Presión del reservorio lpc

P_{wf} : Presión de fondo fluyente lpc

Método de Joshi para el Cálculo del IPR

Joshi para su método de cálculo de IP, tomo en consideración un pozo horizontal con un espesor en la zona productora al cual denomino “h” y una longitud horizontal denominada “L”. En este pozo fue considerado un patrón de flujo producto de la combinación entre dos diferentes ejes que son los ejes X-Y y Z-Y como se muestra en la gráfica siguiente. **Fuente:** Economides, M. Watters, L. Norman, D. (Ed, 1998).

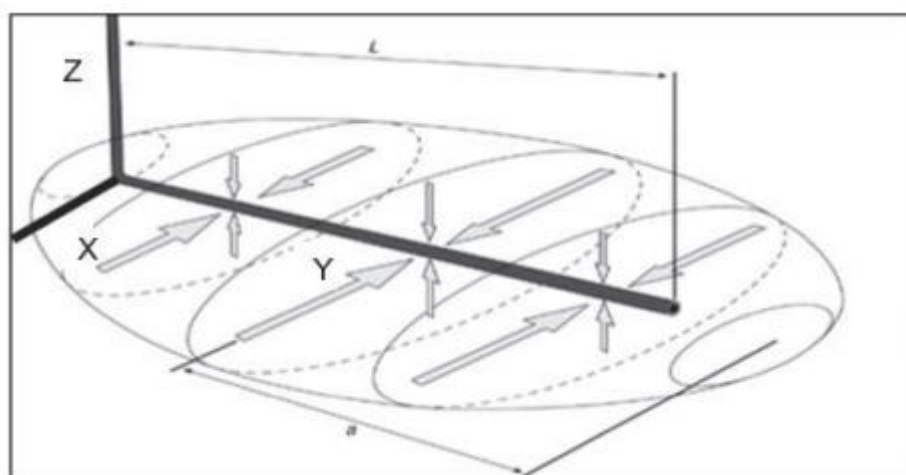


Figura 2.5 Esquema pozo Horizontal

Fuente: Economides, M. Watters, L. Norman, D. Ed, 1998.

Adicionalmente Joshi considera que para este caso el pozo debe de estar centrado en una elipse, la cual representa los límites de drenaje de dicho pozo.

Una vez considerados estos parámetros se obtuvo la siguiente ecuación para determinar el índice de productividad IP.

$$J_h = \frac{0.00708 * h * K_h}{\mu_o * \beta_o * [\ln(R) + \left(\frac{B^2 * h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2r_w}\right) + S]} \quad (\text{Ec. 2.28})$$

Donde:

$$B = \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \quad \text{Ec. (2.29)}$$

$$R = \frac{a + \sqrt{a - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \quad \text{Ec. (2.30)}$$

$$a = \left(\frac{L}{2}\right) * \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_e h}{L}\right)^4}\right]^{0.5} \quad \text{Ec. (2.31)}$$

Donde:

h: espesor del intervalo de producción (ft)

L: longitud de la sección horizontal (ft)

a: Radio de la elipse (ft)

r_{eh} : Radio de drenaje (ft)

K_h : Permeabilidad horizontal (mD)

K_v : Permeabilidad vertical (mD)

B: Relación de anisotropía

S: Daño de formación

r_w : Radio del pozo (ft)

B_o : Factor volumétrico (Bls/STB)

μ_o : Viscosidad del petróleo (cp)

Modelo Black Oil

Este modelo tiene la capacidad de manejar las tres fases petróleo, agua y gas el cual puede estar disuelto en petróleo o agua. Dicha solubilidad del gas se la describe por los factores respectivos de solubilidad del gas, R_{so} y R_{sw} . Estas cantidades son dependientes de la presión y esto ya está incorporado en el *modelo black oil*.

El *black oil model* puede modelar diferentes procesos de yacimientos y estos incluyen:

- Recuperación por expansión de los fluidos presentes en la roca, mecanismo primario de gas en solución.
- Tomando en cuenta las fuerzas viscosas, capilares y de gravedad con métodos de recuperación secundaria por influjo de agua.
- Inyección inmiscible de gas.
- Tres procesos de recuperación de fase como agua inmiscible alterando con gas.
- Procesos de imbibición de capilares.

Correlaciones Black Oil

Estas correlaciones son obtenidas por medio de un método empírico, las cuales se obtiene al tomar un grupo de datos para un conjunto particular de aceites y hallar un mejor ajuste. La correlación relaciona los parámetro del petróleo y las variables B_o y R_s con la temperatura del yacimiento y la densidad superficial del petróleo y gas.

Una serie de correlaciones empíricas, basadas principalmente en crudos estadounidenses, y otras ubicaciones en todo el mundo se han presentado para estimar los parámetros del black oil de la solubilidad de gas y el factor de volumétrico. La más comúnmente utilizada es la correlación de Standing.

$$P_b = f(R_s, \gamma_g, \rho_o, T)$$

Dónde:

P_b : Punto de burbuja a temperatura T, °f

R_s : Radio de solución gas-oil (cu ft/bbl)

γ_g : Gravedad específica del gas, adimensional

ρ_o : Densidad del petróleo

La correlación de Standing para el cálculo de P_b es:

$$P_b = 18.2 \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.83} * 10^{(0.00091T - 0.0125(API))} - 1.4 \right] \quad \text{Ec. (2.32)}$$

Finalmente la correlación para el factor volumétrico B_o es:

$$B_o = 0.9759 + 0.000120 \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\rho_o} \right)^{0.5} + 1.25T \right]^{1.2} \quad \text{Ec. (2.33)}$$

Correlaciones PVT

Correlación de Viscosidad (LEE)

Esta correlación se basa en el análisis experimental de la viscosidad de 4 gases naturales con una cantidad de impurezas de (CO₂ y N₂), con un rango de temperatura de 100-340°F y rango de presiones de 100-8000 lpsca, dando como resultado la siguiente ecuación para la viscosidad. (Banzer, C., 1996)

$$\mu_g = \frac{K \exp(X \rho_g^Y)}{10^4} \quad \text{Ec. (2.34)}$$

Donde;

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M)T^{1.5}}{209 + 19M + T}$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M$$

$$Y = 2.4 - 0.2X$$

$$\rho_g = 1.4935 * 10^{-3} \frac{pM}{zT}$$

μ_g : Viscosidad del gas a p y T, cp

ρ_g : Densidad del gas, grs/cc

M: Peso molecular del gas ($=28.96 \gamma_g$), lbs/lb-mol

z: Factor de compresibilidad del gas, adim

p: Presión lpsca

T: Temperatura °R

Correlación de Viscosidad Oil (KARTOATMODJO)

Para el desarrollo de esta correlación fueron necesarios 661 diferentes muestras de crudo, teniendo como resultado un error promedio de -13.158%.

(Kartoadmodjo and Schmidt, 1994)

A continuación se muestra en la tabla 1 el rango de datos utilizados para la obtención de dicha correlación:

Tabla VI. Rango de datos para la Correlación de Kartoadmodjo

- RANGO DE LOS DATOS PARA LA CORRELACION DE KARTOATMODJO, T. Y SCHMIDT, Z.	
Temperatura, °F	75 - 320
Gravedad del petróleo, °API	14.4 - 58.9
Viscosidad, cp.	0.5 - 682

Fuente: Kartoadmodjo and Schmidt Correlation, 1994.

En base al desarrollo de la correlación se obtuvo la siguiente ecuación:

$$\mu_{od} = 16.0 * 10^8 T^{-2.8177} (\log \gamma_{API})^{(5.7526 \log T - 26.9718)} \quad \text{Ec. (2.35)}$$

Dónde:

μ_{od} : Viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm y T, cp

γ_{API} : Gravedad específica del petróleo, °API

T: Temperatura del yacimiento, °F

Fuente: Banzer, C., 1996

Correlación de Viscosidad del Agua (VAN WINGEN)

Es presentada mediante una gráfica de viscosidad vs temperatura para distintas presiones, para este caso se sugiere que los efectos de salinidad y presión sean despreciables.

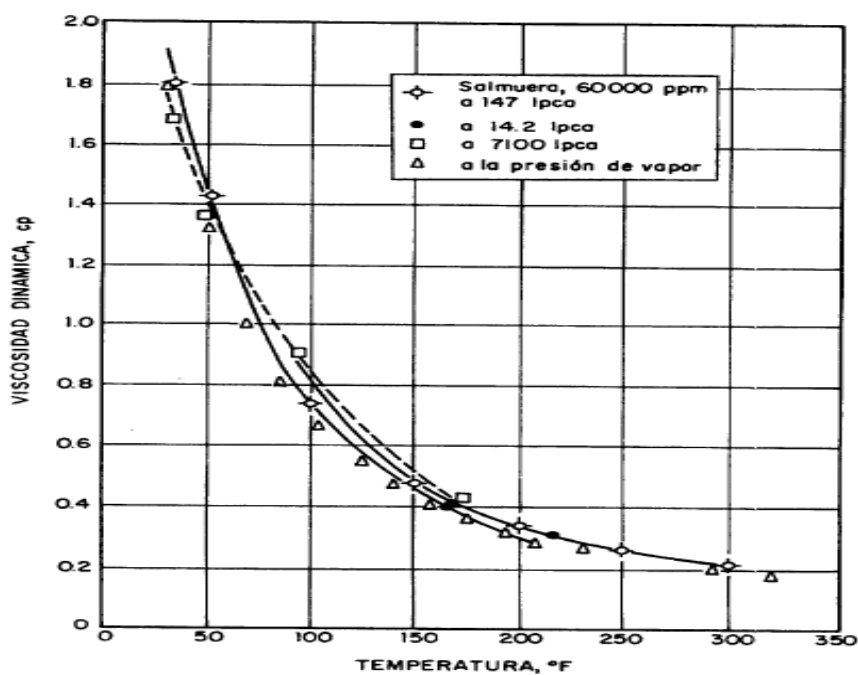


Figura 2.6 Viscosidad del agua para varias presiones

Fuente: Van Wingen, N., 1950.

Tomando una aproximación promedio de las curvas de la Figura 2.6 obtenemos:

$$\mu_w = \exp(1.003 - 1.479 * 10^{-2}T + 1.982 * 10^{-5}T^2) \quad \text{Ec. (2.36)}$$

Dónde:

μ_w : Viscosidad del agua, cp

T: Temperatura, °F

Fuente: Banzer, C., 1996.

CAPÍTULO 3

MODELAMIENTO Y SELECCIÓN DE ESCENARIOS

3.1 Software Syal

El software Syal propiedad intelectual de la empresa Sertecpet utiliza el análisis nodal como fundamento para el diseño de un sistema hidráulico tipo Jet, simulando el comportamiento a futuro de los fluidos y de los parámetros PVT del fondo del pozo, así como también el IPR del reservorio, hallando el IP de cada pozo, presiones fluyentes y caudales óptimos para el yacimiento sometido a estudio. El software Syal diseña toda la completación de fondo para un sistema Jet determinando la bomba adecuada, prediciendo comportamientos tales como, presiones de superficie, presiones de fondo fluyente, intake, comportamiento mecánico, calculando eficiencias y potencia HP.”

Fuente: Sertecpet

3.2 Datos básicos para la evaluación

El análisis del cambio de sistema de levantamiento artificial con la finalidad de mejorar su potencial productivo, para lo cual se dispone de las datos mostrados en las Tablas.

Tabla VII. Datos de entrada del Software

DATOS DEL POZO		PARÁMETROS MECANICOS DEL POZO	
Formación	M1	Tipo de bomba Jet	Directa
Fluido	Petróleo y Agua	Profundidad de la bomba,MD	7099 ft
Correlación PVT	Ghetto	Profundidad del Reservorio,MD	100527,95 ft
Viscosidad del petróleo	Kartoatmodjo	Profundidad del Sensor,MD	7099 ft
Viscosidad del agua	Van Wingen		
Viscosidad del gas	Lee		
Flujo monofásico	Moody		
Flujo multifásico	Beggs and Brill		
PARAMETROS DEL FLUIDO MOTRIZ		DATOS DEL RESERVORIO	
Sistema de bombeo Hidráulico	MTU	Presión	3376 Psia
Modo de cálculo	Presión de inyección fija	Temperatura	205 °F
Presión de inyección	6500 Psia	Gravedad API	18 °API
Temperatura de inyección	83.800 °F	Gravedad específica del agua	1,018
Caudal de inyección	3417,505	Gravedad específica del gas	0,991
BSW de inyección	100%	RGP en solución	100 Scf/STB
Salinidad	26500 ppm		
Gravedad Específica el agua	1,018		
API del fluido de inyección	18 ° API		

Fuente: Zambrano, C., Guadalupe, J.

3.3 Procesamiento de datos

Para el diseño del bombeo hidráulico tipo JET mediante el software SYAL se debe de ingresar ciertos parámetros previos al diseño. Estos permitirán realizar un diseño y una selección del tipo de bomba adecuado para las necesidades del pozo, ya que dichos parámetros abarcan tanto a la parte mecánica, la parte de fluidos y la de reservorios, el ingreso y selección de estos parámetros debe tener un orden pre determinado por el software. Estos parámetros y su orden son los mostrados en la gráfica.

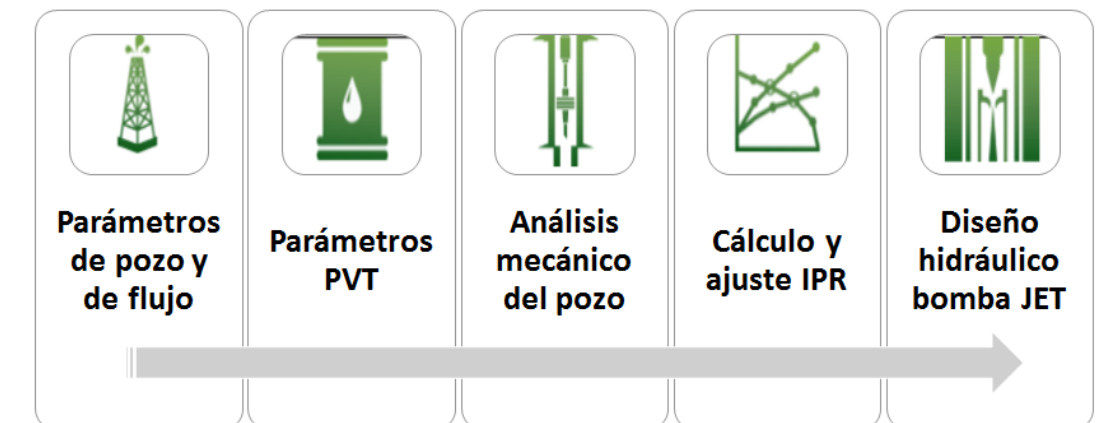


Figura 3.1 Secuencia para Ingresar los Datos

Fuente: Software Syal Sertecpet.

3.4 Parámetros de pozo y flujo

Como primer paso se debe ingresar los parámetros de pozo y flujo como son:

3.4.1 Datos generales del pozo

Estos son datos generales tales como son el nombre del pozo, la formación en la cual se piensa producir e información de la empresa a la cual se presta el servicio.

The screenshot displays the SYAL software interface. On the left is a vertical navigation menu with icons for 'Flujo y Pozo', 'PVT', 'Análisis mecánico pozo', 'Cálculo y ajuste PFA', and 'Diseño horizontal jet'. The main window is titled 'Datos generales' and contains a form with the following fields:

Datos generales	
Preparado para	Nombre del pozo
ESPOL	
Compañía	Formación
	M1
Teléfono	Comentario
(000) 0000 000	Texto
Email	
jhon_131150g@hotmail.com	
Fecha de diseño	
2017-07-25	

At the bottom right of the window, there is a green button labeled 'SYAL online support'.

Figura 3.2 Ingreso de Parámetros del Pozo y Flujo paso 1

Fuente: Software Syal Sertecpet.

3.4.2 Característica del pozo y flujo

Luego de ingresar los datos generales del pozo se procede a ingresar las características del pozo y flujo que se utilizarán, estas características son: tipo de pozo, tipo de flujo, modelo PVT que se usará, modelo de levantamiento artificial que se usará, y que modelo se usará para los diferentes tipos de flujo existentes tanto para flujo monofásico como horizontal vertical y direccional.

Características del pozo y flujo

Datos generales

Tipo de pozo
 Productor

Método de levantamiento artificial
 Bombeo Hidráulico Jet

Configuración del fluido

Tipo de fluido
 Petróleo y agua

Modelo PVT
 Black oil

Correlaciones de flujo

Flujo monofásico
 Flujo monofásico
 Moody

Flujo multifásico
 Horizontal
 Beggs and Brill

Vertical y Direccional
 Beggs and Brill

SYAL online support

Figura 3.3 Ingreso de Parámetros del Pozo y Flujo Paso 2

Fuente: Software Syal Sertecpet.

3.3 Parámetros PVT

SYAL en esta interface nos permite ingresar los datos PVT del reservorio, debido a que son parámetros fundamentales para el diseño de la bomba JET. Estos parámetros son: presión de reservorio, temperatura de fondo, gravedad API del crudo, corte de agua, salinidad, gravedad específica del agua, presión del separador, temperatura del separador, la relación de gas con respecto al petróleo que tiene dicho pozo, y la gravedad específica de dicho gas, presiones de burbuja, factor volumétrico del petróleo-gas-agua, viscosidades de los fluidos gas-agua-petróleo, densidad de los fluidos gas-agua. También nos permite elegir la correlación óptima para los análisis PVT y análisis de las viscosidades.

Datos del reservorio

Presión: 3.376.000 Psia

Temperatura: 205.000 °F

Gravedad API: 18.000

Gravedad específica del petróleo: 0.946

Corte de agua / BSW: 94.150 %

Salinidad: 26.500.000 ppm

Gravedad específica del agua: 1.018

Presión del separador: 140.000 Psia

Temperatura del separador: 83.800 °F

Gravedad específica del gas: 0.991

RGP en solución: 100.000 scf/STB

Presencia de otros gases:

N₂: %

CO₂: %

H₂S: %

Correlación PVT: Guetto

Presión de burbuja: 507.000 Psia

SYAL online support

Figura 3.4 Parámetros PVT Paso 1
Fuente: Software Syal Sertecpet.

Propiedades PVT de los fluidos

Petróleo

Presión de burbuja: 507.000 Psia

Factor volumétrico: 2.280 RB/STB

Viscosidad: 19.766 Cp

Correlación de viscosidad: Kartoatmodjo

Gas

Razón gas disuelto petróleo, R_s: 69.471 scf/STB

Factor volumétrico: 0.004 ft³/scf

Densidad: 17.635 Lbs/ft³

Viscosidad: 0.032 Cp

Correlación de viscosidad: Lee

Agua

Factor volumétrico: 1.019 RB/STB

Densidad: 62.357 Lbs/ft³

Viscosidad: 0.302 Cp

Correlación de viscosidad: Van Wingen

SYAL online support

Figura 3.5 Parámetros PVT Paso 2
Fuente: Software Syal Sertecpet.

Figura 3.6 Parámetros PVT Paso 3

Fuente: Software Syal Sertecpet.

3.6 Análisis mecánico del pozo

Esta interfaz nos permite ingresar como su nombre lo indican todos los aspectos mecánicos del pozo para en base al tipo de pozo y completación que esté presente también se diseñara el tipo de bomba que se ajuste a las características del mismo.

Los parámetros que se ingresan en este interfaz son: datos de trayectoria como es el survey con las profundidades en MD y TVD, el azimut y la inclinación del pozo, también se ingresan los datos de revestimiento del pozo, y de las herramientas de fondo del mismo, ara posterior a esto SYAL e presentara una gráfica con modelo físico del pozo.

Datos Referenciales

Tipo de Pozo: Horizontal

Nivel de referencia: Cabezal

a) Elevación sobre el nivel del suelo: ft

b) Elevación del suelo: ft

c) Elevación del punto de referencia: ft

d) Nivel promedio del mar: ft

Calculo iterativo MD-TVD

MD:

TVD:

Datos de la trayectoria

N°	MD (ft)	TVD (ft)	ANGLE(°)	AZMUTH(°)
1	0.000	0.000	0.000	0.000
2	100.000	100.000	0.250	80.000
3	203.000	203.000	0.580	103.980
4	294.000	293.990	1.080	55.350
5	389.000	388.940	2.800	33.210
6	500.000	499.710	4.800	23.380
7	570.000	569.350	8.830	21.820
8	708.000	704.140	8.540	13.890
9	797.000	794.010	9.490	12.400
10	924.000	918.980	11.100	12.250
11	1018.000	1011.030	12.170	13.040
12	1136.000	1128.320	12.480	12.050
13	1288.000	1272.950	11.880	11.810
14	1381.000	1365.930	11.750	11.710
15	1475.000	1458.080	11.030	

Figura 3.7 Análisis Mecánico del Pozo. Paso 1

Fuente: Software Syal Sertecpet.

Revestimiento

N°	Herramienta	Tope MD (ft)	Base MD (ft)	Longitud (ft)	Tope TVD (ft)	Base TVD (ft)	OD (in)	ID (in)	Flujo	Rugosidad (in)	Descripción
1	CASING	0.000	1203.000	1203.000	0.000	1191.815	13.375	12.815	No		CASING 13 3/8
2	CASING	0.000	7444.000	7444.000	0.000	7150.085	9.625	8.081	Si	0.018	CASING 9 5/8
3	CASING	7310.000	9544.000	2234.000	7025.560	8155.800	7.000	6.276	Si	0.018	CASING 7

Intervalos de Disparo

N°	Herramienta	MD Inicial (ft)	MD Final (ft)	Espesor (ft)	Pto. Medio Disparo MD (ft)	Pto. Medio Disparo TVD (ft)	Abierto/Cerrado	Tipo de Disparo	Descripción
1	Perforacion 1	9572.000	10333.560	961.560	10052.785	8181.244	Abierto	Wire Line	

Figura 3.8 Análisis Mecánico del Pozo. Paso 2

Fuente: Software Syal Sertecpet.

Gradiente de temperatura

Datos de ingreso

Temperatura de cabeza: 83.800 °F

Datos del sensor: No

Gradiente de temperatura: 0.015 °F/ft

Profundidad MD (ft)	Profundidad TVD (ft)	Temperatura (°F)
0.000	0.000	83.800
10550.000	8161.500	214.384

Resultados

Temperatura a nivel del reservorio: 214.330 °F

Gradiente de temperatura: 0.015 °F/ft

Calcular Graficar

SYAL online support

Figura 3.9 Análisis Mecánico del Pozo. Paso 3
Fuente: Software Syal Sertecpet.

3.7 Calculo y ajuste IPR

Sin dejar a un lado la importancia de las otras interfaces de SYAL, según nuestro criterio esta sería la más importante andes de la selección de la bomba debido a que el software presenta varios métodos para obtener las curvas del IPR y calcular el mismo, pero esto dependerá mucho del criterio de la persona que lo interprete y depende fundamentalmente de las condiciones de reservorio y el método que elija, ya que en base a estos dos últimos parámetros mencionados el software me podrá arrojar un sin

número de resultados, y dependerá del criterio y conocimientos del profesional encargado de la simulación para la selección del mismo.

The screenshot shows the 'Cálculo y ajuste IPR' (IPR Calculation and Adjustment) step 1 in the SYAL software. The interface includes a sidebar with navigation icons and a main panel with input fields for sensor data, reservoir pressure, and test flow rate.

Modelo IPR	
Vogel Compuesto	
Vogel Compuesto	
Datos del sensor	Caudal de prueba a nivel del reservorio
No	No
Presión de reservorio	Caudal de fluido de prueba
3.376.000	5.200.000
Psia	STB/day
Presión de fondo fluyente	
1.460.000	
Psia	

Buttons: **Calcular** **Gráfico**

Figura 3.10 Calculo de Ajuste del IPR. Paso 1

Fuente: Software Syal Sertecpet.

The screenshot shows the 'Resultados' (Results) step 2 in the SYAL software. The interface displays calculated values for fluid and oil productivity index and maximum flow rate, along with a section for pressure vs. flow rate calculations.

Fluido	
Índice de productividad	2.714
	STB/day/psia
Caudal máximo	8.550.870
	STB/day

Petróleo	
Índice de productividad	0.159
	STB/day/psia
Caudal máximo	500.226
	STB/day

Cálculo: presión vs. caudal	
Caudal de fluido de prueba	
	STB/day
Presión de fondo fluyente	
	Psia
Caudal de petróleo	
	STB/day
Caudal de agua	
	STB/day

Figura 3.11 Calculo de Ajuste del IPR. Paso 2

Fuente: Software Syal Sertecpet.

3.8 Diseño hidráulico JET

Esta es la última interface del software SYAL, en la cual previo a la obtención, ingreso, verificación y validación de la información en las interfaces pasadas se procede a realizar el diseño hidráulico de la bomba JET. SYAL nos permitirá calcular y validar diferentes opciones de bombas que pueden ser usadas bajo las condiciones y parámetros previamente establecidos en las diferentes interface y nos arrojará un mensaje de error en caso de que la selección de configuración de la bomba que hayamos escogido no cumpla con los parámetros establecidos. Existirán varias configuraciones de boquilla y garganta de la boba que cumplan con los parámetros que tenemos, y una vez más la selección dependerá de los criterios y conocimientos profesionales que tenga la persona a cargo de la simulación.

The screenshot displays the SYAL software interface for hydraulic design (Diseño hidráulico jet). The interface is organized into several sections:

- Sistema de bombeo hidráulico:** Includes a dropdown for 'MTU' and a 'Modo de cálculo' dropdown set to 'Presión de inyección fija'. Below this, there are input fields for 'Presión de inyección' (6,500,000 Psia), 'Temperatura de inyección' (83,800 °F), 'Caudal de inyección' (3,417,505 STB/day), 'BSW de inyección' (100,000), 'Salinidad' (26,500,000 %), and 'Gravedad específica del agua' (1.018 ppm).
- Modo de cálculo:** A dropdown menu currently showing 'Presión de inyección fija'.
- Datos mecánicos del pozo:** Includes 'Tipo de bomba jet' (Directa), 'Profundidad de la bomba TVD' (6,828,270 ft), and 'Profundidad del reservorio TVD' (8,161,244 ft).
- Datos de producción:** Includes 'Caudal de diseño' (5,200,000 STB/day) and 'Presión de cabeza' (83,800 Psia).
- Datos de la bomba de superficie:** Includes 'Eficiencia de la bomba de superficie'.

A 'SYAL online support' button is located in the bottom right corner of the interface.

Figura 3.12 Diseño Hidraulico JET. Paso 1

Fuente: Software Syal Sertecpet.

Figura 3.13 Diseño Hidráulico JET. Paso 2
Fuente: Software Syal Sertecpet.

Resultados

Mejor geometría	Geometría	Presión de inyección (Psia)	Caudal de inyección (\$TB/day)	Caudal de diseño (\$TB/day)	Presión de fondo fluyente (Psia)	Presión de entrada a la bomba (Psia)
<input type="checkbox"/>	12P	6500.000	3506.599	5000.000	2301.925	1721.439
<input type="checkbox"/>	12R	6500.000	3422.037	5000.000	2675.042	2093.297
<input type="checkbox"/>	12Q	6500.000	3480.389	5000.000	2397.472	1816.664
<input type="checkbox"/>	12Q	6500.000	3471.541	5200.000	2438.385	1856.775
<input type="checkbox"/>	12P	6500.000	3492.664	5200.000	2365.234	1783.870
<input checked="" type="checkbox"/>	12R	6500.000	3417.505	5200.000	2695.283	2112.808
<input type="checkbox"/>	12R	6500.000	5200.000	5200.000	2569.815	1987.762
<input type="checkbox"/>	12R	6500.000	4200.000	5200.000	2619.645	2037.424

Figura 3.14 Resultados del Diseño JET. Paso 1
Fuente: Software Syal Sertecpet.

Resultados

Profundidad de fondo (Psla)	Presión de entrada a la bomba (Psla)	Presión de descarga (Psla)	Caudal de cavitación (STB/day)	Eficiencia mecánica de la bomba jet (%)	Potencia requerida (HP)	Tipo de bomba jet
3301.925	1721.439	3062.441	6332.754	31.311	484.349	Directa
3675.042	2093.297	3062.008	13532.475	23.095	472.669	Directa
3397.472	1816.664	3062.373	8255.077	29.277	480.729	Directa
3438.385	1856.775	3062.266	8345.032	29.530	479.507	Directa
3365.234	1783.870	3062.314	6445.716	31.150	482.424	Directa
3695.283	2112.808	3061.934	13594.820	23.561	472.043	Directa
3569.815	1987.762	3069.784	13190.288	18.159	718.250	Directa
3619.645	2037.424	3065.600	13352.497	21.004	580.125	Directa

Figura 3.15 Resultados de Diseño JET. Paso 2

Fuente: Software Syal Sertecpet.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 Parámetros del pozo y flujo

Para nuestro pozo seleccionamos el modelo de simulación black oil porque trata al yacimiento como si tuviese presente las 3 fases, petróleo, agua y gas, donde el gas está disuelto en el petróleo, el modelo black oil aplicado en sistemas de empuje hidráulico. La correlación de Beggs and Brill para análisis nodal y curvas de rendimiento del pozo y así determinar el caudal óptimo de flujo para el sistema de levantamiento que estamos implementando.

4.1.1 Parámetros PVT

Para el tipo de crudo a levantar (18° API) la correlación De Ghetto es la más óptima, puesto que, contiene correlaciones PVT modificadas para calcular el punto de burbuja del reservorio P_b , solubilidad del gas R_s , factor de formación volumétrico B_o , factor volumétrico del agua B_w , compresibilidad del petróleo C_o , y viscosidad del fluido U_o .

Utilizamos esta correlación principalmente para la obtención del factor volumétrico de los diferentes fluidos (petróleo, gas y agua) presentes en la formación, debido a que, De Ghetto aproxima de mejor manera dichos factores manejando el tipo de crudo producido en nuestro pozo, obteniendo como resultado:

Tabla VIII. Valores de Factores Volumétricos.

FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO (BO) 1.07125 (RB/STB)

FACTOR VOLUMÉTRICO DEL AGUA (BW)	1.019 (Rb/STB)
FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS (BG)	0.004 (Rb/STB)

Fuente: Guadalupe J. y Zambrano C.

Bajo los siguientes parámetros

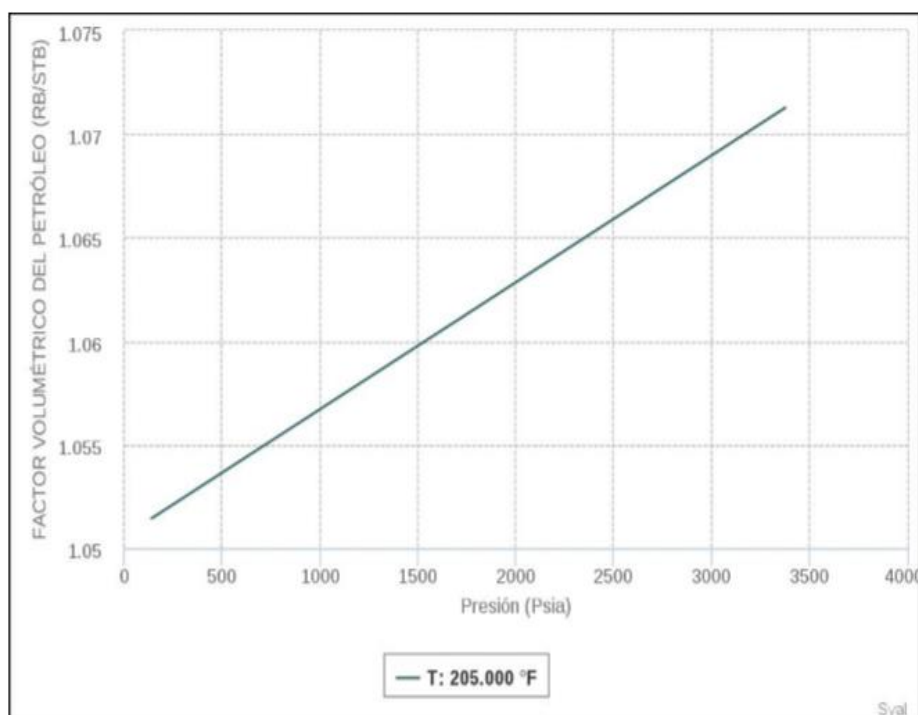


Figura 4.1 Factor Volumétrico vs Presión

Fuente: SYAL.

Para la obtención de los datos de viscosidad para petróleo, gas y agua, se utilizaron diferentes correlaciones como son: Kartoadmodjo, y Van Wingen respectivamente; teniendo como resultado

Viscosidad del petróleo (μ o) 19.756 cp

Viscosidad del agua (μ w) 0.302 cp

Viscosidad del gas (μ g) 0.0032 cp

Fuente: Guadalupe J. y Zambrano C.

Análisis Mecánico del Pozo

Nuestro diseño está fundamentado en un pozo ya anteriormente explotado, mismo que tenía un sistema de producción mediante bomba Electro-Sumergible que fue cambiado a un sistema por Bombeo Hidráulico con bomba Tipo Jet, contando con una profundidad de camisa de circulación de 7099 pies, sirviendo para el asentamiento del nuevo ensamblaje de fondo, razón por la que bomba jet fue asentada a la misma profundidad y su dimensionamiento se realizó en función de la columna de fluidos que tendrá que levantar desde dicha profundidad hasta la superficie.

Cálculo y Ajuste del IPR

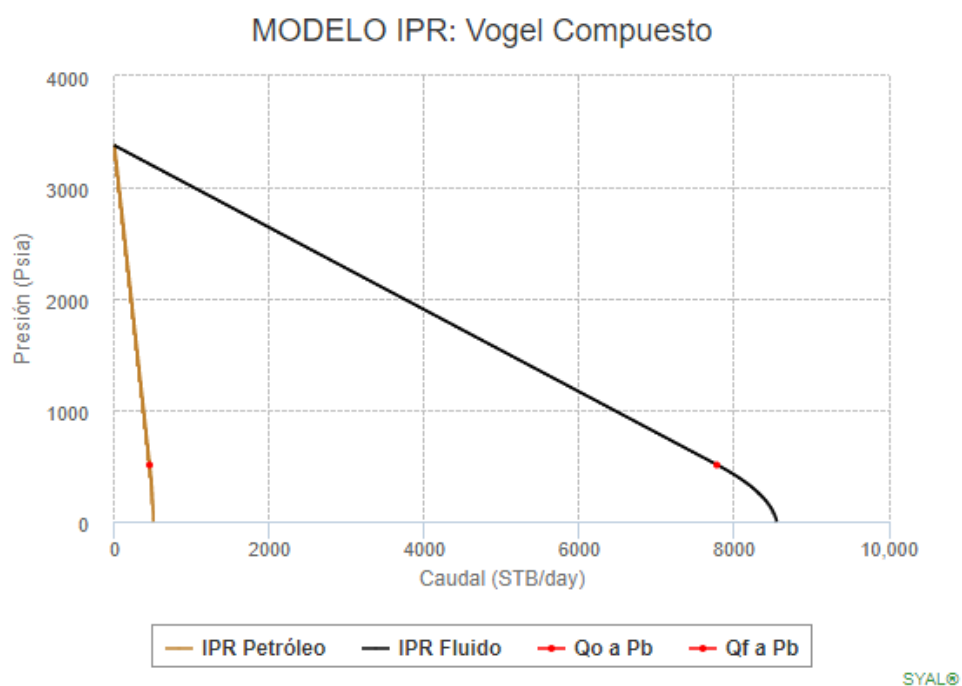


Figura 4.2 Modelo IPR

Fuente: Software Syal Sertecpet.

Según lo estudiado en Producción 1 el IP del pozo se calcula manualmente mediante el método de Vogel compuesto.

$$Q_{omax} = Q_b + Q_{voguel}$$

$$Q_{omax} = J(P_r - P_b) + \frac{JP_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad \text{Ec. (4.1)}$$

Para el diseño se establecieron los siguientes datos:

- ✓ $P_r = 3376$ psi
- ✓ $P_b = 507$ psi
- ✓ $Q_{max} = 8500$ STB/d
- ✓ Para el caudal máximo la P_{wf} es 0.

Reemplazando se obtuvo:

$$Q_{max} = 8500 = J(3376 - 507) + \frac{J(507)}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{0}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{0}{P_b} \right)^2 \right]$$

Despejando

$$J = \frac{8500}{3150.6}$$

$$J = 2,695 \frac{stb/dia}{psi}$$

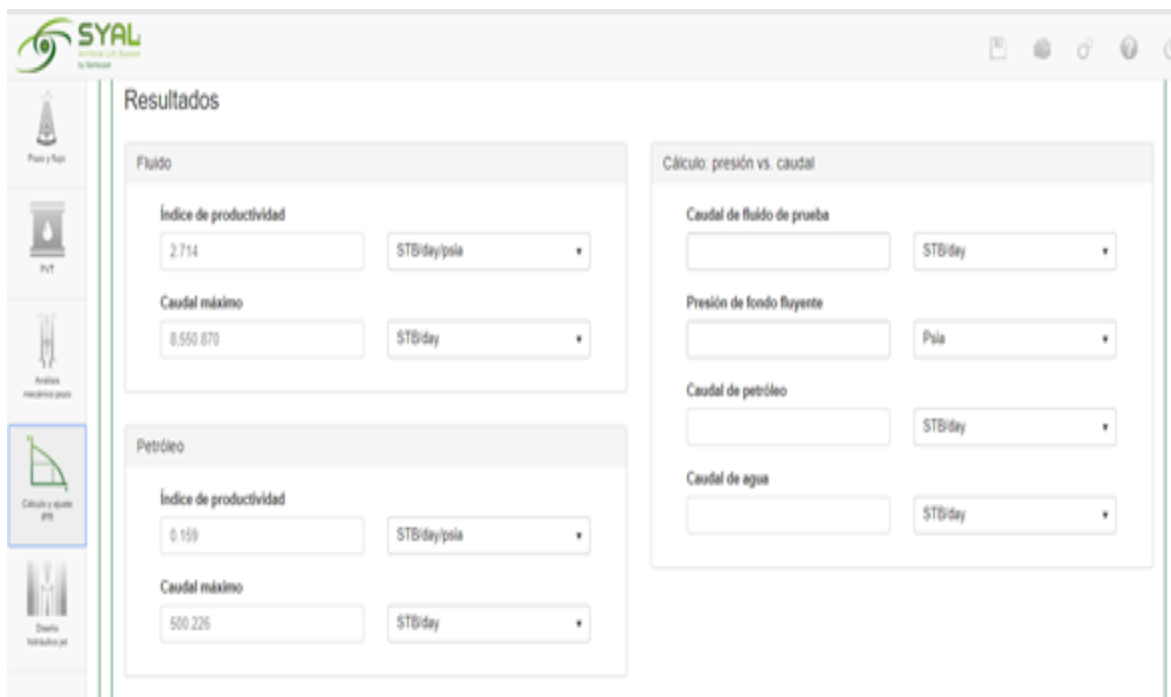


Figura 4.3 Resultados Simulados por SYAL

Fuente: Software Syal Sertecpet.

Comparando los resultados obtenidos mediante el proceso manual con los simulados por el software Syal, el margen de error

$$|\text{Valor Real} - \text{Valor simulado}| * 100$$

$$|2.695 - 2.714| * 100 = 1.9\%$$

$$\text{Error Absoluto} = 1.9\%$$

Se obtuvo un error Absoluto de 1.9% en el cálculo del índice de productividad IP demostrando que el proceso es llevado a cabo correctamente. Con la obtención del índice de productividad podemos calcular el caudal en cualquier instante de las pruebas estabilizadas de presión mediante el método de Vogel compuesto y así ver el comportamiento del pozo durante la etapa de producción.

Diseño Hidráulico

En el campo ESPOL la presión máxima de inyección permitida por la Agencia Reguladora para el Control de Hidrocarburos (ARCH) es de 6800 psi, debido a esto, decidimos utilizar una Unidad Móvil o MTU (Mobile Testing Unit) por sus siglas en inglés que puede operar en dicho rango de inyección, siendo 6500 psi la presión utilizada de inyección, en base a éste y los siguientes datos, se puede obtener un caudal diario y demás parámetros de inyección

Tabla IX. Parámetros finales de diseño

Pinj (psia)	6500
Tinj (°F)	83,8
BSW inj (%)	100
Salinidad (ppm)	
Gravedad específica del agua	1,019
Profundidad de la bomba (ft)	6828,27
Profundidad del Reservorio (ft)	8761,24
Caudal de diseño (STB/día)	5200
Presión de cabeza (psia)	83800

Fuente: Zambrano C, Guadalupe J.

En base a los datos anteriores, pudimos obtener el caudal de inyección óptimo para éstas condiciones el cual es:

$$Q_{inyección} = 3417.505 \frac{STB}{dia}$$

Y con este valor procedemos a la selección de la bomba, presentando mejores condiciones para éste proyecto la bomba de configuración en tamaño de boquilla y tamaño de garganta **12R**, misma que fue escogida después de varias pruebas comparativas con otras configuraciones de boquilla y garganta, siendo ésta la de rendimiento más óptimo, puesto que, su caudal de cavitación es mayor que todas las demás y representa mayores garantías, es detallada a continuación.

Tabla X. Configuraciones Obtenidas en la Simulación

Geometría	Presión de Inyección (Psia)	Caudal de Inyección (STB/D)	Caudal de Diseño (STB/D)	Pwf (Psia)	Presión de Entrada (Psia)	Presión de Descarga (Psia)	Caudal de Cavitación (STB/D)	Eficiencia Mecánica de la Bomba JET (%)	Potencia Requerida (HP)	Tipo de Bomba JET
12P	6500	3506,599	5000	2301,925	1721,439	3062,441	6332,754	31,311	484,349	Directa
12R	6500	3422,037	5000	2675,042	2093,297	3062,008	13532,475	23,095	472,669	Directa
12Q	6500	3480,389	5000	2397,472	1816,664	3062,373	8255,007	29,277	480,729	Directa
12Q	6500	3471,541	5200	2438,385	1856,775	3062,266	8345,032	29,53	479,507	Directa
12P	6500	3492,664	5200	2365,234	1783,87	3062,314	6445,716	31,15	482,424	Directa
12R	6500	3417,505	5200	2695,283	2112,808	3061,934	13594,82	23,561	472,043	Directa

Fuente: Software Syal Sertecpet.

En la tabla presentada se puede observar varias simulaciones para cada una de las distintas configuraciones de área de garganta y boquilla, donde la configuración escogida fue la **12R** en base a nuestros criterios. A pesar de que la 12P y la 12Q trabajan bajo una mejor eficiencia, la **12R** presenta un mayor rango de caudal de cavitación el cual

fue el parámetro fundamental que usamos para esta selección, debido a que en el pozo ESPOL-01 los caudales de producción son muy altos y se acercan mucho a los caudales de cavitación de las configuraciones de las bombas previamente mencionadas, por lo cual el riesgo es mayor y motivo suficiente para descartarlas.

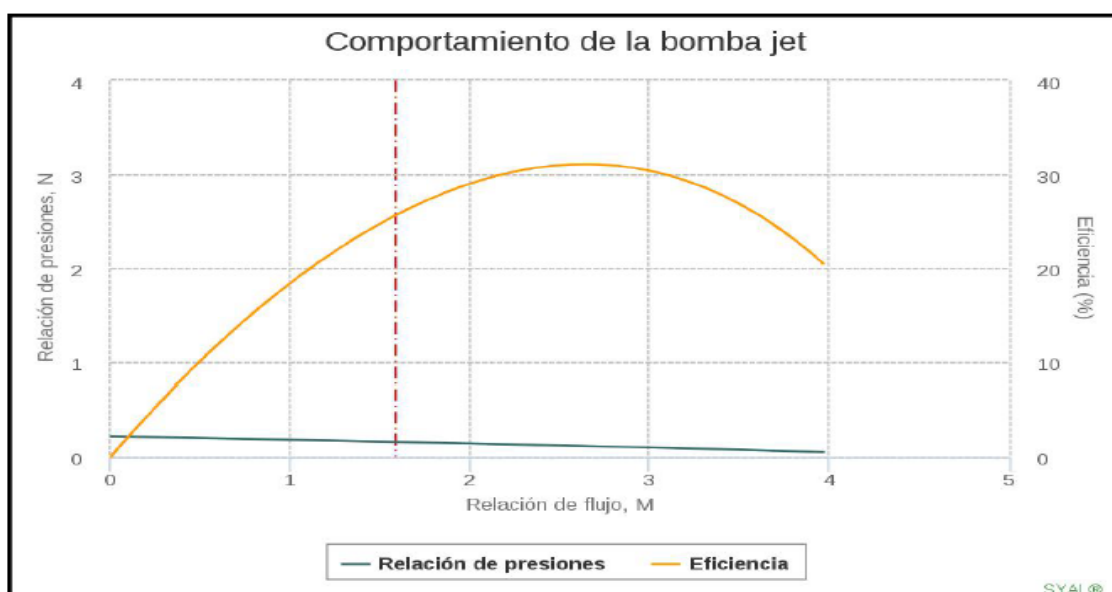


Figura 4.4 Eficiencia de la Bomba

Fuente: Software Syal Sertecpet.

Esta grafica nos presenta una relación entre la eficiencia de la bomba versus la relación de los caudales de flujo M (Q_3/Q_1) y las presiones de entrada P_1 , de retorno P_2 y de reservorio P_3 . Dándonos como resultado, una relación M

de 1.65, la eficiencia óptima para el trabajo de la bomba que es 23.512% y un caudal de inyección para esos parámetros de 3417.505 STB/D

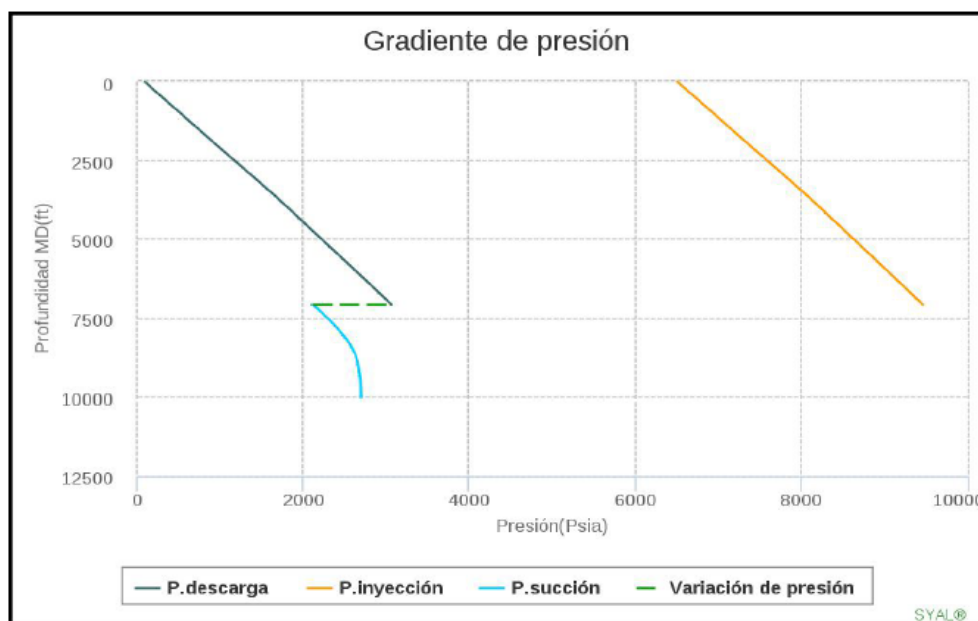


Figura 4.5 Presión vs Profundidad de la Bomba

Fuente: Software Syal Sertecpet.

En esta grafica se representa la variación de la presión con respecto a la profundidad del pozo la presión de descarga mantiene un comportamiento lineal, hasta los 7444 pies donde existe un zapato de asentamiento y se produce una variación de presión puesto que, en ese punto existe un cambio de tubería en la completación pasando de un casing 9 5/8" a un liner de producción de 7", generando una disminución de la presión de descarga de

aproximadamente 3010 psi en ese punto a una presión aproximada de 2550 psi después del cambio de tubería.

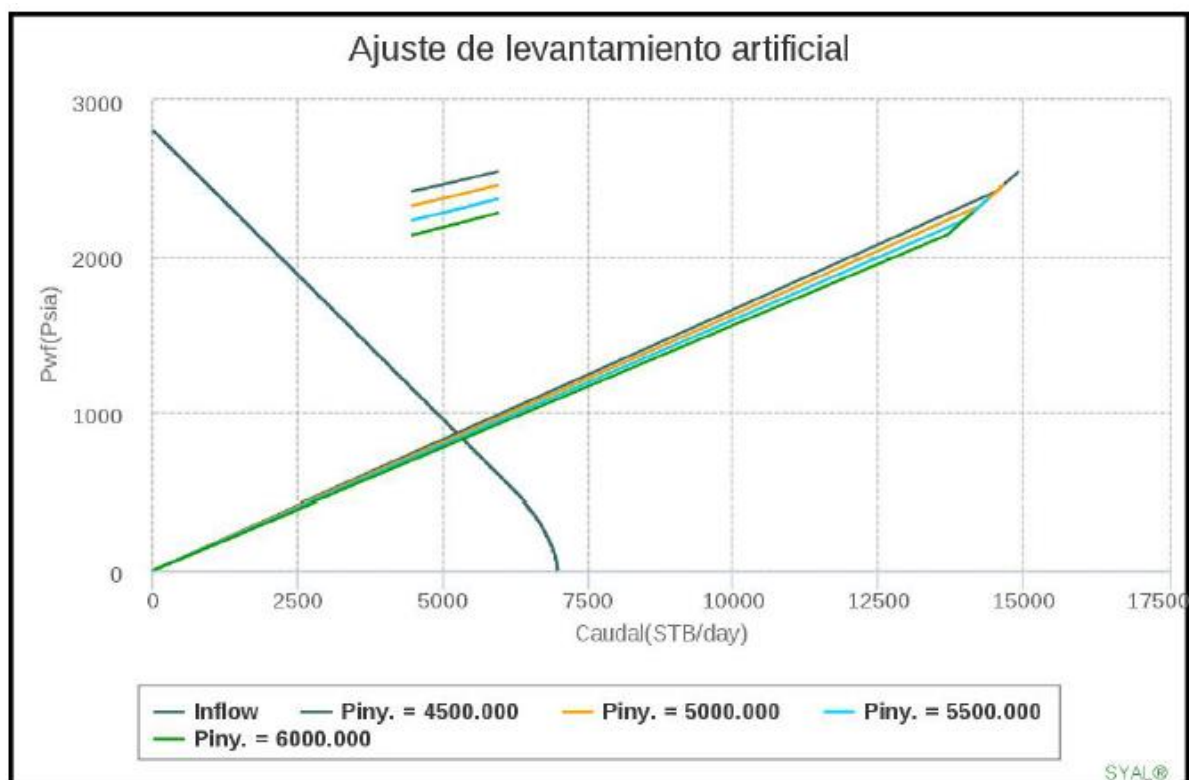


Figura 4.6 Análisis Nodal Bomba Seleccionada

Fuente: Software Syal Sertecpet.

Simulando a diferentes presiones de inyección, obtuvimos las respectivas gráficas para el Inflow y el Outflow, mismas que permiten hallar el caudal óptimo de producción que es el intersección entre ellas, debido a que el caudal

de prueba asumido para este fue de 5200 STB/D y, el rango de caudal esperado a producir mediante la simulación fue entre 5100 a 5700 STB/d, podemos decir que la simulación se llevó a cabo con éxito y que el dimensionamiento de la bomba fue acertado.

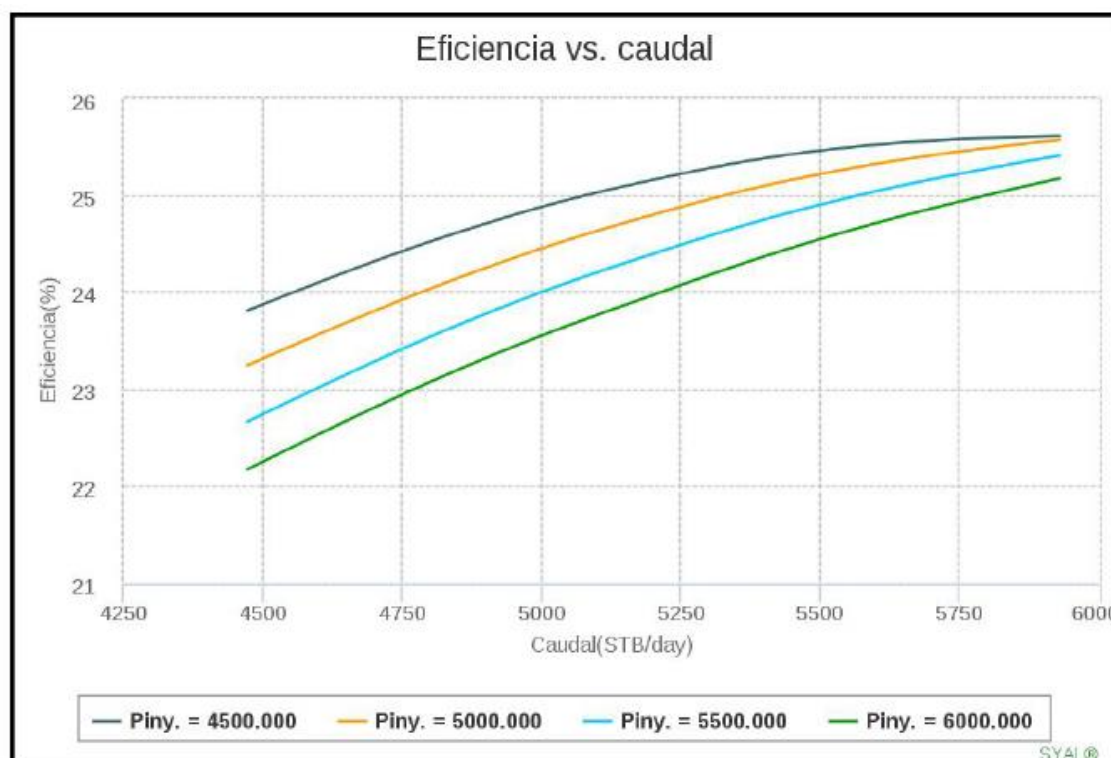


Figura 4.7 Eficiencia vs Caudal

Fuente: Software Syal Sertecpet.

Mediante esta grafica se puede obtener la relación de la eficiencia de la bomba con respecto a los caudales de producción y la presión de inyección, bajo el mismo valor de presión de inyección podemos observar que a mayor eficiencia de trabajo de la bomba se obtendrá un mayor caudal de producción, para nuestra bomba seleccionada 12R la eficiencia de rendimiento es del 23.512%.

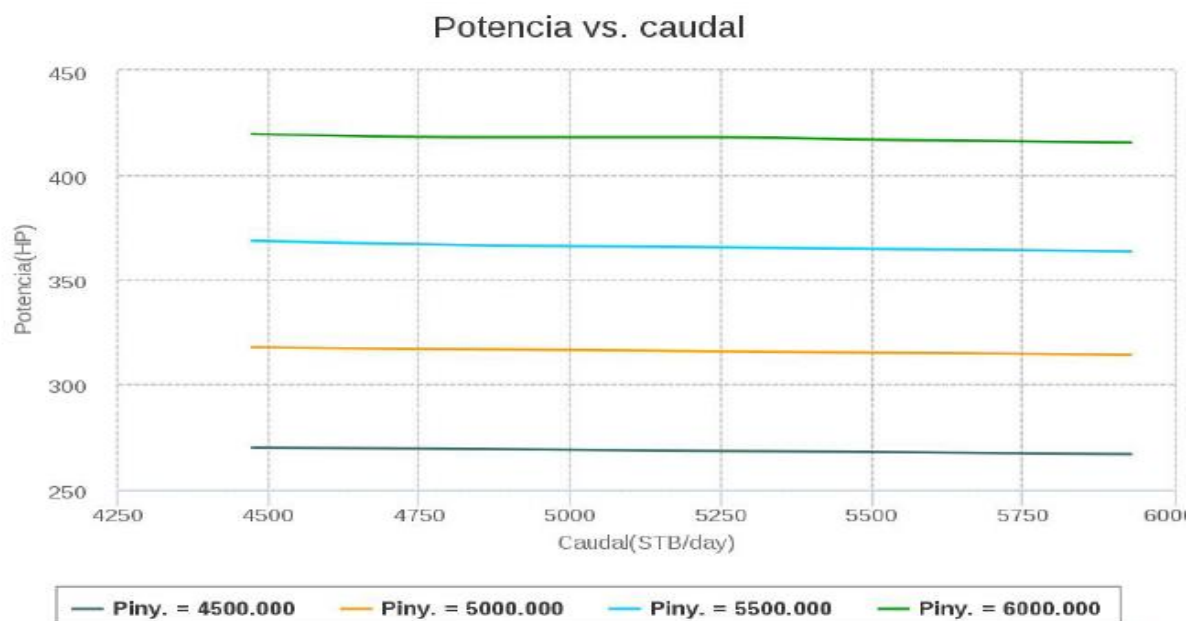


Figura 4.8 Potencia vs Caudal

Fuente: Software Syal Sertecpet.

La grafica 4.8 nos representa el esfuerzo en Hp que realiza la bomba a diferentes caudales, donde, se puede notar que una vez alcanzado el caudal óptimo de producción en adelante, la bomba realiza un menor trabajo y por ende la potencia a la que está operando disminuye, esto es debido a que, la relación de flujo M aumenta en la formula $Hp = 1,7 * 10^{-5} * \left(\frac{q^3}{M}\right) * Ps$, generando que toda la ecuación y por ende la potencia de la bomba varíe

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

En base a la simulación que se realizó mediante el software SYAL, y bajo las condiciones del pozo ESPOL-01 se pudo obtener que la configuración más óptima de garganta y boquilla para el diseño de la bomba hidráulica tipo JET directa sea la 12 R.

En base a la gráfica de Inflow y Outflow obtenida de la simulación, podemos observar que el caudal óptimo de producción de la bomba se encuentra entre 5100 a 5700 STB/D, para los distintos rangos de presión de inyección entre 4500 – 6000 psi, , simulando el diseño de la bomba hidráulica tipo JET bajo los parámetros establecidos para este proyecto, se obtuvo la eficiencia óptima de rendimiento de 23.512% y un caudal de inyección de 3417.05 STB/D y se obtuvo un error mínimo de 1.9% en la comparación entre los índices de productividad real y simulado del pozo ESPOL-01.

RECOMENDACIONES

El factor volumétrico de los fluidos debe ser menor o igual a 2 para las ecuaciones que maneja Syal, para valores de factor volumétrico de los fluidos mayor o igual a 2 nos presentara un error en el proceso de simulación, el cual no nos permitirá llegar a la fase de diseño de la bomba.

Se recomienda tener claro la profundidad correcta de la camisa de circulación, debido a que en esta se asentará la bomba JET y el diseño dependerá mucho de la profundidad en la que se encuentre con respecto a la profundidad total del pozo.

El caudal óptimo de producción debe estar en un rango entre 5100 y 5600 STB/D para que la bomba no sufra mucho esfuerzo y lleguen a causar daños por sobrecarga, incluso si la bomba se encuentra trabajando por debajo del caudal óptimo va a requerir mayor potencia para poder levantar el fluido hasta la superficie y esto también resulta perjudicial para la vida útil de la misma.

ANEXOS

ANEXO A

MODELO DE GOSLINE Y O'BRIEN

El modelo estándar fue realizado en 1933 empleando unas correlaciones descritas a continuación.

$$\frac{q^3}{q_1} = M \quad \text{Ec. (2.1)}$$

$$q_1 = \frac{q^3}{M} \quad \text{Ec. (2.2)}$$

$$\frac{A_j}{A_t} = R \quad \text{Ec. (2.3)}$$

Aplicando las ecuaciones de continuidad para tuberías con diámetros y áreas definidas.

$$q = A V \quad \text{Ec. (2.4)}$$

Donde:

q= Caudal

A= Área

V= Velocidad

$$q1 = Aj Vj \quad \text{Ec. (2.5)}$$

$$q3 = As Vs \quad \text{Ec. (2.6)}$$

$$q1 + q3 = At Vt = q2 \quad \text{Ec. (2.7)}$$

$$As + Aj = At \quad \text{Ec. (2.8)}$$

Despejando Vt

$$Vt = \frac{q3+q1}{As+Aj} = \frac{q3+q1}{At} \quad \text{Ec. (2.9)}$$

$$\frac{As}{Aj} = \frac{At-Aj}{Aj} = \frac{\frac{1}{At}(At-Aj)}{Aj/At} \quad \text{Ec. (2.10)}$$

$$\frac{As}{At} = \frac{1-\left(\frac{Aj}{At}\right)}{\frac{Aj}{At}} = \frac{1-R}{R} \quad \text{Ec. (2.11)}$$

$$H = \frac{p2-p3}{p1-p2} \quad \text{Ec. (2.12)}$$

$$n = MH \quad \text{Ec. (2.13)}$$

BIBLIOGRAFÍA

Araya, A. (2009). "Análisis Técnico-Económico para el Cambio de Levantamiento Artificial en Cuatro Pozos del Campo Shushufindi". Tesis, Escuela Politécnica Nacional.

Banzer, C. (1996). "Correlaciones Numéricas P.V.T". Universidad de Zulia

Barragán, R., Baby P., Rivadeneira M.(2005) "La cuenca Oriente: Geología y Petróleo". IFEA

Brown, K. (1980). "The technology of Artificial Lift Methods". University of Tulsa.

Economides, M. Watters, L. Norman, D. (1998). "Petroleum Well Construction". Texas A&M University USA, Ed. WILEY.

Kartoatmodjo, T., and Schmidt, Z (1994). "Large Data Bank Improves Crude Physical Property Correlation", Oil and Gas Journal, pp 51-55.

Perero, D., Roca R. (2016). "Análisis Técnico Económico para el Cambio de Sistema de Levantamiento Artificial de Bombeo Hidráulico a Bombeo Electrosumergible Realizado en el Campo FICT". Tesis, ESPOL.

Standing, M.B, (1951), "Volumetric and Phase Behaviour of Oil Field Hydrocarbon Systems", SPE, DALLAS TX

Van Wingen, N. (1950). "Viscosity of Air, Water, Natural Gas, and Crude Oil at Varying Pressure and Temperatures, Secondary Recovery of Oil in the United States". API