

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN
GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LA COMPLETACIÓN
INTELLIZONE INSTALADA EN EL POZO SINGUE B9 Y UNA
COMPLETACIÓN CONCENTRICA**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS
OPCIÓN: TRABAJO TÉCNICO-EXPERIMENTAL**

RAYMI JONATHAN CAMPO GUALSAQUI

ray-jo92@hotmail.es

DIRECTOR: JOSÉ FRANCISCO PAZ VILLAROEL

jose.paz@epn.edu.ec

Quito, mayo 2021

DECLARACIÓN

Yo, Raymi Jonathan Campo Gualsaqui, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Raymi Jonathan Campo Gualsaqui

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Raymi Jonathan Campo Gualsaqui, bajo mi supervisión.

MSc. ING. FRANCISCO PAZ
DIRECTOR DE TRABAJO

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco a Dios por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi carrera, por ser mi fortaleza en los momentos de debilidad y por brindarme una vida llena de aprendizajes, experiencias y sobre todo felicidad.

Le doy gracias a mis padres Matías y María por apoyarme en todo momento, por los valores que me han inculcado, y por haberme dado la oportunidad de tener una excelente educación en el transcurso de mi vida. Sobre todo, por ser un excelente ejemplo de vida a seguir.

A mis hermanos por ser parte importante de mi vida y representar la unidad familiar.

DEDICATORIA

A Dios.

Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A mi Madre María Gualsaqui.

Por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.

A mi Padre Matias Campo.

Por los ejemplos de perseverancia y constancia que lo caracterizan y que me ha infundado siempre, por el valor mostrado para salir adelante y por su amor.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	I
CERTIFICACIÓN	II
AGRADECIMIENTOS	III
DEDICATORIA.....	IV
CONTENIDO.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VII
ÍNDICE DE TABLAS.....	VIII
ÍNDICE DE ECUACIONES.....	IX
ÍNDICE DE ANEXOS.....	IX
SIMBOLOGÍA.....	X
RESUMEN	XI
ABSTRACT	XII
INTRODUCCIÓN	XIII
CAPÍTULO 1.....	1
MARCO TEÓRICO.....	1
1.1 GENERALIDADES	1
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	2
1.2.1 UBICACIÓN DEL POZO SINGUE – B9	3
1.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO SINGUE.....	3
1.3.1 ESTRATIGRAFÍA.....	6
1.3.1.1 ARENISCA “T”.....	6
1.3.1.2 ARENISCA “U”	6
CAPÍTULO 2.....	8
METODOLOGIA.....	8
2.1 DEFINICIÓN DE UNA COMPLETACION DOBLE	8
2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE COMPLETACIÓN INTELIGENTE	8
2.2.1 COMPONENTES DE LAS COMPLETACIONES INTELIGENTES.....	8
2.2.1.1 INTELLIGENT COMPACT SYSTEM (ICS).....	8
2.2.1.2. VÁLVULA DE CONTROL DE FLUJO (FCV)	9
2.2.1.2.1 VÁLVULA DE DOS POSICIONES.....	10
2.2.1.2.2 VÁLVULA DE CUATRO POSICIONES	10
2.2.1.3 SENSORES DE FONDO.....	11
2.2.1.4 MINI-INDEXER (MÓDULO HIDRÁULICO MULTI-CAÍDA).....	11
2.2.1.5 PACKERS	12
2.2.1.5.1 PACKER DE AISLAMIENTO	12
2.2.1.5.2 PACKERS DE PRODUCCIÓN	12
2.2.1.6 EQUIPOS DE SUPERFICIE.....	13
2.2.1.6.1 CABEZAL DE UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE.....	13
2.2.1.6.2 PANTALLA DE MONITOREO DE SENSORES.....	14
2.2.2 FUNCIONAMIENTO DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE.....	14
2.4 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE COMPLETACIÓN CONCENTRICA	14
2.4.1 COMPONENTES DE LAS COMPLETACIONES DUALES CONCENTRICAS.....	15
2.4.1.1 UNIÓN AJUSTABLE.....	15
2.4.1.2 TUBERÍA SOMETIDA A IMPACTOS DE FLUJO (BLAST JOINT)	16
2.4.1.3 ACOPLAMIENTOS DE FLUJO (FLOW COUPLINGS).....	16
2.4.1.4 NIPPLE DE ASENTAMIENTO (LANDING NIPPLES, NO-GO)	17
2.4.1.5 EMPACADURA (PACKER)	18
2.4.1.6 EXTENSIÓN PARA LA SECCIÓN PULIDA (SEALBORE EXTENSION)	18
2.4.1.7 ENSAMBLAJE DE SELLOS (SEAL ASSEMBLY)	18
2.4.1.8 CAMISA DE CIRCULACIÓN Y PRODUCCIÓN (SLEEVE SLIDING SIDE DOOR)	18
.....	18
2.4.1.9 HERRAMIENTA “Y” (Y TOOL).....	19

2.4.1.10 TAPONES EXPULSABLES (EXPENDABLE PLUGS).....	20
2.4.1.11 CABEZAL DE POZO	20
2.4.2 FUNCIONAMIENTO DE LA COMPLETACIÓN DUAL CONCENTRICA	21
CAPÍTULO 3.....	22
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS MEDIANTE EL SOFTWARE ESPECIALIZADO (PIPESIM)	22
3.1 ASPECTO GENERAL DEL SOFTWARE PIPESIM.....	22
3.1.1 DESCRIPCIÓN.....	22
3.2 CREACIÓN DE UN MODELO DE POZO EN EL SOFTWARE PIPESIM.....	22
3.2.1 ANÁLISIS NODAL EN UN SISTEMA DE COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA	22
3.2.1.1 INGRESO DE DATOS EN EL SOFTWARE PIPESIM PARA EL ANÁLISIS NODAL	23
3.2.1.2 ARENA U INFERIOR.....	23
3.2.1.3 RESULTADO DEL ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA U INFERIOR	29
3.2.1.4 ARENA T SUPERIOR	31
3.2.1.5 RESULTADO DEL ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA T SUPERIOR.....	38
3.2.1.6 PRODUCCIÓN DE UNA COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA DEL POZO SINGUE B9	39
3.2.2 ANÁLISIS NODAL EN UN SISTEMA DE COMPLETACIÓN INTELIGENTE	39
3.2.2.1 INGRESO DE DATOS EN EL SOFTWARE PIPESIM PARA EL ANÁLISIS NODAL	39
3.2.2.2 ARENA U INFERIOR + ARENA T SUPERIOR	40
3.2.2.3 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA U INFERIOR + ARENA T SUPERIOR.....	46
3.2.2.4 PRODUCCIÓN DE UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE DEL POZO SINGUE B9.....	47
3.3 TOMA DE DECISION	47
CAPÍTULO 4.....	49
ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	49
4.1 CONCEPTOS GENERALES	49
4.1.1 PRESIÓN DE YACIMIENTO	49
4.1.2 PRESIÓN DE BURBUJA.....	49
4.1.3 PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE.....	49
4.1.4 YACIMIENTO SUBSATURADO	49
4.1.5 YACIMIENTO SATURADO	49
4.1.6 PERMEABILIDAD RELATIVA	49
4.2 DAÑO A LA FORMACIÓN	49
4.2.1 TIPOS DE DAÑOS	50
4.2.1.1 DAÑO POR INVASIÓN DE FLUIDOS	50
4.2.1.1.1 DAÑO POR HINCHAMIENTO DE ARCILLAS.....	50
4.2.1.1.2 BLOQUEO DE AGUA.....	50
4.2.1.1.3 BLOQUEO DE ACEITE	50
4.2.1.1.4 BLOQUEO POR EMULSIONES.....	50
4.2.1.1.5 CAMBIO DE MOJABILIDAD	50
4.2.1.2 DAÑO POR LA INVASIÓN DE SÓLIDOS	51
4.2.1.3 DAÑO ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN	51
4.3 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	51
4.3.1 EJEMPLO DE CÁLCULO UTILIZANDO VALORES DEL POZO SINGUE-B9.....	52
4.4 MÉTODO DE VOGEL	54
4.4.1 YACIMIENTO SATURADO $PR < PB$	55
4.4.2. YACIMIENTO SUBSATURADO $PR > PB$	56
4.4.3 MÉTODO DE DARCY	57
4.4 ANÁLISIS NODAL	57

CAPÍTULO 5.....	59
COMPARACIÓN TÉCNICA DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE Y COMPLETACIÓN CONCÉNTRICA.....	59
5.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE HERRAMIENTAS PARA UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE.....	59
5.1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE HERRAMIENTAS PARA UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE.....	60
5.1.2 DIAGRAMA MECÁNICO DE UNA COMPLETACIÓN BES.....	63
5.1.3 RESUMEN DE DIAGRAMA MECÁNICO DE UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE	64
5.1.4 DIAGRAMA MECÁNICO DE UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE.....	65
5.1.5 VENTAJAS DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE.....	66
5.1.6 DESVENTAJAS DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE.....	66
5.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DE HERRAMIENTAS PARA UNA COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA.....	66
5.2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE HERRAMIENTAS PARA UNA COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA.....	67
5.2.2 RESUMEN DE UN DIAGRAMA MECÁNICO DE UNA COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA.....	72
5.2.3 DIAGRAMA MECÁNICO DE UNA COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA.....	73
5.2.3 VENTAJAS DE LA COMPLETACION DUAL CONCÉNTRICA.....	74
5.2.4 DESVENTAJAS DE LA COMPLETACION DUAL CONCÉNTRICA.....	74
CAPÍTULO 6.....	75
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	75
6.1 CONCLUSIONES.....	75
6.2 RECOMENDACIONES.....	76
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	77
ÍNDICE DE ANEXOS.....	79

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 UBICACIÓN CAMPO SINGUE.....	3
Figura 1.2 ESTRUCTURA DEL CAMPO SINGUE.....	5
Figura 2.1 INTELLIGENT COMPACT SYSTEM.....	9
Figura 2.2 VÁLVULA DE CONTROL DE FLUJO.....	10
Figura 2.3 PACKER DE AISLAMIENTO.....	12
Figura 2.4 CABEZAL DE UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE.....	13
Figura 2.5 UNION AJUSTABLE.....	15
Figura 2.6 BLAST JOINT.....	16
Figura 2.7 FLOW COUPLINGS.....	17
Figura 2.8 LANDING NIPPLES, NO-GO.....	17
Figura 2.9 SEALBORE EXTENSION.....	18
Figura 2.10 SLEEVE SLIDING SIDE DOOR.....	19
Figura 2.11 Y TOOL.....	19
Figura 2.12 CABEZAL DE POZO.....	20
Figura 3.1 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM.....	24
Figura 3.2 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM.....	24
Figura 3.3 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM.....	25
Figura 3.4 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM.....	25
Figura 3.5 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM.....	26
Figura 3.6 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM.....	26
Figura 3.7 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM.....	27
Figura 3.8 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM.....	27
Figura 3.9 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM.....	28

Figura 3.10 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	28
Figura 3.11 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	29
Figura 3.12 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	29
Figura 3.13 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	30
Figura 3.14 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	30
Figura 3.15 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	30
Figura 3.16 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	31
Figura 3.17 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	32
Figura 3.18 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	32
Figura 3.19 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	33
Figura 3.20 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	33
Figura 3.21 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	34
Figura 3.22 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	34
Figura 3.23 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	34
Figura 3.24 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	35
Figura 3.25 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	35
Figura 3.26 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	36
Figura 3.27 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	37
Figura 3.28 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	38
Figura 3.29 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	38
Figura 3.30 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	40
Figura 3.31 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	41
Figura 3.32 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	41
Figura 3.33 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	42
Figura 3.34 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	42
Figura 3.35 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	42
Figura 3.36 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	43
Figura 3.37 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	43
Figura 3.38 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	43
Figura 3.39 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	44
Figura 3.40 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	44
Figura 3.41 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	44
Figura 3.42 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	45
Figura 3.43 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	46
Figura 3.44 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	46
Figura 3.45 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM	47
Figura 4.1 CURVA DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	53
Figura 4.2 CURVA DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	54
Figura 4.4 CURVA IPR POR EL MÉTODO DE VOGEL.....	56
Figura 4.5 UBICACIONES MAS COMUNES PARA LOS NODOS.....	58
Figura 5.1 DIAGRAMA MECÁNICO	63

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 UBICACIÓN DEL POZO SINGUE-B9	3
Tabla 3.1 DATOS POZO SINGUE B9 – ARENA U	23
Tabla 3.2 RESULTADO ARENA U.....	31
Tabla 3.3 DATOS POZO SINGUE B9 – ARENA T	31
Tabla 1.4 RESULTADO ARENA T	39
Tabla 3.5 RESULTADO TOTAL	39
Tabla 3.6 DATOS POZO SINGUE B9 – ARENA U + ARENA T	39
Tabla 3.7 RESULTADO DE LA ARENA U + ARENA T	47
Tabla 3.8 RESULTADO FINAL DE LA ARENA U + ARENA T.....	47
Tabla 4.1 DATOS DEL POZO SINGUE-B9.....	52
Tabla 4.2 CÁLCULO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	52

Tabla 4.3 DATOS DEL POZO SINGUE-B9.....	53
Tabla 4.4 CÁLCULO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	54
Tabla 5.1 HERRAMIENTAS DE UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE	60
Tabla 5.2 DE HERRAMIENTAS DE UNA COMPLETACIÓN DUAL CONCENTRICA	67

ÍNDICE DE ECUACIONES

4.1 Índice de Productividad	51
4.4 Cuando $P_r < P_b$	55
4.5 Ecuación de Darcy	57

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1 REPORTE DE INSTALACIÓN	79
Anexo 2 DISEÑO DEL EQUIPO.....	82
Anexo 3 DIAGRAMA DEL POZO SINGUE-B9.....	86

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDADES
API	Gravedad Especifica en grados API	
μ	Viscosidad del fluido	cp
Gx	Gradiente de Fluido	
h	Espesor de la formación	ft
J	Índice de Productividad del pozo	bpd/psi
k	Permeabilidad de la formación	mD
Pb	Presión de Burbuja	psi
Pwf	Presión de Fondo Fluyente	psi
Pwh	Presión de Cabeza	psi
Pws	Presión de Reservorio	psi
q max	Tasa de producción máxima	bpd
q	Tasa de producción	bpd
re	Radio de drenaje	ft
rw	Radio del pozo	ft
S	Daño de formación (Skin)	

RESUMEN

El propósito de las compañías operadoras es producir las arenas de petróleo de una manera segura y confiable, la producción de dos arenas en un mismo pozo es una alternativa para este objetivo.

Las completaciones duales concéntricas, permiten obtener una producción simultánea de dos arenas productoras de un mismo pozo mediante la utilización de dos bombas electrosumergibles (BES).

Mientras que el sistema Intellizone es un mecanismo para la completación de pozos, orientado a producir de dos o más zonas simultáneamente, con la posibilidad de medir la producción de cada una de ellas, mediante el uso de una serie de válvulas y sensores que son manipuladas desde la superficie.

La comparación se la realizó utilizando los datos obtenidos por la completación Intellizone ya que esta se encuentra instalada y con ayuda del Software PIPESIM, y determinar cuál completación es más eficiente para el pozo Singue B9.

En ese sentido el presente trabajo tiene como finalidad evaluar el actual sistema de completación inteligente (Intellizone) y proponer si es necesario un cambio con el sistema concéntrico para determinar cuál sería la mejor completación que permita optimizar e incrementar la producción de los dos yacimientos (U Inferior y T Superior) del pozo Singue B9 operado por Gente Oil en el Bloque 53.

ABSTRACT

The purpose of the operating companies is to produce the oil sands in a safe and reliable way, the production of two sands in the same well is an alternative for this purpose.

The concentric dual completions, allow to obtain a simultaneous production of two producing sands of the same well through the use of two electric downhole pump (ESP).

While the Intellizone system is a mechanism for the completion of wells, oriented to produce two or more zones simultaneously, with the possibility of measuring the production of each of them, through the use of a series of valves and sensors that are manipulated from the surface.

The comparison is made using the data obtained by the Intellizone completion since it is installed and with the help of the PIPESIM Software, and to determine which completion is more efficient for the well Singue B9.

In this sense, the present work aims to evaluate the current system of intelligent completion (Intellizone) and propose if a change with the concentric system is necessary to determine which would be the best completion that allows to optimize and increase the production of the two deposits (U Lower and Upper T) of the well Singue B9 operated by Gente Oil in Block 53.

INTRODUCCIÓN

El contenido de este proyecto está dividido en 6 capítulos:

El capítulo 1 contiene una breve descripción del campo Singue y la ubicación del pozo Singue-B9, además de la estratigrafía de las arenas U Inferior y T Superior.

El capítulo 2 contiene la descripción de la Completación Intellizone y la descripción de la Completación Concéntrica, donde se define sus respectivas herramientas y el funcionamiento de cada completación.

El capítulo 3 contiene la aplicación y análisis teórico para poder realizar el análisis nodal del pozo con las dos completaciones, con el software especializado PIPESIM y mediante las comparaciones de los resultados se dio una toma de decisión.

El capítulo 4 contiene conceptos generales de yacimientos, tipos de daños, índice de productividad y el cálculo de la curva de índice de productividad para el pozo con las dos zonas.

El capítulo 5 contiene la descripción general de las herramientas, el diagrama mecánico, ventajas y desventajas para cada sistema de completación.

Y el último capítulo contiene las conclusiones y recomendaciones de este trabajo de titulación.

CAPÍTULO 1

MARCO TEÓRICO

1.1 GENERALIDADES

El campo Singue fue adjudicado el 23 de abril del 2012 a la empresa Gente Oil Ecuador Pte. Ltd. con una superficie de 34.46 kilómetros cuadrados (3.446 hectáreas). Hasta ese entonces sólo se habían perforado dos pozos: El Alama-01 perforado por CEPE en 1982 la cual resultó ser un pozo seco y el Singue-01 perforado por Petroproducción en 1990 teniendo un exitoso resultado con una producción inicial aproximada de 1575 BOPD de 25° API de la arena Napo U a 7740 ft. El pozo Singue-01 después de su completación y producción de 477,444.00 barriles de petróleo se cerró a causa de una obstrucción hoyo abajo en el año 1997. (Ocapana, 2015).

A partir del segundo semestre de 1988 hasta el primer trimestre de 1990 se realizó una campaña sísmica en áreas de operación directa en la Región Amazónica por parte de PETROPRODUCCIÓN – Filial de PETROECUADOR con el objeto de descubrir mayor cantidad de reservas hidrocarburíferas en el país.

Entre éstas áreas podemos mencionar el Campo Singue localizado al Norte del Campo Sansahuari, al Sur del Campo Victor Hugo Ruales (VHR).

Este campo fue confirmado por la línea sísmica CP88-326E que conjuntamente con líneas nuevas, como líneas procesadas de campañas anteriores se interpreta y detecta la presencia de una estructura de tipo anticlinal de dirección preferencial Norte-Sur, muy poco influenciada por la falla localizada en el flanco Occidental, presenta un adelgazamiento lo que nos indica que se trata de una estructura antigua, es decir ya estuvo formada en el momento de la migración de los hidrocarburos, esta estructura tiene una extensión de 4000 ft de largo por 300 ft de ancho, dando un área aproximada de 100 hectáreas.

En enero del 2013 Gente Oil Ecuador Pte. realizó un WO después de determinar las malas condiciones en las que se encontraba el revestimiento y el problema de la obstrucción que consistía de una varilla de bombeo rota que no había podido ser retirada conjuntamente con la bomba en 1997, la producción comenzó

al principio libre de agua con 700 BPPD de 25° API que fue transportado por vacuums por la carretera hasta el campo Sansahuari de PETROAMAZONAS para su fiscalización, finalmente se llevó al campo Tipishca, donde se construyeron instalaciones temporales de fiscalización.

Con la perforación del pozo Singue - B2 en una segunda plataforma de perforación llamada plataforma Singue B construida paralelamente en el 2013, se realizaron pruebas de producción encontrando los siguientes resultados: 1100 BPPD de 20° API con 0 % de BSW, encontrando un potencial importante de reservas en la arena Napo U y Napo T.

Luego se perforó el pozo Singue B-3 cuyas pruebas arrojaron tasas superiores a 1200 bpd y se encontró que las arenas Napo U, tanto Inferior como Superior contenían petróleo y que la arena Napo T es una arena petrolífera de mayor espesor.

Los pozos de desarrollo Singue B2 y B3 con levantamiento BES se basaron en la reinterpretación de la sísmica 3D proporcionada por Sinopec en el año 2005, a su vez, con la información obtenida de estos pozos se consiguió realizar ajustes a la sísmica existente. El estudio de núcleos, análisis de fluidos en pruebas PVT, pruebas de presión han permitido simular nuevas condiciones en el reservorio lo que a su vez significó nuevos límites en la estructura original para ampliar el campo.

El campo Singue pertenece conjuntamente con los campos Atacapi, Carabobo, Chanangue, Cuyabeno, Frontera, Pacayacu, Parahuacu, Peña Blanca, Pichincha, Sansahuari, Secoya, Shuara, Shushuqui, Tapi-Tetete y Cantagallo ahora denominado Victor Hugo Ruales (VHR) al área Libertador. (Geociencias, 2015).

1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El Bloque 53, campo Singue está ubicado en la provincia de Sucumbíos, cantones Putumayo y Lago Agrio, en las parroquias de Pacayacu y Palma Roja, a unos 259 km al oriente de Quito, localizado al Norte del Campo Sansahuari, al Sur del Campo Victor Hugo Ruales (VHR), al Este del Campo Ocano-Peña Blanca, al Noreste del Campo Libertador y al Oeste de los Campos Blanca y

Tipishca-Huaico, tiene una superficie aproximada de 34.46 kilómetros cuadrados (3.446 hectáreas aproximadamente). Geográficamente el campo se encuentra situado en la zona 18 Sur en coordenadas UTM. (Geociencias, 2015).

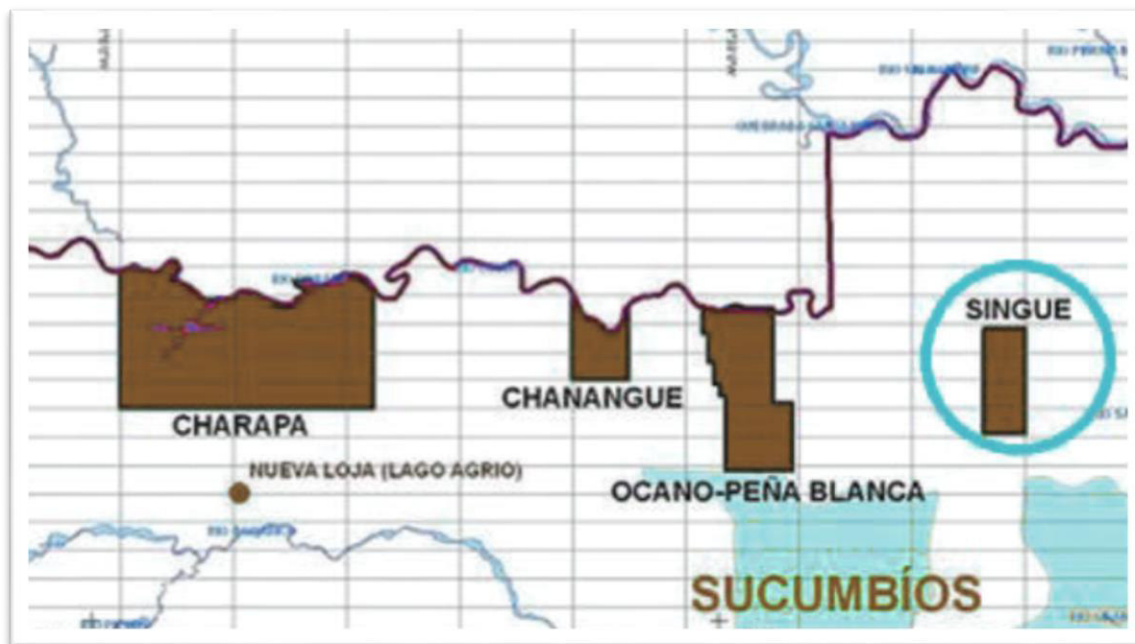


Figura 1.1 UBICACIÓN CAMPO SINGUE

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

1.2.1 UBICACIÓN DEL POZO SINGUE – B9

Tabla 1.1 UBICACIÓN DEL POZO SINGUE-B9

Provincia:	Sucumbíos
Cantón:	Putumayo
Campo:	Singue
Localización:	UTM zona 18S.
Longitud:	76° 16' 45.536" W
Latitud:	0° 9' 34.301" N

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

1.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO SINGUE

La zona donde se encuentra el Campo Singue está geológicamente recubierta por sedimentos de aluvión que han formado terrazas antiguas y depósitos

modernos en las inmediaciones del río San Miguel que constituyen el principal sistema de drenaje. En el resto del área se encuentran depósitos sedimentarios que pertenecen a la Formación Curaray, la misma que se extiende ampliamente sobre la región noroccidental del oriente ecuatoriano. Las unidades aflorantes corresponden a las capas superiores de edad Mio-Pliocénica de la ya mencionada Formación Curaray, y aluviones bajo terrazas indiferenciadas del Cuaternario. (Geociencias, 2015).

La cuenca deposicional está estructurada como resultado de esfuerzos transgresivos presentes a partir del Cretácico terminal, los mismos que provocaron la inversión tectónica de antiguas fallas normales.

A la misma época, la cuenca se constituyó en una sede de sedimentación de tipo continental y lacustre, a la que sobreyacen las rocas sedimentarias de plataforma de mesozoico tardío y la corteza continental pre-cámbrica. Estos depósitos detríticos y localmente carbonatados (conglomerados, areniscas, arcillas y calizas) tienen una amplia potencia. La cuenca es asimétrica, con su eje de depósitos cercanos a las estribaciones orientales. (Geociencias, 2015).

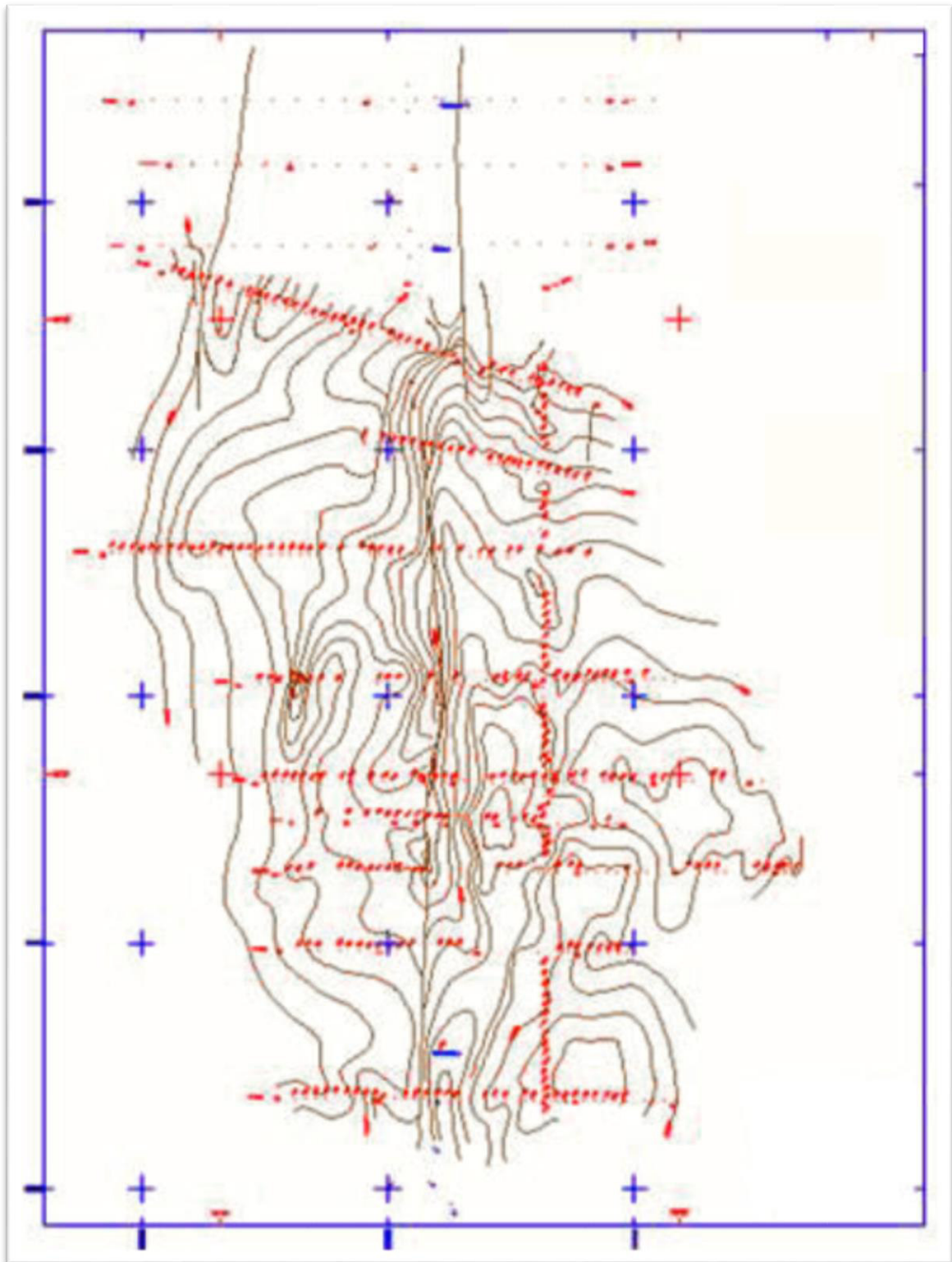


Figura 1.2 ESTRUCTURA DEL CAMPO SINGUE

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

1.3.1 ESTRATIGRAFÍA

La estratigrafía de la zona puede subdividirse en mega secuencias, con diferentes características sedimentológicas y tectónicas que reflejan las distintas etapas evolutivas de la cuenca.

La estratigrafía general de la cuenca oriental comprende los siguientes depósitos de edades geológicas en orden secuencial de más antiguas a más recientes: Las formaciones de interés para el estudio son: formación Napo T superior y U inferior, las cuales se encuentran saturadas por hidrocarburo. (Barragán Rivadeneira, 2014).

1.3.1.1 ARENISCA “T”

La arenisca T está formada de areniscas masivas, a veces calcáreas en la base y a menudo glauconíticas en la parte inferior, con intercalaciones de limolitas y complejos laminados de lodolita – limonita, se subdividen a la Arenisca “T” en tres miembros de acuerdo a su ambiente de depositación: Arenisca “T” Basal, Arenisca “T” Inferior, Arenisca “T” Superior. Para nuestro estudio solo haremos referencia a la Arena T Superior.

- **Arenisca “T” Superior:** constituida por bancos de areniscas glauconíticas, la mayoría de veces calcáreas, intercaladas con lutitas, depositadas en un ambiente de estuario con canales de marea, bancos marinos glauconíticos y depósitos de plataforma marina abierta. (Barragán Rivadeneira, 2014).

1.3.1.2 ARENISCA “U”

La arenisca U es una arenisca cuarzosa, con feldespatos y fragmentos líticos en menor proporción. Entre los minerales accesorios se describen, circón, muscovita y glauconita. La matriz predominante es caolinítica y cemento silíceo. La porosidad en su mayoría es intergranular con un porcentaje promedio del 17% y ocasionalmente es intragranular con disolución. La Arenisca “U” ha sido subdividida en dos: Arenisca “U” Inferior y Arenisca “U” Superior. Para nuestro estudio solo haremos referencia a la Arena U Inferior.

- **La arenisca “U” Inferior:** constituida por una arenisca cuarzosa, marrón, café claro, grano fino a muy fino, ocasionalmente grano medio, selección regular, cemento silicio, buena saturación de hidrocarburos, fluorescencia

amarillo-blanquecino, corte lento, residuo café claro. (Barragán Rivadeneira, 2014).

CAPÍTULO 2

METODOLOGIA

2.1 DEFINICION DE UNA COMPLETACION DOBLE

Las completaciones dobles son una técnica de producción de crudo de dos o más arenas al mismo tiempo, que reemplaza a la técnica de completación simple y se aplica dependiendo de potencial de cada pozo.

Existen varios parámetros que se deben analizar antes de considerar qué tipo de equipo se debe usar en un determinado pozo, se hace un análisis conjunto como: el intervalo entre disparos, potencial de producción, entre otros, son los que definen el tipo de tecnología a usarse, pues si un pozo no es muy productivo, resultaría costoso introducir un sistema como el mencionado anteriormente.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE COMPLETACIÓN INTELIGENTE

En las completaciones inteligentes, se puede medir y seleccionar el control de flujo del fluido hacia adentro o hacia fuera del pozo, o en un intervalo específico, mediante unas válvulas, las cuales se pueden controlar desde superficie.

El término IC (Intelligent Completions) es usado para abarcar el uso de productos y de tecnologías para la supervisión y control del funcionamiento del yacimiento, sin tener que desplegar un aparejo o equipo para alterar la configuración física del pozo.

2.2.1 COMPONENTES DE LAS COMPLETACIONES INTELIGENTES

2.2.1.1 INTELLIGENT COMPACT SYSTEM (ICS)

Es un sistema compacto que consta de un packer, pup joint, un sensor de monitoreo y una válvula de control de flujo de 4 posiciones, es un sistema pre-ensamblado y tiene como ventajas ahorro en el tiempo de instalación.

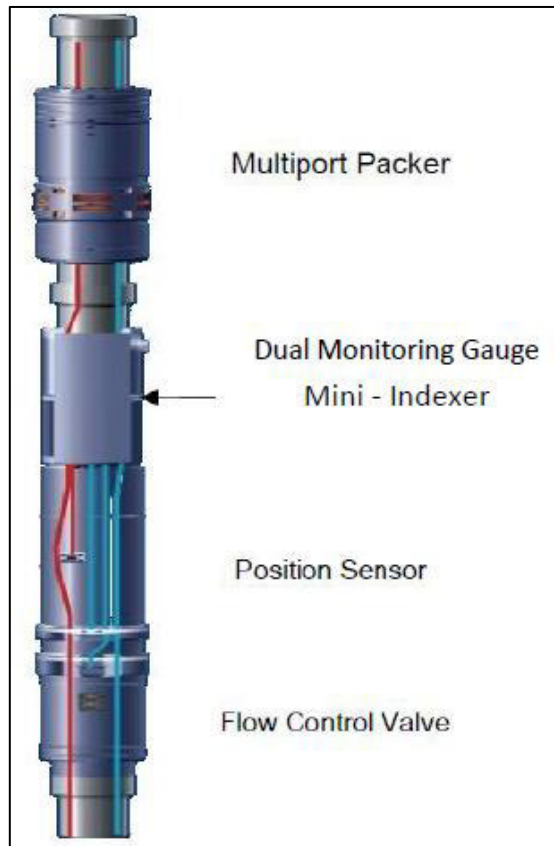


Figura 2.1 INTELLIGENT COMPACT SYSTEM
Fuente: SCHLUMBERGER
Elaborado por: RAYMI CAMPO

2.2.1.2. VÁLVULA DE CONTROL DE FLUJO (FCV)

Es una válvula se utiliza para controlar y regular el flujo del reservorio, la cual puede estar en posición abierta o cerrada.



Figura 2.2 VÁLVULA DE CONTROL DE FLUJO
Fuente: SCHLUMBERGER
Elaborado por: RAYMI CAMPO

2.2.1.2.1 VÁLVULA DE DOS POSICIONES

La válvula On-Off está compuesta de una sección de control y un actuador. La posición de la sección de control de flujo, abierta o cerrada, es asegurada en el sitio por medio de un mecanismo de pinza ubicado en el actuador.

La válvula se utiliza en conjunto con un sistema de línea hidráulica dual de ¼ pg. Este sistema ofrece la ventaja de operar en condiciones ambientales severas, sin importar la presión del yacimiento, y sin importar la profundidad del pozo.

2.2.1.2.2 VÁLVULA DE CUATRO POSICIONES

La válvula de 4 posiciones está compuesta de un estrangulador y un actuador manejado por una ranura tipo J del Indexer. La posición del estrangulador es controlada mediante el Indexer, estas posiciones del estrangulador dentro de las cuatro locaciones incrementales, permiten un control de flujo preciso. Cada medida del Indexer corresponde a una posición del estrangulador de la válvula. Las cuatro posiciones de la herramienta usan una pinza para asegurar la posición de la herramienta.

2.2.1.3 SENSORES DE FONDO

Los sensores de fondo proporcionan información valiosa de la temperatura y presión del pozo, que son datos de vital importancia ya que la correcta interpretación de estos parámetros indica la posibilidad del cambio de tamaño de las bombas, posible trabajo de un reacondicionamiento, el sobrecalentamiento del motor entre otros.

No requieren de sistemas especiales ya que las señales son enviadas a superficie a través de unos cables de energía.

El monitoreo permanente con sensores provee datos de producción de la cara de la formación en el pozo, en tiempo real sin la necesidad de intervención del pozo.

2.2.1.4 MINI-INDEXER (MÓDULO HIDRÁULICO MULTI-CAÍDA)

El Mini - Indexer se instala externamente en el tubing dentro del sistema compacto Intellizone. Este dispositivo es conectado para ambos puertos abiertos y cerrados de las válvulas del control de flujo, en serie a la línea de control hidráulico desplegada en superficie.

Las válvulas de multi-posición y las válvulas on-off pueden ser desplegadas en zonas múltiples y en varias configuraciones. El mini Indexer direcciona el pulso de presión de la línea de control de flujo requerida al lugar apropiado de cada válvula de pistón para que actúe la válvula de interés. En completaciones con múltiples sistemas compactos inteligentes y requerimientos de líneas de control reducidos, la inclusión del mini Indexer permite que hasta 3 zonas con válvulas de control de flujo on/off sean instaladas en una sola línea de control hacia la superficie. El mini Indexer puede ser instalado en zonas adicionales usando más líneas hidráulicas.

El mini Indexer permite que los sistemas compactos Intellizone sean desplegados a más zonas para ser controlados en forma individual desde superficie en completaciones que tienen un número limitado de penetraciones disponibles a través del packer o el tubing hanger

2.2.1.5 PACKERS

2.2.1.5.1 PACKER DE AISLAMIENTO

El packer de aislamiento es colocada mediante presión diferencial aportada por la sarta del tubing. El packer aislante no posee una característica de anclaje, sin deslizamiento. Para su aplicación se necesita una selección cuidadosa ya que la presión diferencial a través del elemento es limitada y el packer puede moverse a través del tramo del tubing. El elemento robusto del conjunto es tolerante al movimiento y ha sido probado para verificar la tolerancia al movimiento. El uso primario del packer de aislamiento está entre los packers de producción como una característica de aislamiento.

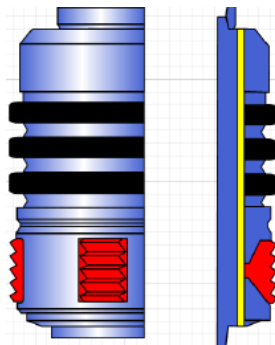


Figura 2.3 PACKER DE AISLAMIENTO
Fuente: SCHLUMBERGER
Elaborado por: RAYMI CAMPO

2.2.1.5.2 PACKERS DE PRODUCCIÓN

Packer Cut-To-Release (CTR): El packer de producción CTR es colocada mediante presión diferencial aportada por la sarta del tubing. Este requiere el aislamiento entre la sarta del tubing y el anular para cerrar las válvulas de control o para el uso de la bola de asiento, tapón, válvula u otro dispositivo de supresión de tubería que permita asentar el packer.

El método de recuperación es por intervención, se corta un objetivo específico con el packer. La herramienta de corte es luego recuperada y el packer se puede sacar del agujero.

Packer Straight-Pull-Release (SPR): El packer de producción SPR es colocada mediante la presión diferencial de la sarta del tubing. Este packer requiere aislamiento entre la sarta del tubing y el anular para cerrar las válvulas de control

o para el uso de la bola de asiento, tapón, válvula u otro dispositivo de supresión de tubería que permita asentar el packer.

El método de recuperación primaria es la liberación por tensión del mecanismo de corte. El método secundario de contingencia para la recuperación es por la intervención y corte de un objetivo especificado dentro del packer. La herramienta de corte es luego recuperada y el packer se puede sacar del agujero.

Diferencias del Packer CTR y Packer SPR

En el packer CTR se hace presión a través del tubing y requiere intervención para liberar el packer mientras que el packer SPR se hace presión a través del tubing y no requiere intervención para liberar el packer.

2.2.1.6 EQUIPOS DE SUPERFICIE

2.2.1.6.1 CABEZAL DE UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE

Los cabezales permiten la instalación de los colgadores y tuberías, provistos con la preparación adecuada para la mayoría de los conectores eléctricos.

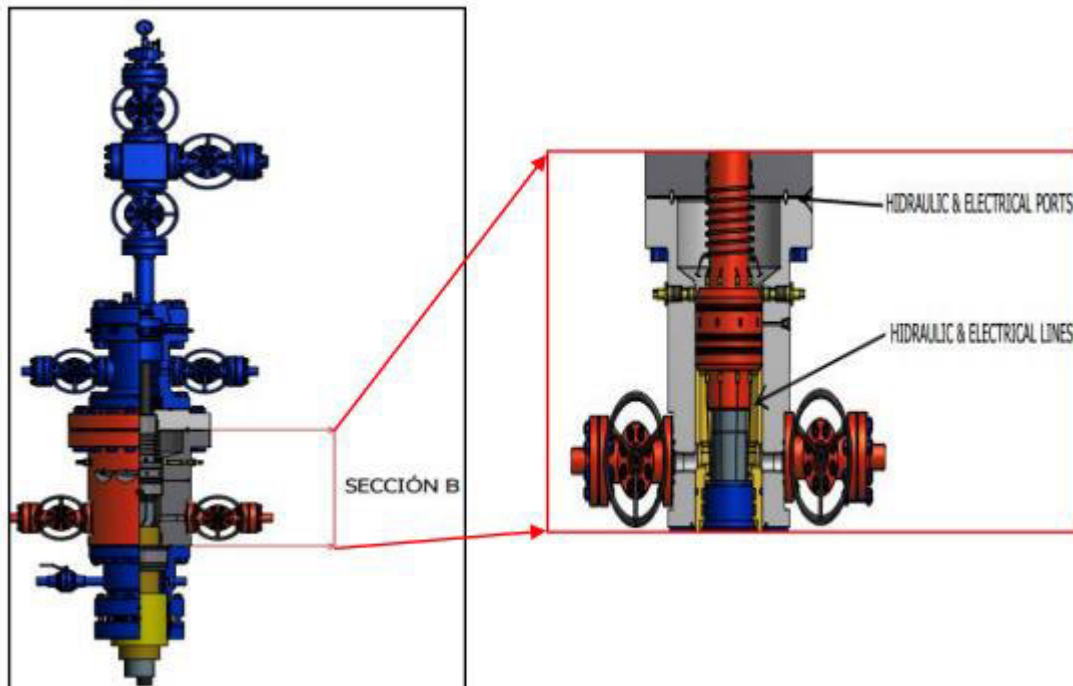


Figura 2.4 CABEZAL DE UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE

Fuente: SCHLUMBERGER

Elaborado por: RAYMI CAMPO

2.2.1.6.2 PANTALLA DE MONITOREO DE SENSORES

Los sensores localizados dentro del pozo envían la información a través de cable eléctrico hasta las pantallas de monitoreo ubicadas en superficie, donde se codifican estas señales eléctricas en datos que podemos monitorear desde la pantalla. Las informaciones obtenidas por los sensores son: tasa de producción, temperatura y presión de fondo.

2.2.2 FUNCIONAMIENTO DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE

La funcionalidad de este sistema permite realizar cambios a la completación, en lo que respecta a las características del yacimiento o Inflow y condiciones mecánicas u Outflow de un pozo, sin necesidad de realizar alguna intervención con un taladro.

La fuerza hidráulica es suministrada por el panel de control y se transmite a través de líneas hidráulicas que se conectan con los dispositivos hidráulicos bajados en el pozo, con lo cual se puede chocar, abrir o cerrar completamente la entrada de flujo desde la o las zonas productoras a la sarta de producción,

Generalmente se bajan sensores con el fin de realizar un monitoreo de la presión, temperatura, caudal y corte de agua para cada una de las zonas.

2.4 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE COMPLETACIÓN CONCENTRICA

La completación dual concéntrica es un ensamblaje de equipos, herramientas y bombas, donde su diseño permite producir de manera separada dos zonas productoras existentes en un mismo pozo pero que se encuentran en diferentes arenas y por tanto en diferentes profundidades.

Existen dos tipos de ensamblajes, el primero consta de una bomba electro sumergible para producir de una zona, mientras que la otra zona se produce a flujo natural, el segundo ensamblaje consta de dos bombas electro sumergible las cuales se encargaran de producir cada una de su respectiva zona de manera separada. Ambos ensamblajes tendrán un diseño de tuberías concéntricas, las cuales evitarán que se produzca la mezcla de fluidos de las dos distintas zonas.

Una Completación Dual con bomba electrosumergible es un diseño de doble sarta de tuberías, acoples, accesorios y herramientas que permite producir de dos zonas, individualmente en forma independiente y al mismo tiempo.

Pueden ser:

- Duales Paralelas.
- Duales Concéntricas.

Con esto se consigue que las dos zonas sean independientes, o simultáneamente producidas, ya que la producción de cada zona llega a superficie a través de tuberías diferentes. Los fluidos producidos de cada uno de los intervalos del yacimiento pueden medirse independientemente en superficie ya que cada unidad BES se comporta como un sistema independiente, tiene su propio equipo en superficie y en subsuelo. Para este estudio solo se tomará en cuenta la Completación Dual Concentrica.

2.4.1 COMPONENTES DE LAS COMPLETACIONES DUALES CONCENTRICAS

2.4.1.1 UNIÓN AJUSTABLE

Se instalan en la sarta de perforación para facilitar el espaciado reducido en la superficie y entre los componentes del subsuelo, mejorando el trabajo al momento de instalar el equipo BES.

Las uniones ajustables con llave, dan torque a la tubería de producción (tubing) a través del packer y a otros equipos de fondo.

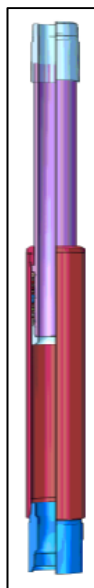


Figura 2.5 UNION AJUSTABLE
Fuente: HALLIBURTON
Elaborado por: RAYMI CAMPO

2.4.1.2 TUBERÍA SOMETIDA A IMPACTOS DE FLUJO (BLAST JOINT)

Son instalados en la tubería de producción frente a las perforaciones en pozos con dos o más zonas. Ayudan a prevenir el daño en la tubería de producción (corrosión), esto aumenta la vida útil de la tubería de producción.

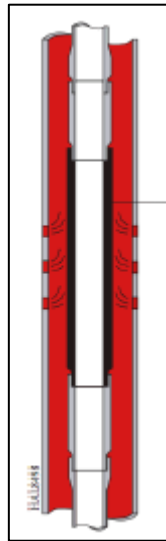


Figura 2.6 BLAST JOINT
Fuente: HALLIBURTON
Elaborado por: RAYMI CAMPO

2.4.1.3 ACOPLAMIENTOS DE FLUJO (FLOW COUPLINGS)

La presencia de una discontinuidad en el diámetro interno de la tubería de producción, así como la configuración del arreglo de las completaciones con la instalación de diferente dispositivo como una camisa o nipples de asentamiento, deben ser considerados, porque estos pueden producir turbulencia la cual desgasta a la tubería como a los dispositivos. Por lo tanto, es de suma importancia instalar los acoplamiento de flujo con buenas características de espesores de pared, y se las pueda colocar arriba y por debajo de un dispositivo, para prolongar la vida de ese sistema.

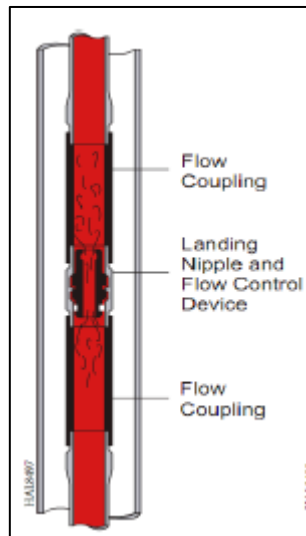


Figura 2.7 FLOW COUPLINGS
Fuente: HALLIBURTON
Elaborado por: RAYMI CAMPO

2.4.1.4 NIPPLE DE ASENTAMIENTO (LANDING NIPPLES, NO-GO)

Es una herramienta de seguridad, son corridos dentro del pozo sobre la tubería de completación para proveer una locación específica de asentamiento para el equipo de subsuelo de control de flujo.

Los nipples de asentamiento son instalados normalmente donde sean requeridos, con el objetivo de lograr evitar algún problema, regulando o controlando el flujo de los fluidos provenientes de la zona productora.



Figura 2.8 LANDING NIPPLES, NO-GO
Fuente: HALLIBURTON
Elaborado por: RAYMI CAMPO

2.4.1.5 EMPACADURA (PACKER)

Herramienta que sirve para aislar dos zonas o arenas. Son efectivos para completaciones simples o completaciones de varias zonas.

Están diseñados para salir libremente del hueco del pozo de todos los dispositivos de ajuste y mantener una larga área de bypass de los fluidos a través del mismo.

2.4.1.6 EXTENSIÓN PARA LA SECCIÓN PULIDA (SEALBORE EXTENSION)

Son extensiones para ampliar la superficie pulida por debajo del packer.

Permite que en un solo viaje la herramienta de recuperación del packer rote para ser utilizada cuando la tubería es corrida por debajo del ensamblaje del packer.

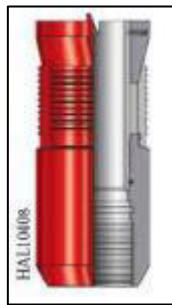


Figura 2.9 SEALBORE EXTENSION

Fuente: HALLIBURTON

Elaborado por: RAYMI CAMPO

2.4.1.7 ENSAMBLAJE DE SELLOS (SEAL ASSEMBLY)

Los ensambles de sello permanente y recuperable actúan como packer entre la tubería de producción y el packer.

El ensamblaje de sello de montaje consta de tres componentes principales:

- Unidades de sello.
- Localizador
- Muleshoe guide (Guía casco de mula)

2.4.1.8 CAMISA DE CIRCULACIÓN Y PRODUCCIÓN (SLEEVE SLIDING SIDE DOOR)

Es un equipo de apertura con una camisa en su interior que se puede abrir o cerrar usando métodos estándar slickline. Esta camisa permite la comunicación entre la tubería de producción (tubing) y el anular tubing/casing. Consta de un

nipple adicional de aterrizaje en la sarta de producción para una amplia variedad de equipos de control de flujo.

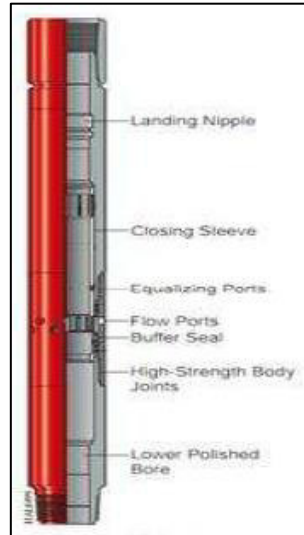


Figura 2.10 SLEEVE SLIDING SIDE DOOR

Fuente: HALLIBURTON

Elaborado por: RAYMI CAMPO

2.4.1.9 HERRAMIENTA “Y” (Y TOOL)

Es una herramienta en forma de “Y”. Posee en su interior un sistema de comunicaciones y sellos para prevenir la recirculación y desviar los fluidos provenientes de los equipos sumergibles por diferentes direcciones, permitiendo de esta manera la producción de los fluidos de las diferentes zonas.

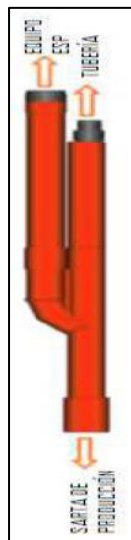


Figura 2.11 Y TOOL

Fuente: HALLIBURTON

Elaborado por: RAYMI CAMPO

2.4.1.10 TAPONES EXPULSABLES (EXPENDABLE PLUGS)

Son accesorios de control de flujo, diseñados para ser insertados en un NO-GO y servir como sello con características propias. Se asientan y recuperan mediante cable de acero con herramientas apropiadas, pudiendo también ser lanzados en caída libre hasta su destino en el NO-GO.

2.4.1.11 CABEZAL DE POZO

Soporta todo el equipo de fondo y la tubería de producción. También crea un sello alrededor del cable y de la tubería de producción, también sirve para evitar fugas de gas o reventones en el pozo.

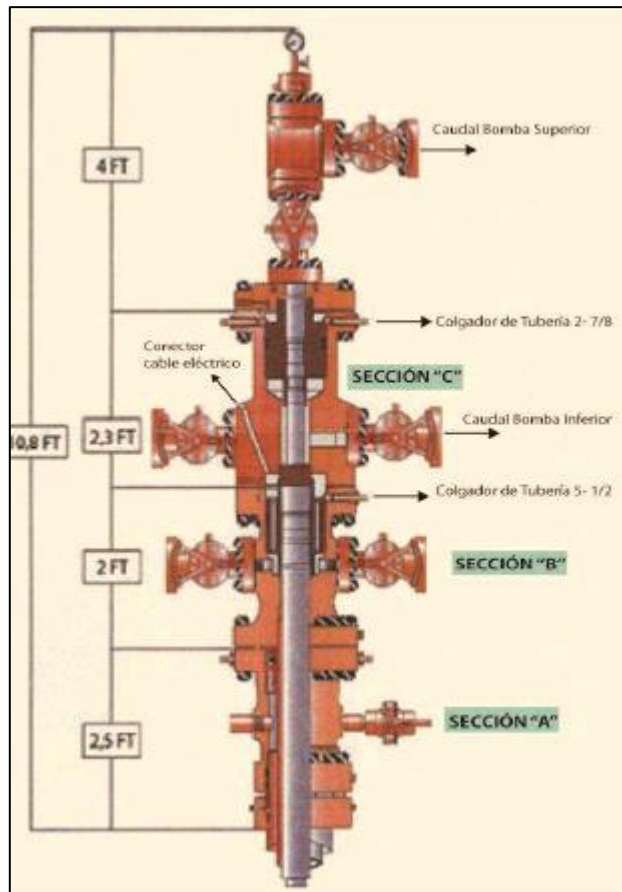


Figura 2.12 CABEZAL DE POZO
Fuente: HALLIBURTON
Elaborado por: RAYMI CAMPO

2.4.2 FUNCIONAMIENTO DE LA COMPLETACIÓN DUAL CONCENTRICA

El Sistema Dual Concéntrico permite producir dos zonas en el mismo pozo usando Bombas Eléctricas Sumergibles (BES).

El equipo BES inferior es instalado dentro de una cápsula de 7", bajo este se encuentra instalado una herramienta que permite el flujo de la zona inferior el cual tiene un localizador con unidades de sello y pata de mula, las cuales están separadas por un packer que está situado entre las dos zonas de interés, de esta manera las dos zonas de interés están separadas una de otra

El flujo de fluido de la zona inferior pasa través de la herramienta que permite el flujo de la producción inferior y llega hasta la cápsula de 7", de ahí será levantada hasta superficie con la ayuda del equipo BES Inferior. Un equipo BES con un sistema dual de flujo será instalado arriba de la capsula de 7", para producir la zona superior. El sistema dual de flujo permite que el fluido producido de la zona inferior pase a través de este sin mezclarse con la producción que viene de la zona superior ya que el flujo que viene de la zona inferior es levantado con la ayuda del equipo BES inferior y es conducido hasta superficie a través de la tubería interior de 2 7/8", y el fluido que viene de la zona superior que es levantado con la ayuda del equipo BES superior es conducido hasta superficie a través del anular que se forma entre la tubería exterior de 5 1/2" y la tubería interior de 2-7/8". Con esto se consigue que las dos zonas sean independientemente producidas.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS MEDIANTE EL SOFTWARE ESPECIALIZADO (PIPESIM)

3.1 ASPECTO GENERAL DEL SOFTWARE PIPESIM

3.1.1 DESCRIPCIÓN

PIPESIM es un simulador de flujo multifásico para el diseño y análisis de diagnóstico de los sistemas de producción de petróleo y gas. PIPESIM modela un flujo multifase desde el depósito hasta el cabezal de pozo. También analiza la línea de flujo y el rendimiento de las instalaciones de superficie para generar análisis exhaustivo sistema de producción. (PDVSA, 2008).

PIPESIM ofrece una simulación de flujo multifásico constante para los sistemas de petróleo y gas. Los módulos individuales de PIPESIM son utilizados para un gran número de análisis, tales como el modelado de pozos, la optimización de levantamiento artificial, el modelado de tuberías y la planificación del desarrollo de campo. (Lapaca Ortíz, 2012).

PIPESIM establece con el uso de módulos de herramientas de modelado avanzadas para el desarrollo, diseño y operación de pozos, tuberías e instalaciones de campo y redes. Los módulos están integrados de tal manera que es posible construir un modelo completo del sistema de producción, con módulos especiales para optimizar el trabajo en todos los campos y la planificación del desarrollo de campo. (Schlumberger, 2014).

PIPESIM permite efectuar análisis de sensibilidad sobre cualquier variable del sistema y representar gráficamente tanto el flujo de entrada como el de salida en cualquier nodo del mismo. (PDVSA, 2008).

El modelado del fluido producido también es crucial para comprender el comportamiento del sistema; por lo tanto, PIPESIM ofrece la posibilidad de elegir entre correlaciones de modelos de petróleo negro (Black Oil) o un rango de ecuaciones de estado para modelos composicionales. (PDVSA, 2008).

Con algoritmos de modelado avanzadas de análisis nodal, análisis PVT, elevación de gas, y la erosión y el modelado de la corrosión, PIPESIM ayuda a optimizar la producción y las operaciones de inyección. (Lapaca Ortíz, 2012).

3.2 CREACIÓN DE UN MODELO DE POZO EN EL SOFTWARE PIPESIM

3.2.1 ANÁLISIS NODAL EN UN SISTEMA DE COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA

El análisis nodal de una completación dual concéntrica es realizado con el Software PIPESIM y nos simula la producción de cada zona respectivamente, el cual se efectúa tomando en cuenta las limitaciones que presenta el reservorio y el pozo de estudio.

El análisis nodal nos permite encontrar el aporte de producción de la Arena U inferior y T superior de acuerdo a las mejores condiciones que presente cada reservorio analizado.

3.2.1.1 INGRESO DE DATOS EN EL SOFTWARE PIPESIM PARA EL ANÁLISIS NODAL

A continuación, se realiza una serie de pasos que se debe realizar en el Software PIPESIM para determinar la producción óptima de cada zona.

3.2.1.2 ARENA U INFERIOR

Tabla 3.1 DATOS POZO SINGUE B9 – ARENA U

Arena U Inferior		
Datos		Unidades
Presion de Reserovorio	2980	Psi
Presion de Burbuja	813	Psi
Temperatura de fondo	205	°F
Temperatura de cabeza	100	°F
Corte de agua	38	%
API	24,4	
GOR	202	SCF/STB
Gravedad especifica del Agua	1,007	
Gravedad especifica del Gas	1,33	
Profundidad de la Bomba	7490	Pies
Profundidad media (punto de disparo en la arena)	8430	Pies
Espesor Neto	18	Pies
Diametro del pozo	8,5	Pulgadas
Permeabilidad	350	mD
Daño	4,8	

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

Datos Generales

En la pestaña general ingresamos el nombre del pozo, tipo del pozo (productor o inyector), configuración de la válvula check (sin bloqueo, bloqueo de reversa, bloqueo delantero, bloqueo dual), si no existe información se considera la opción que rae por defecto (bloqueo de reversa)

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
Well name: <input type="text" value="Singue B9"/>							
Active: <input checked="" type="checkbox"/>							
Well type: <input checked="" type="radio"/> Production <input type="radio"/> Injection							
Check valve setting: <input type="text" value="Block reverse"/>							

Figura 3.1 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

Tubulares

Con la información proporcionada por la operadora en el diagrama del pozo, ingresamos los datos de casing y liner con sus respectivas profundidades y características (ID, Wall thickness, roughness).

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment	
Mode: <input type="radio"/> Simple <input checked="" type="radio"/> Detailed								
Dimension option: <input checked="" type="radio"/> OD <input type="radio"/> Wall thickness								
^ CASING/LINER								
	Section type	Name	From MD ft	To MD ft	ID in	OD in	Roughness in	
1	Casing	Conductor	0	113	19,124	20	0,001	...
2	Casing	Superficial	0	4875	12,415	13,375	0,001	...
3	Casing	Intermedio	0	7707	8,681	9,625	0,001	...
4	Liner	Producción	7527	8886	6,276	7	0,001	...
+								
^ TUBINGS								
	Name	To MD ft	ID in	OD in	Roughness in			
1	Tubing	7500	4,892	5,5	0,001	...		
+								

Figura 3.2 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

Survey Desviación

En la pestaña de desviación se ingresan los datos de survey del pozo (MD y TVD).

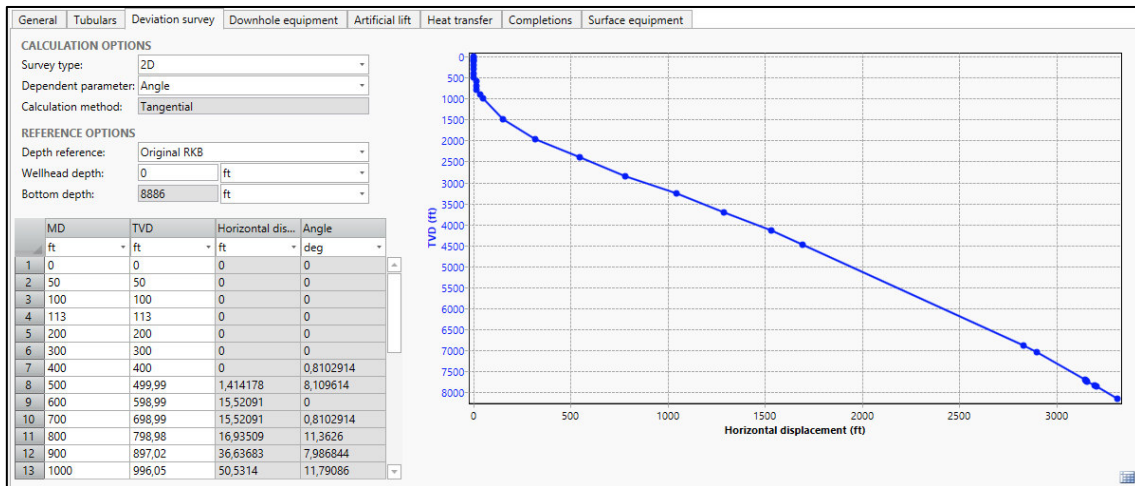


Figura 3.3 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

Equipo De Fondo

En la pestaña equipo de fondo se coloca la información de la profundidad del packer, si no existe dicha información se lo puede instalar a una profundidad cercana a la de la tubería de producción, el fin de este equipo de fondo es indicar el sentido del flujo, ya que puede ser por el interior de la tubería de producción o por el anular.

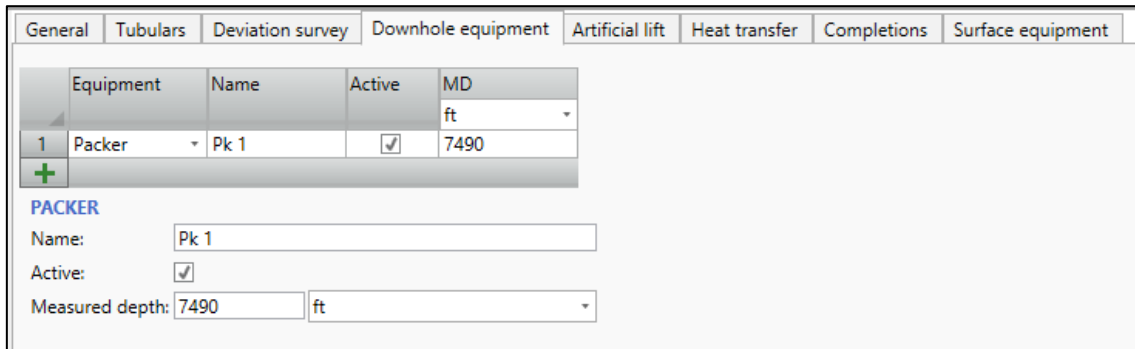


Figura 3.4 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

Levantamiento Artificial

En esta sección se colocan las bombas instaladas con las profundidades de las bases, se selecciona el fabricante de la bomba, las etapas y la frecuencia en la sección de información de rendimiento.

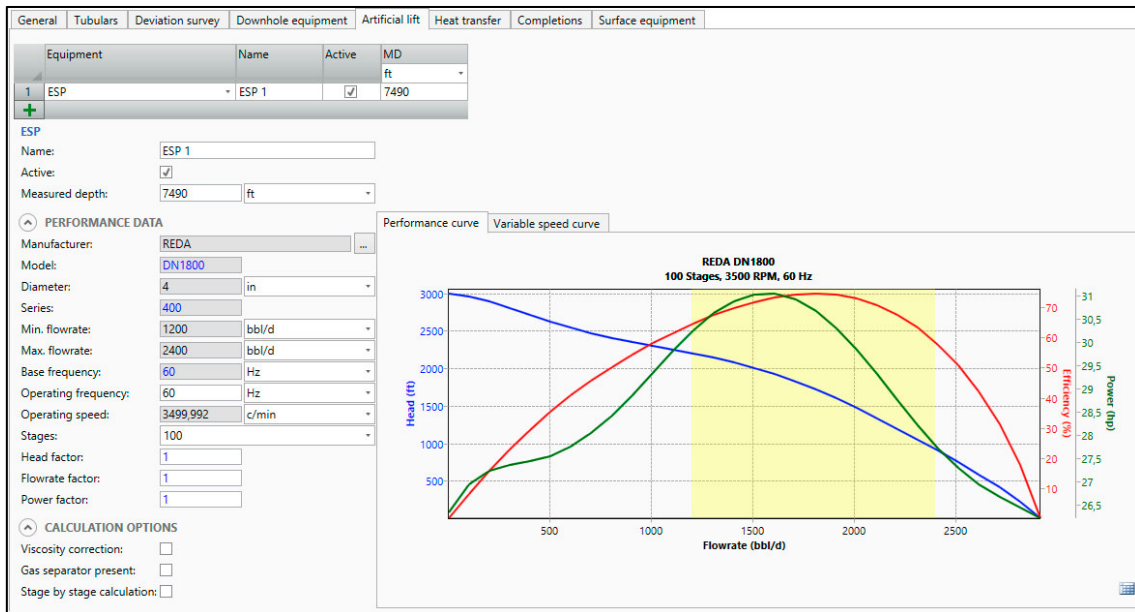


Figura 3.5 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

Transferencia De Calor

Aquí se configura los valores de transferencia de calor y la temperatura en el cabezal del pozo, de no contar con los valores de transferencia de calor se toma como válido el valor de 2 y 80 F en el cabezal de pozo.

Figura 3.6 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

Completación

En esta sección se configura si la geometría del pozo es horizontal o vertical, profundidad (punto medio perforado), modelo de IPR y modelo de fluido.

Se ingresa valores de presión estática y temperatura de reservorio, se activa o desactiva la casilla de opción de Vogel bajo el punto de burbuja.

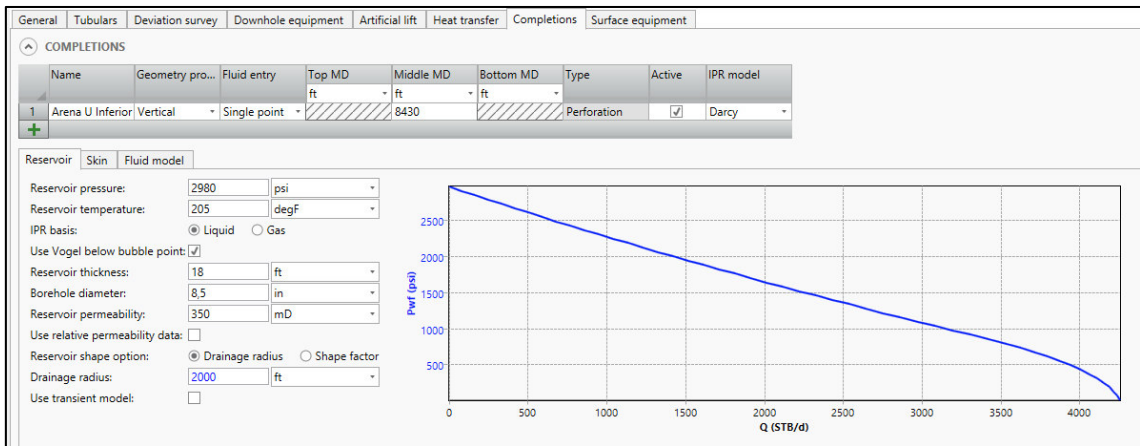


Figura 3.7 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

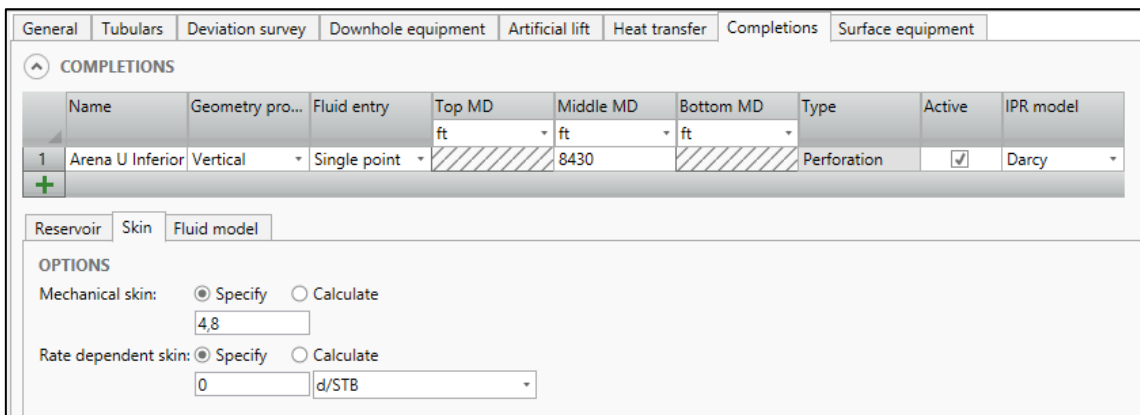


Figura 3.8 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

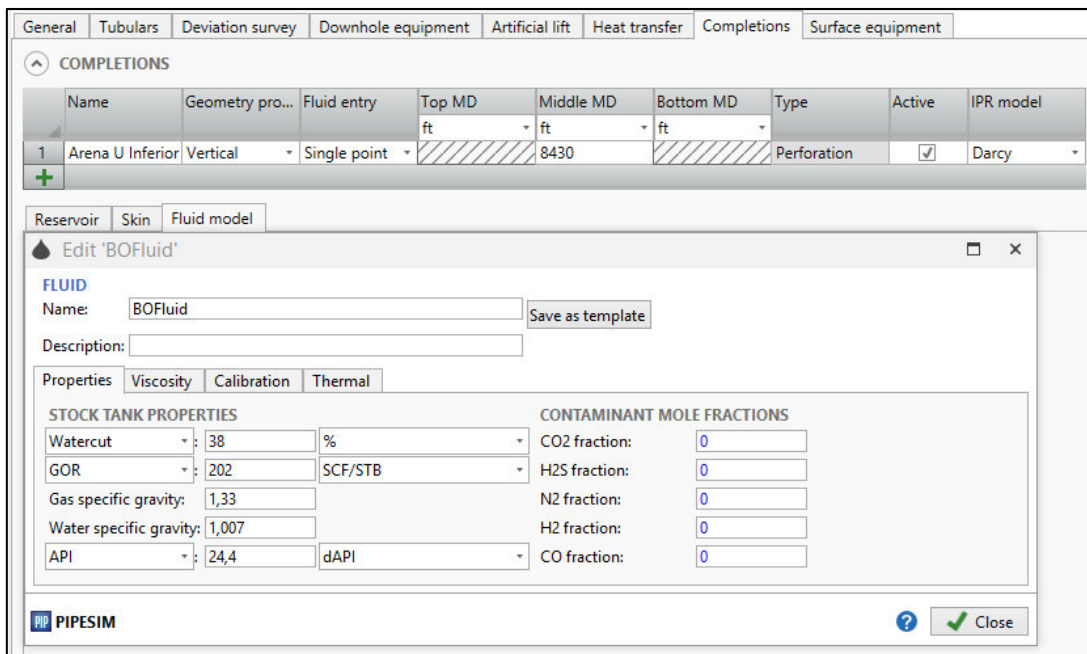


Figura 3.9 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

En el modelo de fluido se visualiza la ventana de ingreso de datos PVT, es decir los valores de las propiedades del fluido a condiciones de tanque (datos de prueba de pozos).

Equipo de Superficie

En esta sección se pone valores con respecto al equipo de superficie, como el caso de estudio es en el pozo, omitimos esta sección.

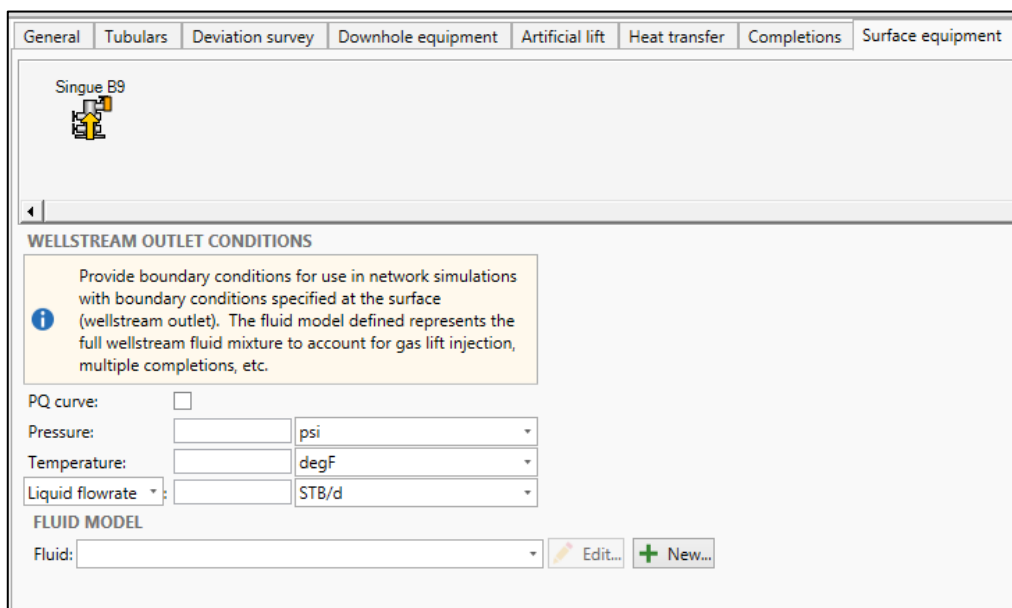


Figura 3.10 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

Una vez ingresados todos los datos, en la barrera de estado se nos valida la información con un visto de color verde.

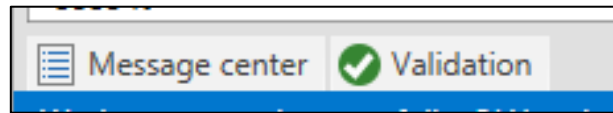


Figura 3.11 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM
Fuente: ARCH
Elaborado por: RAYMI CAMPO

Esquema del pozo en PIPESIM

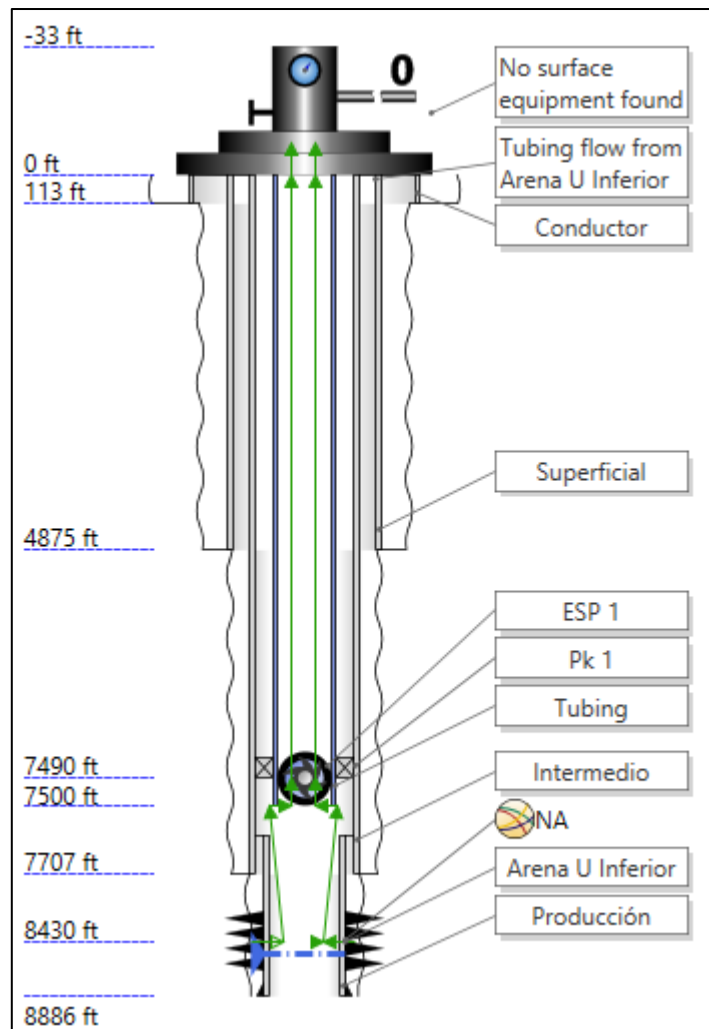


Figura 3.12 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM
Fuente: ARCH
Elaborado por: RAYMI CAMPO

3.2.1.3 RESULTADO DEL ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA U INFERIOR

Luego de haber validado la información apretamos el icono Nodal analysis (Análisis Nodal)

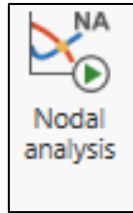


Figura 3.13 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

Insertamos la presión de cabeza (Outlet pressure)

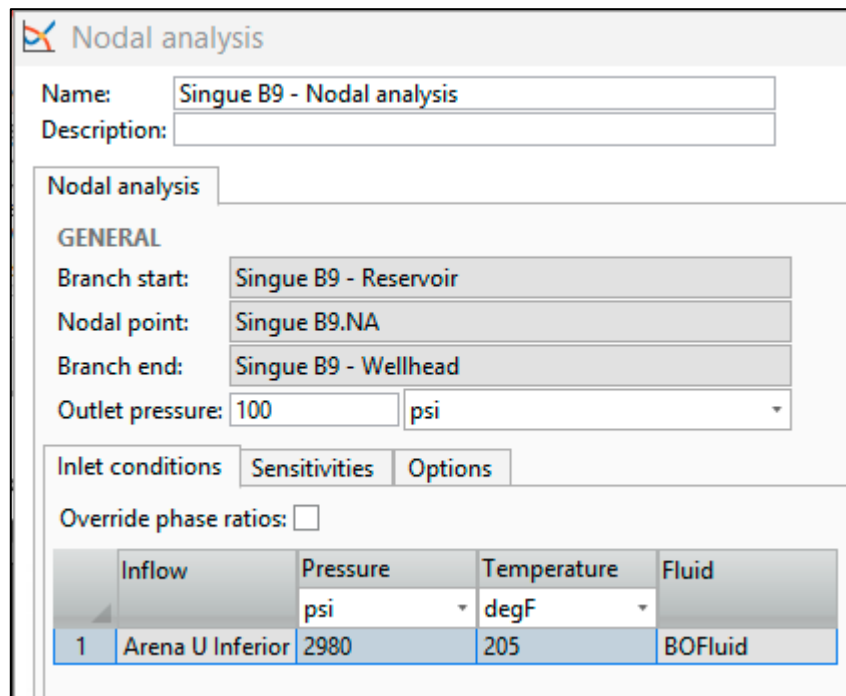


Figura 3.14 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

Corremos el programa

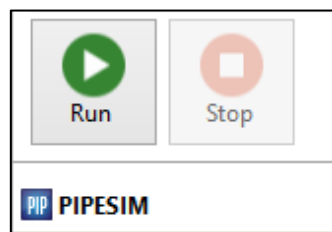


Figura 3.15 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

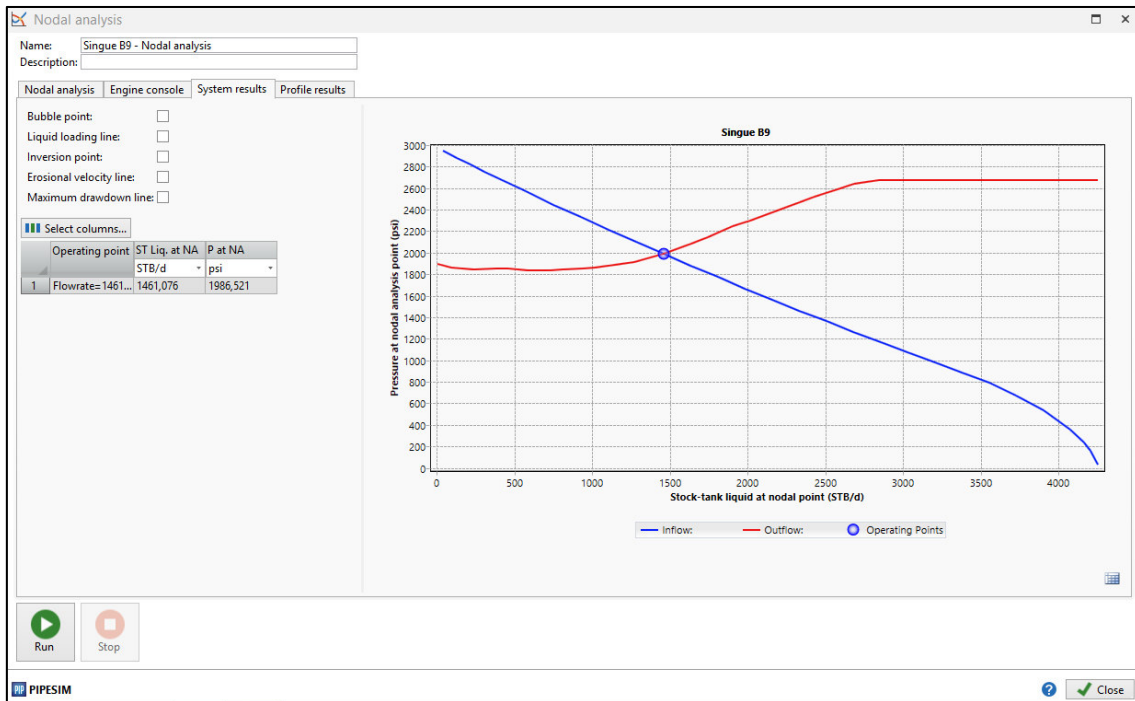


Figura 3.16 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

Resultado final obtenido de la arena U inferior

Tabla 3.2 RESULTADO ARENA U

Q (BFPD)	Pwf (psi)
1461,076	1986,521

Elaborado por: RAYMI CAMPO

3.2.1.4 ARENA T SUPERIOR

De la misma manera se realiza el mismo procedimiento para obtener valores de la arena T superior.

Tabla 3.3 DATOS POZO SINGUE B9 – ARENA T

Arena T Superior		
Datos		Unidades
Presion de Reserovorio	2714	Psi
Presion de Burbuja	482	Psi
Temperatura de fondo	207	°F
Temperatura de cabeza	100	°F
Corte de agua	44	%
API	26,8	
GOR	252	SCF/STB
Gravedad especifica del Agua	1,004	
Gravedad especifica del Gas	1,49	

Profundidad de la Bomba	8375	Pies
Profundidad media (punto de disparo en la arena)	8571	Pies
Espesor Neto	16	Pies
Diametro del pozo	8,5	Pulgadas
Permeabilidad	186	mD
Daño	6,5	

Fuente: ARCH
Elaborado por: RAYMI CAMPO

Datos Generales

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
Well name: <input type="text" value="Singue B9"/>							
Active: <input checked="" type="checkbox"/>							
Well type: <input checked="" type="radio"/> Production <input type="radio"/> Injection							
Check valve setting: <input type="text" value="Block reverse"/>							

Figura 3.17 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM
Fuente: ARCH
Elaborado por: RAYMI CAMPO

Tubulares

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment	
Mode: <input type="radio"/> Simple <input checked="" type="radio"/> Detailed								
Dimension option: <input checked="" type="radio"/> OD <input type="radio"/> Wall thickness								
^ CASING/LINER								
	Section type	Name	From MD ft	To MD ft	ID in	OD in	Roughness in	
1	Casing	Conductor	0	113	19,124	20	0,001	...
2	Casing	Superficial	0	4875	12,415	13,375	0,001	...
3	Casing	Intermedio	0	7707	8,681	9,625	0,001	...
4	Liner	Producción	7527	8886	6,276	7	0,001	...
+								
^ TUBINGS								
	Name	To MD ft	ID in	OD in	Roughness in			
1	Tubing 1	8557	2,441	2,875	0,001	...		
+								

Figura 3.18 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM
Fuente: ARCH
Elaborado por: RAYMI CAMPO

Survey Desviación

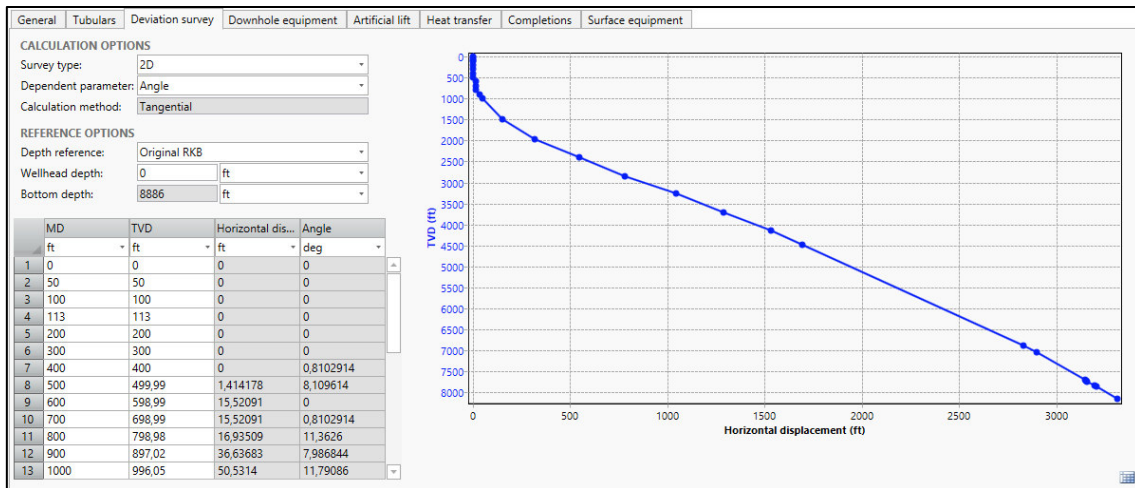


Figura 3.19 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

Equipo De Fondo

The screenshot shows the 'Downhole equipment' tab in the PIPESIM software. It includes the following sections:

- Equipment Table:**

Equipment	Name	Active	MD	
			ft	
1	Packer	Pk 1	<input checked="" type="checkbox"/>	8503
- PACKER Details:**
 - Name: Pk 1
 - Active:
 - Measured depth: 8503 ft

Figura 3.20 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

Levantamiento Artificial

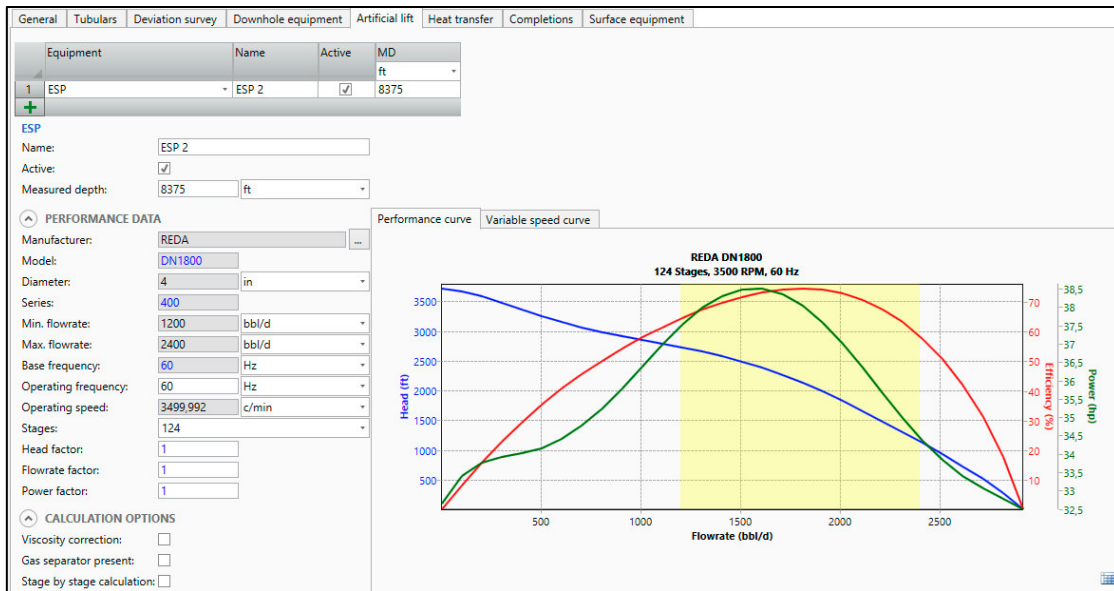


Figura 3.21 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM
Fuente: ARCH
Elaborado por: RAYMI CAMPO

Transferencia De Calor

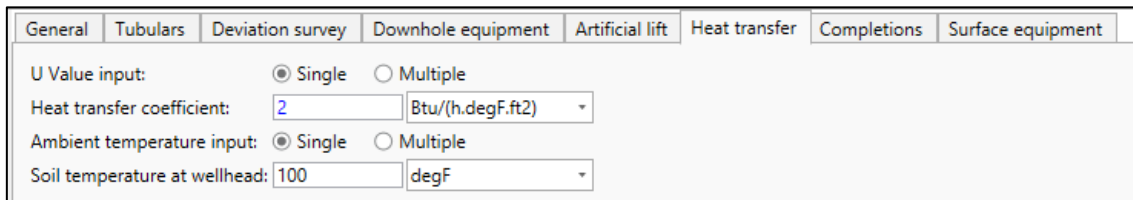


Figura 3.22 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM
Fuente: ARCH
Elaborado por: RAYMI CAMPO

Completación

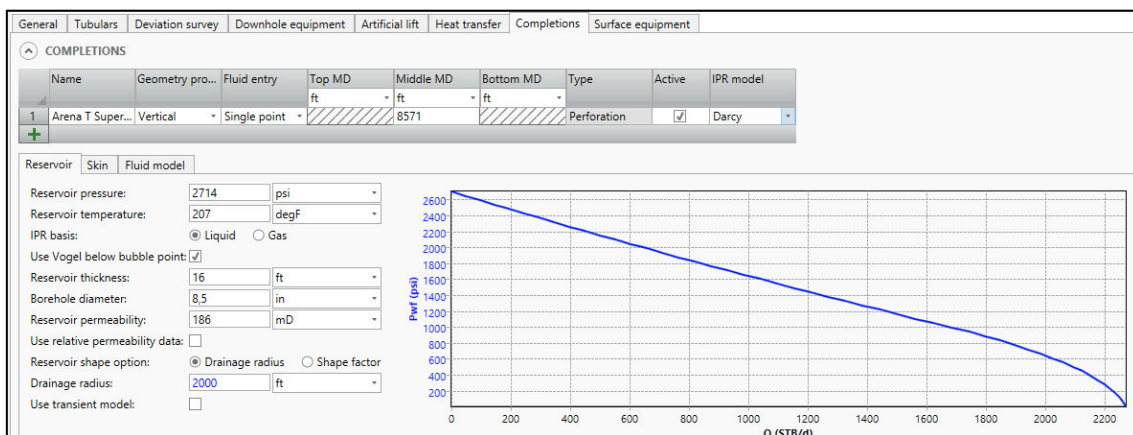


Figura 3.23 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM
Fuente: ARCH
Elaborado por: RAYMI CAMPO

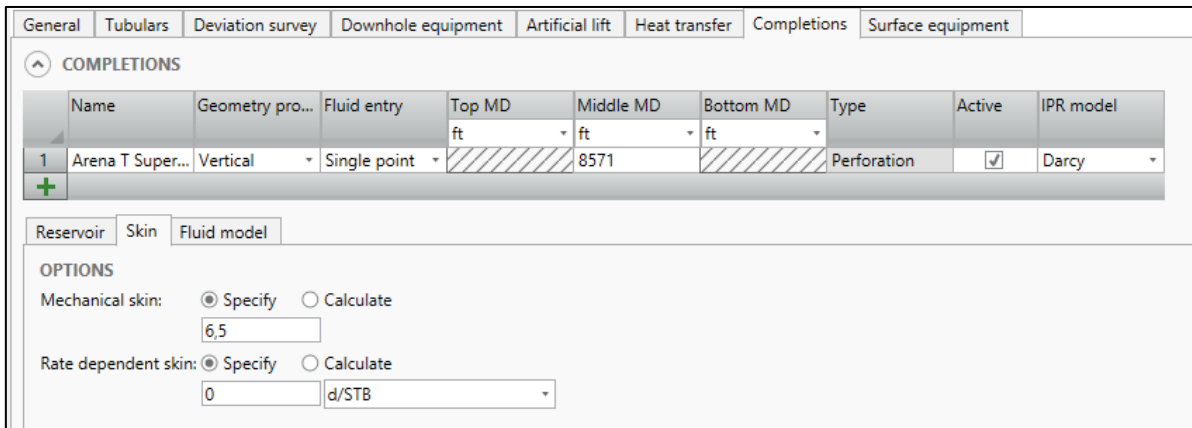


Figura 3.24 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM
Fuente: ARCH
Elaborado por: RAYMI CAMPO

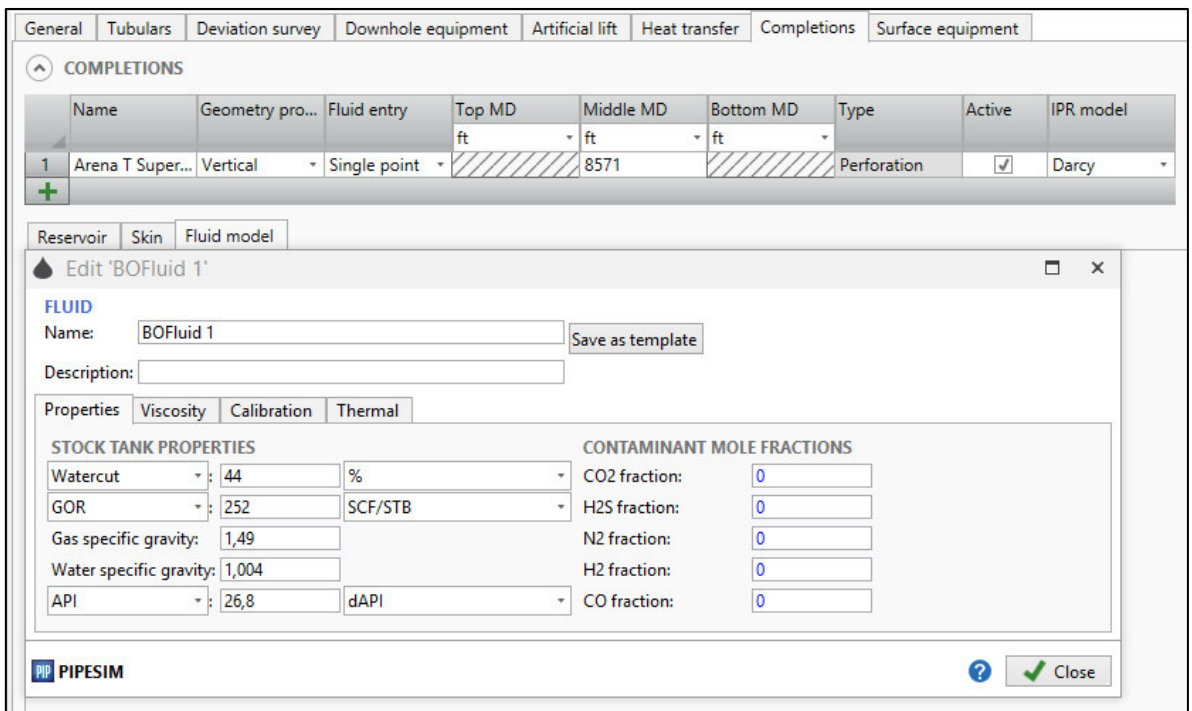


Figura 3.25 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM
Fuente: ARCH
Elaborado por: RAYMI CAMPO

Equipo de Superficie

General Tubulars Deviation survey Downhole equipment Artificial lift Heat transfer Completions Surface equipment

Singue B9

WELLSTREAM OUTLET CONDITIONS

Provide boundary conditions for use in network simulations with boundary conditions specified at the surface (wellstream outlet). The fluid model defined represents the full wellstream fluid mixture to account for gas lift injection, multiple completions, etc.

PQ curve:

Pressure: psi

Temperature: degF

Liquid flowrate: STB/d

FLUID MODEL

Fluid:

Figura 3.26 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

Esquema del pozo en PIPESIM

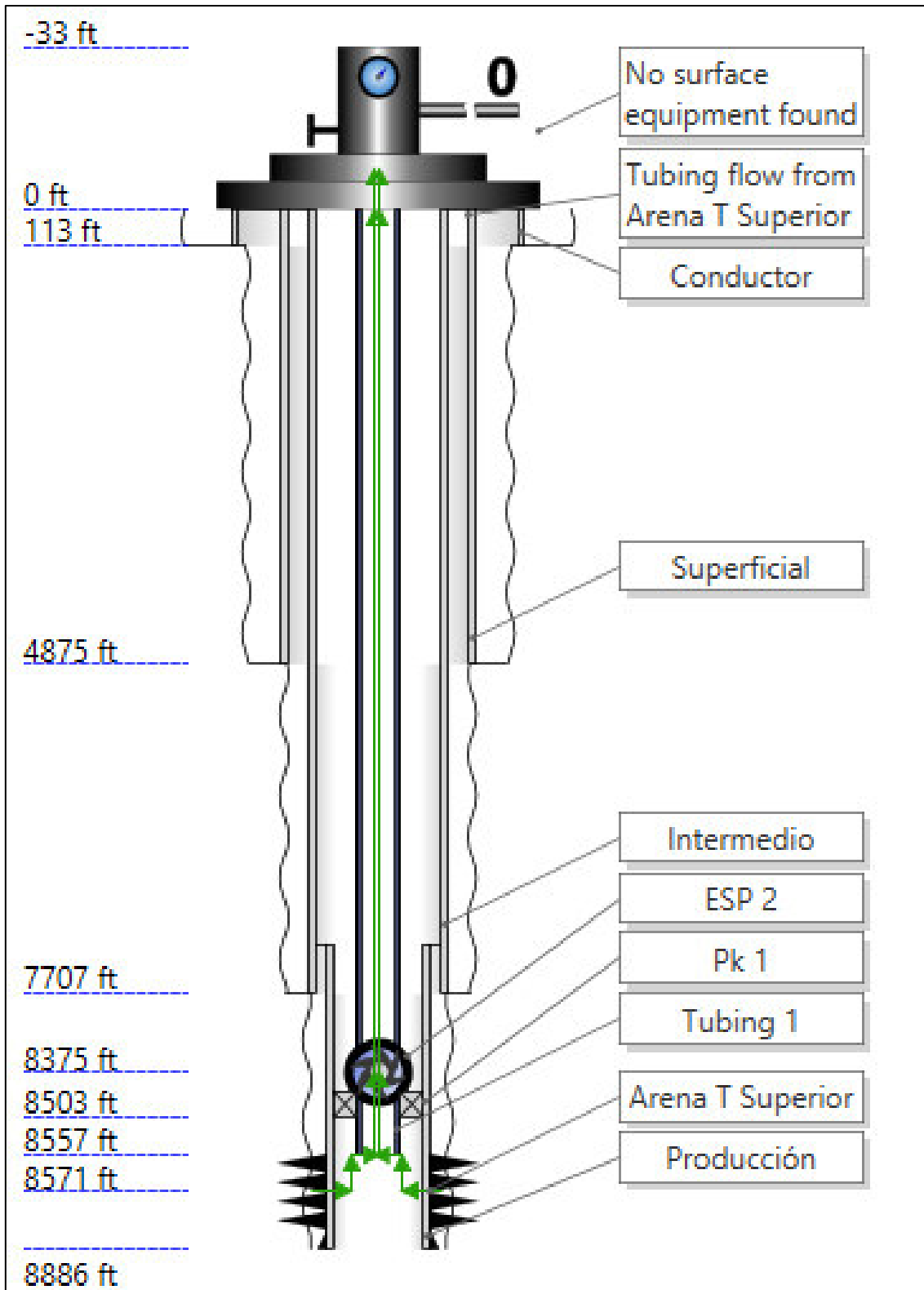


Figura 3.27 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

3.2.1.5 RESULTADO DEL ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA T SUPERIOR

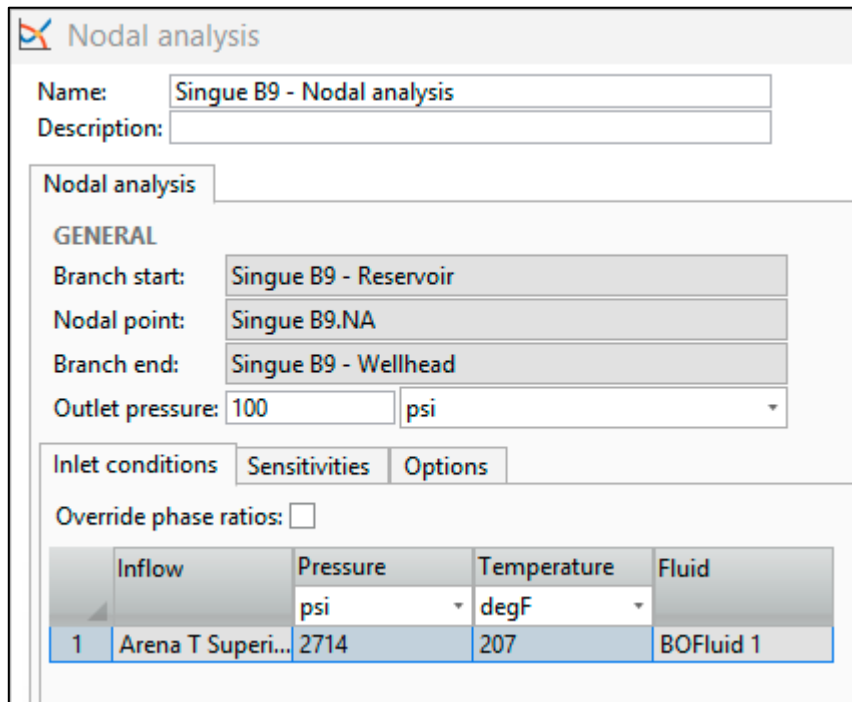


Figura 3.28 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

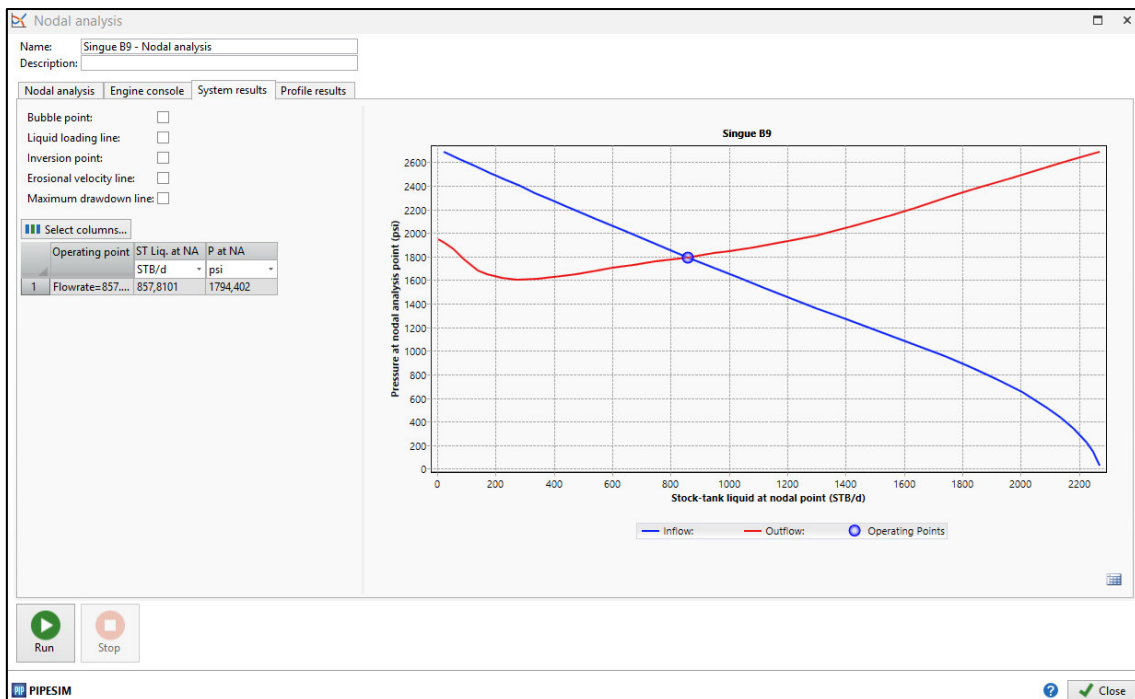


Figura 3.29 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

Resultado final obtenido de la arena T superior

Tabla 3.4 RESULTADO ARENA T

Q (BFPD)	Pwf (psi)
857,8101	1794,402

Elaborado por: RAYMI CAMPO

3.2.1.6 PRODUCCIÓN DE UNA COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA DEL POZO SINGUE B9

Tabla 3.5 RESULTADO TOTAL

Arena	Fluido (BFPD)	BSW (%)	Petróleo (BPPD)	Agua (BWPD)	Pwf (psi)
U inferior	1461,07	38	905,86	555,21	1986,52
T superior	857,81	44	480,37	377,44	1794,4
Total	2318,88	40,22	1386,24	932,64	-----

Elaborado por: RAYMI CAMPO

3.2.2 ANÁLISIS NODAL EN UN SISTEMA DE COMPLETACIÓN INTELIGENTE

El análisis nodal para un sistema de completación inteligente, se lo realiza en el Software PIPESIM, el cual permite simular las condiciones de producción que el pozo pueda presentar con ese tipo de completación.

Se determina el punto de producción óptima para la condición actual del pozo con las dos zonas.

3.2.2.1 INGRESO DE DATOS EN EL SOFTWARE PIPESIM PARA EL ANÁLISIS NODAL

Para realizar el análisis nodal de la completación inteligente se debe considerar una sola zona productora. En este caso los datos son proporcionados por la Empresa GENTE OIL.

Datos utilizados para el análisis nodal de la completación inteligente de la Arena U inferior + T superior

Tabla 3.6 DATOS POZO SINGUE B9 – ARENA U + ARENA T

Datos			
	Arena U Inferior	Arena T Superior	Unidades
Presion de Reserovorio	2980	2714	Psi
Presion de Burbuja	813	482	Psi
Temperatura de fondo	205	207	°F
Temperatura de cabeza	100	100	°F
Corte de agua	38	44	%

API	24,4	26,8	
GOR	202	252	SCF/STB
Gravedad especifica del Agua	1,007	1,004	
Gravedad especifica del Gas	1,33	1,49	
Profundidad de la Bomba	7348		Pies
Profundidad media (Punto de disparo en la arena)	8430	8571	Pies
Espesor Neto	18	16	Pies
Diametro del pozo	8,5	8,5	Pulgadas
Permeabilidad	350	186	mD
Daño	4,8	6,5	

Fuente: ARCH
Elaborado por: RAYMI CAMPO

3.2.2.2 ARENA U INFERIOR + ARENA T SUPERIOR

Los valores se ingresan al programa PIPESIM como lo hemos realizado anteriormente.

Datos Generales

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial li
Well name:	Singue B9			
Active:	<input checked="" type="checkbox"/>			
Well type:	<input checked="" type="radio"/> Production <input type="radio"/> Injection			
Check valve setting:	Block reverse			

Figura 3.30 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH
Elaborado por: RAYMI CAMPO

Tubulares

General Tubulars Deviation survey Downhole equipment Artificial lift Heat transfer Completions Surface equipment

Mode: Simple Detailed
 Dimension option: OD Wall thickness

^ CASING/LINER

	Section type	Name	From MD ft	To MD ft	ID in	OD in	Roughness in	
1	Casing	Conductor	0	113	19,124	20	0,001	...
2	Casing	Superficial	0	4875	12,415	13,375	0,001	...
3	Casing	Intermedio	0	7707	8,681	9,625	0,001	...
4	Liner	Producción	7527	8886	6,276	7	0,001	...

+ ^ TUBINGS

	Name	To MD ft	ID in	OD in	Roughness in	
1	Tubing 1	8557	2,992	3,5	0,001	...

+ ^

Figura 3.31 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

Survey Desviación

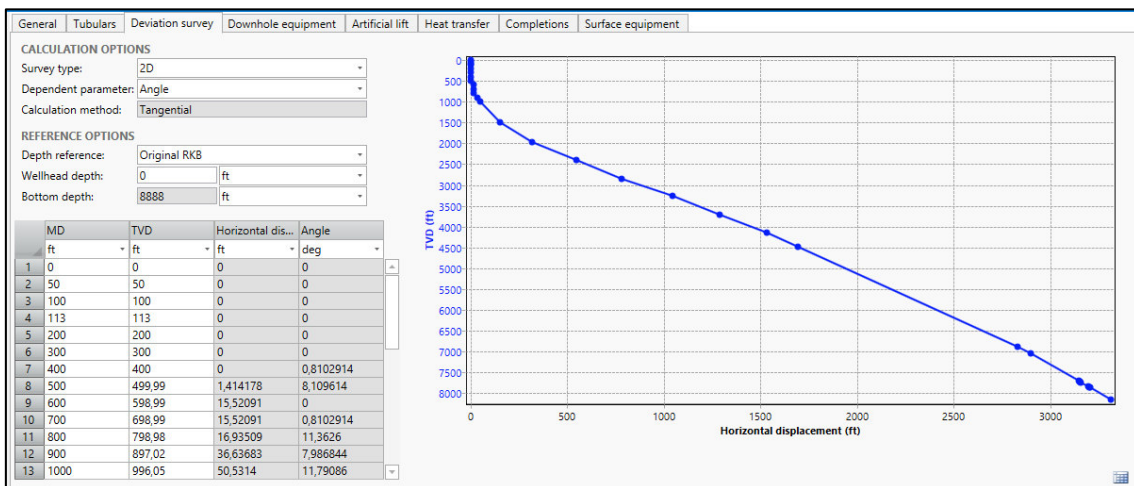


Figura 3.32 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

Equipo De Fondo

General					Tubulars					Deviation survey					Downhole equipment					Artificial				
Equipment	Name	Active	MD																					
1	Packer	Pk 1	<input checked="" type="checkbox"/>	8503																				
2	Packer	Pk 2	<input checked="" type="checkbox"/>	8400																				
3		NA	<input checked="" type="checkbox"/>	8430																				
4	Sliding sleeve	Sleeve 1	<input checked="" type="checkbox"/>	8430																				
				+																				
				PACKER																				
				Name: <input type="text" value="Pk 1"/>																				
				Active: <input checked="" type="checkbox"/>																				
				Measured depth: <input type="text" value="8503"/> <input type="text" value="ft"/>																				

Figura 3.33 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM
Fuente: ARCH
Elaborado por: RAYMI CAMPO

Levantamiento Artificial

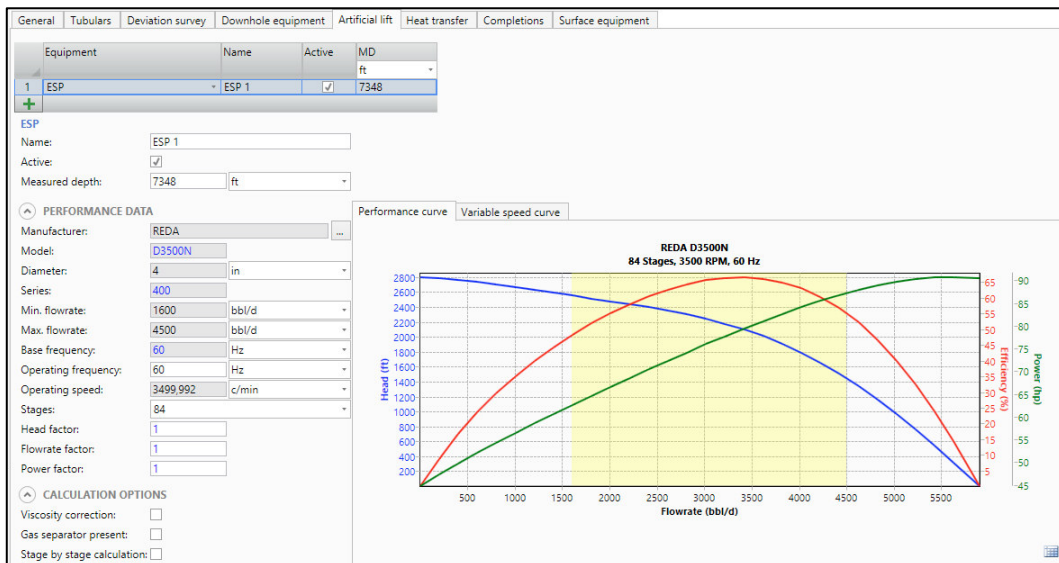


Figura 3.34 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM
Fuente: ARCH
Elaborado por: RAYMI CAMPO

Transferencia De Calor

General					Tubulars					Deviation survey					Downhole equipment					Artificial li									
U Value input:																				<input checked="" type="radio"/> Single					<input type="radio"/> Multiple				
Heat transfer coefficient:																				<input type="text" value="2"/>					<input type="text" value="Btu/(h.degF.ft2)"/>				
Ambient temperature input:																				<input checked="" type="radio"/> Single					<input type="radio"/> Multiple				
Soil temperature at wellhead:																				<input type="text" value="100"/>					<input type="text" value="degF"/>				

Figura 3.35 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM
Fuente: ARCH
Elaborado por: RAYMI CAMPO

Completación de la Arena U Inferior

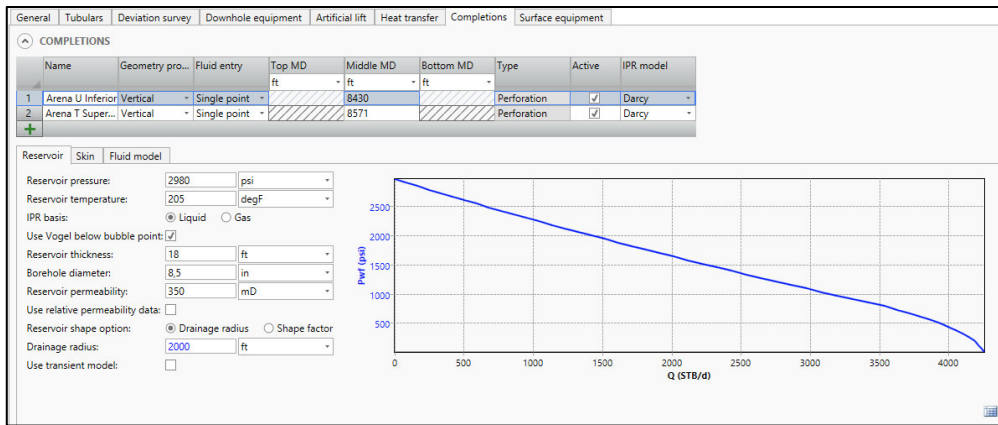


Figura 3.36 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

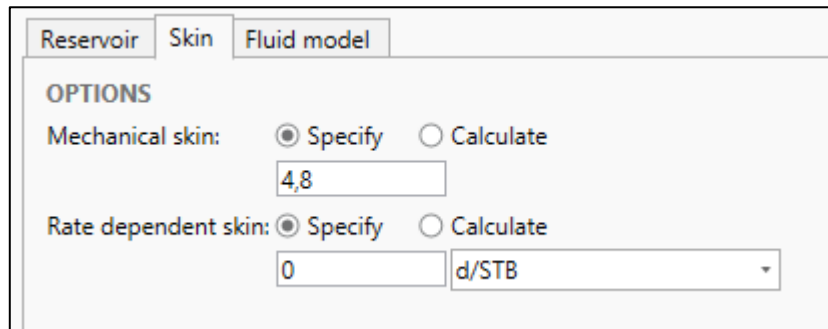


Figura 3.37 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

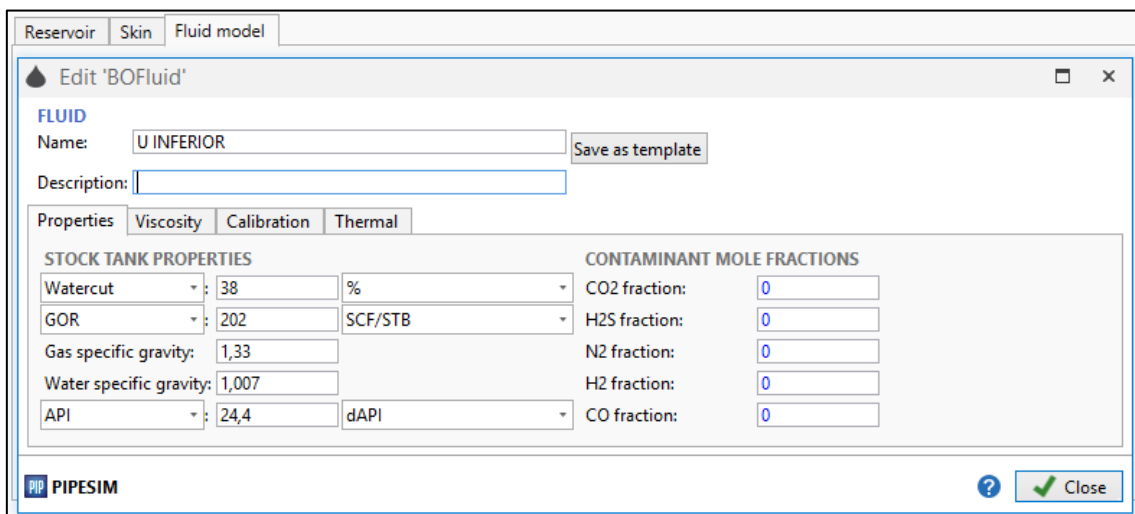


Figura 3.38 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

Completación de la Arena T Superior

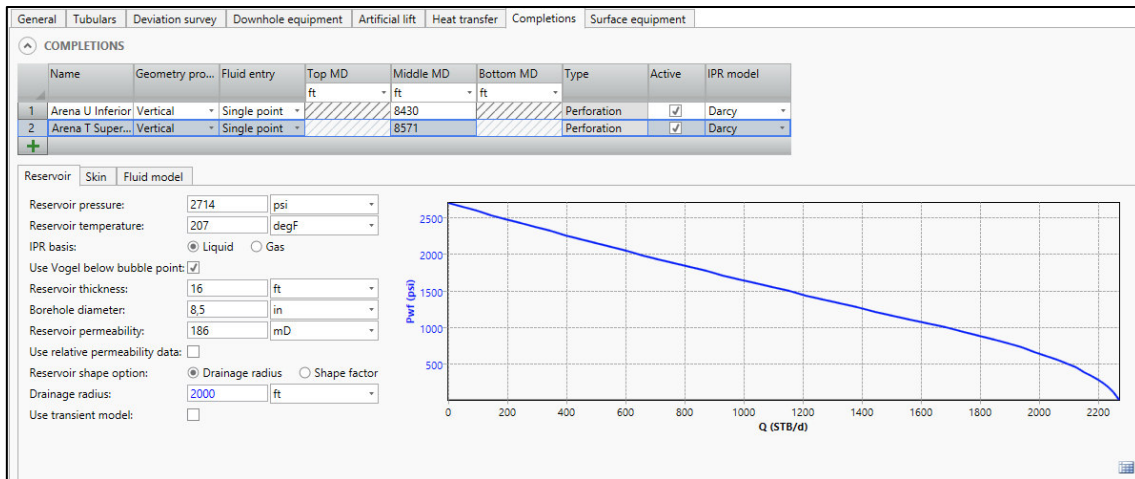


Figura 3.39 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

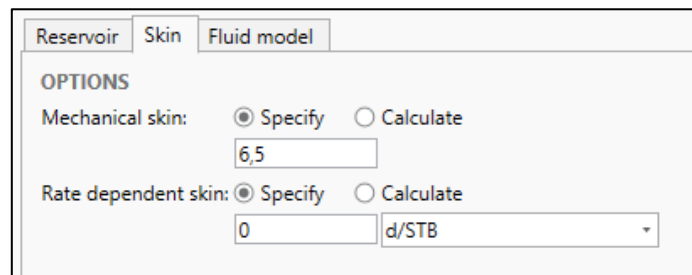


Figura 3.40 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

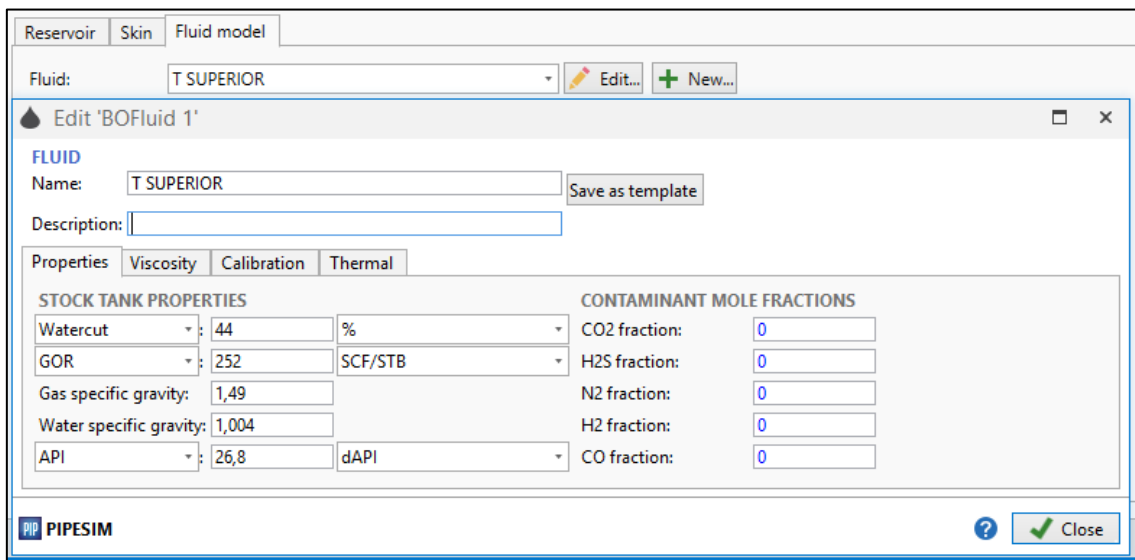


Figura 3.41 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

Esquema del pozo en PIPESIM

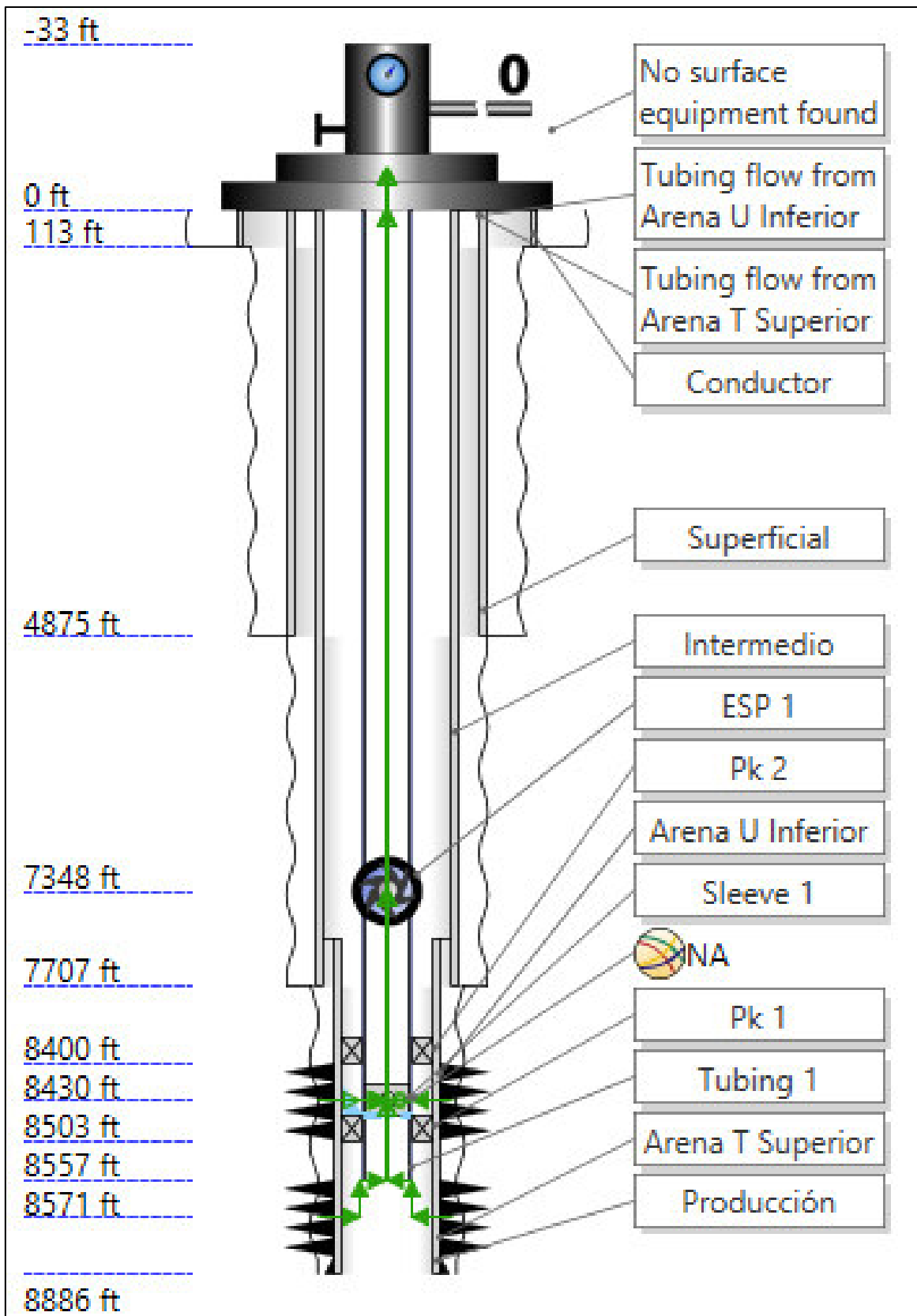


Figura 3.42 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

3.2.2.3 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA U INFERIOR + ARENA T SUPERIOR

Luego de haber validado la información apretamos el icono Nodal analysis (Análisis Nodal) e insertamos la presión de cabeza (Outlet pressure)

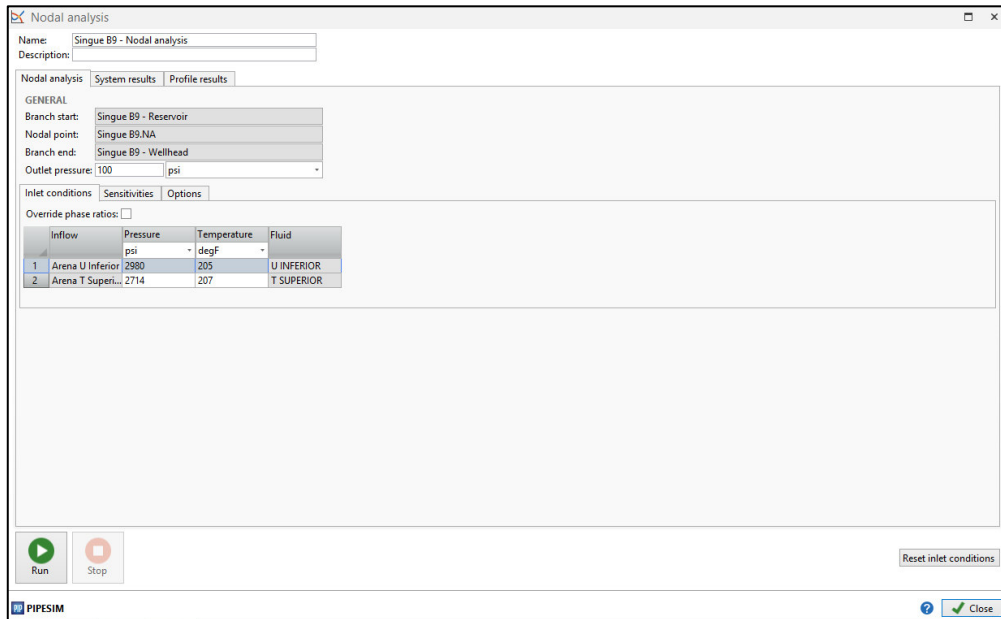


Figura 3.43 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

Corremos el programa

Grafica del IPR con las dos Arenas productoras

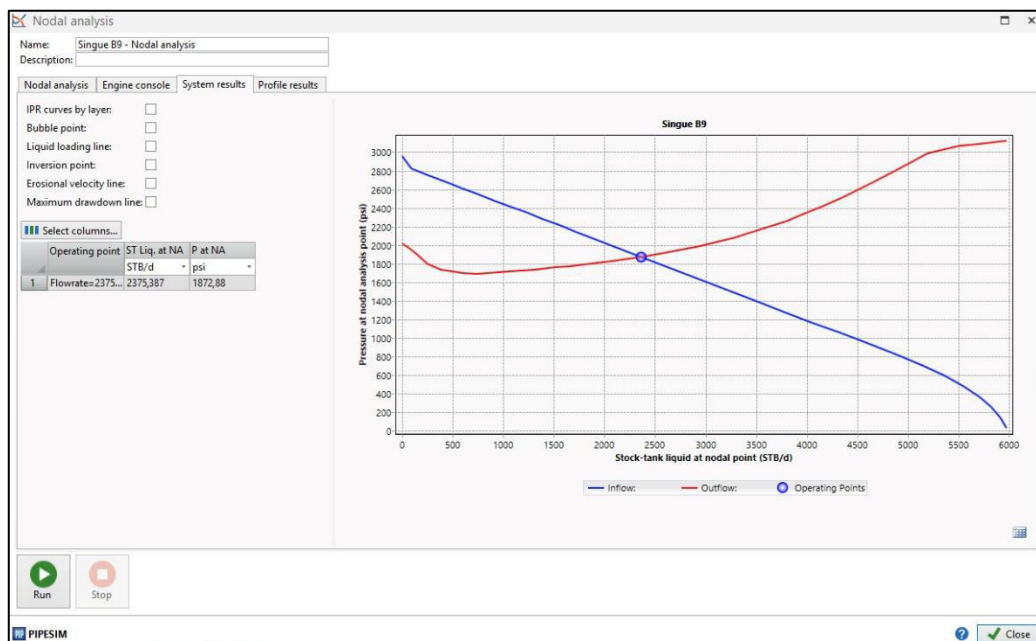


Figura 3.44 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

Grafica con la IPR de la Arena U Inferior + Arena T Superior, e IPR total: Para realizar este paso solo activamos la casilla “IPR curves by layer”.

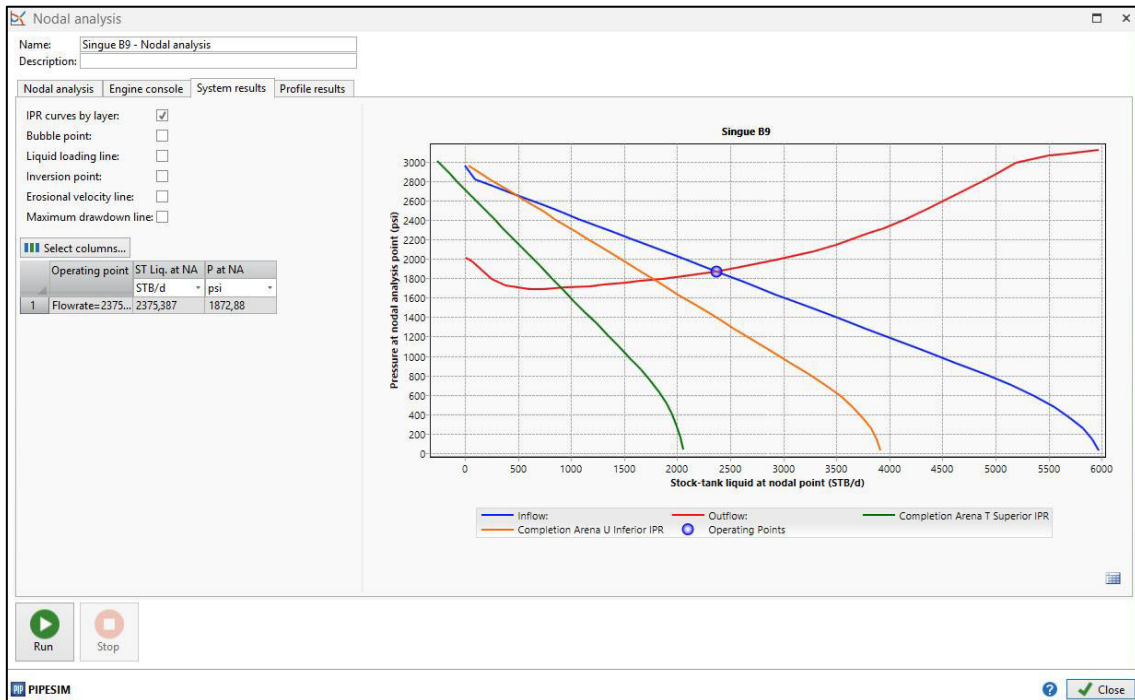


Figura 3.45 INTERFAZ DEL SOFTWARE PIPESIM

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

Resultado final obtenido de la Arena U Inferior + Arena T Superior

Tabla 3.7 RESULTADO DE LA ARENA U + ARENA T

Q (BFPD)	Pwf (psi)
2375,387	1872,88

Elaborado por: RAYMI CAMPO

3.2.2.4 PRODUCCIÓN DE UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE DEL POZO SINGUE B9

Tabla 3.8 RESULTADO FINAL DE LA ARENA U + ARENA T

Arena	Fluido (BFPD)	Pwf (psi)
U Inferior + T Superior	2375,387	1872,88

Elaborado por: RAYMI CAMPO

3.3 TOMA DE DECISION

Al realizar el análisis nodal en el Software PIPESIM con la Completación Inteligente y con la Completación Concéntrica, tanto de la Arena U Inferior y de

la Arena T Superior, y en Conjunto, se ha podido observar que existe una diferencia de producción de 56,51 BFPD, siendo así la Completación Inteligente la que más produce en comparación con la Completación Concéntrica para este pozo que está siendo estudiado.

Como la diferencia de producción entre las dos completaciones es mínima no se puede elegir una completación, por lo que se tendría que proceder a comparar entre costos de las dos completaciones y optar por la más económica.

CAPÍTULO 4

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

4.1 CONCEPTOS GENERALES

4.1.1 PRESIÓN DE YACIMIENTO

Es la presión original del yacimiento, determinada a un radio infinito del mismo. Se define normalmente como P_{ws} . (Castillo Borja, 2005).

4.1.2 PRESIÓN DE BURBUJA

Es la presión a la cual aparece la primera burbuja de gas en la solución del petróleo. A medida que se hace descender la presión, la presión a la cual comienza a desarrollarse el primer gas a partir del petróleo se define como el punto de burbujeo. Se define como P_b . (Castillo Borja, 2005).

4.1.3 PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE

Es la presión frente a la cara de la arena productora y es menor que la presión de yacimiento P_{wf} , debido a la caída de presión en el medio poroso. Se define como P_{wf} . (Castillo Borja, 2005).

4.1.4 YACIMIENTO SUBSATURADO

En estos yacimientos la presión inicial es mayor que la presión de burbuja, ($P_{ws} > P_b$), por ende, el gas se encuentra aún disuelto en el petróleo y no hay volumen inicial de capa de gas. (Castillo Borja, 2005).

4.1.5 YACIMIENTO SATURADO

En estos yacimientos la presión inicial es menor o igual que la presión de burbuja, ($P_{ws} < P_b$), por ende, el yacimiento es bifásico, contiene una zona líquida y otra gaseosa. (Castillo Borja, 2005).

4.1.6 PERMEABILIDAD RELATIVA

Es la capacidad de dos o más fases de fluido para pasar a través de una matriz de formación. La permeabilidad relativa refleja la capacidad de una formación específica para producir una combinación de petróleo, agua o gas. (Castillo Borja, 2005).

4.2 DAÑO A LA FORMACIÓN

El daño a la formación es la pérdida de producción, parcial o total, natural o inducida de un pozo, el daño a la formación es el resultado del contacto de la roca con fluidos o materiales extraños, o de un taponamiento de los canales permeables de la roca y no permite que el fluido pase por esa zona. (Silva, 1991).

Se define como la restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causado por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo el cual se da por la producción de fluidos o por la introducción de fluidos durante las operaciones de perforación, terminación y/o reacondicionamiento del pozo.

El daño puede ser eliminado mediante tratamientos químicos, lo que permite que el pozo se recupere en mayor parte a su capacidad original de producción. (Silva, 1991).

4.2.1 TIPOS DE DAÑOS

El daño puede ser causado por procesos simples o complejos, apareciendo en cualquiera de las etapas de la vida productiva de un pozo. La perforación del pozo es el más importante origen del daño, el cual se empeora con las operaciones de cementación de tuberías de revestimiento, las operaciones de terminación y reacondicionamiento de pozos e incluso por las operaciones de estimulación. Daño a la formación en pozos petroleros (Espinosa, 2014).

Diferentes tipos de daño pueden existir durante las diferentes etapas de vida del pozo. A continuación, se describen los tipos de daño que se pueden presentar durante las diferentes operaciones que se realicen en un pozo: (Espinosa, 2014).

4.2.1.1 DAÑO POR INVASIÓN DE FLUIDOS

Este tipo de daño se origina por el contacto de fluidos extraños con la formación, la fuente principal de este tipo de daño es la operación de perforación debido a que el lodo forma un revoque debido a la filtración de fluidos a la formación y su penetración depende del tipo de fluido utilizado, tiempo de exposición y la presión diferencial. (Silva, 1991).

Esta invasión de fluidos genera cierto tipo de daños como son:

4.2.1.1.1 DAÑO POR HINCHAMIENTO DE ARCILLAS

La mayoría de las formaciones productoras contienen una cantidad menor o mayor de arcillas, siendo estos minerales un factor potencialmente alto de daño, por su alta sensibilidad a fluidos acuosos, lo que puede ocasionar es el hinchamiento y/o migración de las arcillas, a los espacios porosos de la roca. (Silva, 1991).

4.2.1.1.2 BLOQUEO DE AGUA

La invasión de fluidos acuosos propicia que en la vecindad del pozo haya una alta saturación de la misma, lo que produce que se disminuya la permeabilidad relativa a los hidrocarburos. (Silva, 1991).

4.2.1.1.3 BLOQUEO DE ACEITE

La invasión de fluidos base aceite que ingresen al yacimiento de gas, especialmente en zonas de baja permeabilidad, provocara reducciones en la permeabilidad relativa al gas. (Silva, 1991).

4.2.1.1.4 BLOQUEO POR EMULSIONES

Es provocado cuando los fluidos de invasión se combinan con los fluidos de la formación. Los filtrados con alto pH o ácidos pueden emulsificarse con aceites de la formación, estas emulsiones generalmente tienen una alta viscosidad. (Silva, 1991).

4.2.1.1.5 CAMBIO DE MOJABILIDAD

En un medio poroso mojado por agua facilita el flujo de aceite, y los fluidos que invaden la formación tienden a mojar la roca por aceite, debido al uso de

surfactantes catiónicos o no iónicos lo cual produce una disminución de la permeabilidad relativa al aceite. (Silva, 1991).

4.2.1.2 DAÑO POR LA INVASIÓN DE SÓLIDOS

Uno de los más comunes tipo de daño se debe al obturamiento del medio poroso, causado por los componentes sólidos de los fluidos de perforación, cementación, terminación, reparación y estimulación.

Estos sólidos son forzados a que pasen a través del espacio poroso de la roca, lo que provoca un obturamiento parcial o total al flujo de los fluidos, causando un daño grave en la permeabilidad de la roca. (Silva, 1991).

4.2.1.3 DAÑO ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN

La producción de los pozos genera cambios de presión y temperatura cerca de la vecindad del pozo provocando un desequilibrio de los fluidos agua, aceite y/o gas, con la consecuente precipitación y depósito de los sólidos orgánicos y/o inorgánicos, generando obturamiento de los canales porosos y por lo tanto se daña la formación. (Silva, 1991).

Otra fuente común de daño asociado con el flujo de los fluidos, es la migración de los finos, que se presentan generalmente en formaciones poco consolidadas o mal cementadas, provocando obturamiento de los canales porosos. (Espinosa, 2014).

Otro tipo de daño es el bloqueo de agua o gas por su conificación, provocando una reducción en la producción de hidrocarburo al pozo.

Independientemente del origen o la naturaleza del daño, el daño asociado a la producción afecta al flujo natural de los fluidos en la formación. (Espinosa, 2014).

4.3 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

En el momento que empieza la vida productiva de un pozo se debe evaluar la productividad del pozo a las condiciones existentes al momento que comenzó la producción. (Agudelo, 2005).

En el cálculo de la producción de un pozo, generalmente se asume que la tasa de producción, q_0 , es directamente proporcional a la diferencial de presión entre el yacimiento y la presión de fondo fluyente del pozo ($P_{ws} - P_{wf}$), a esta relación se la define como índice de productividad. (Agudelo, 2005).

$$J = \frac{q}{(P_{ws} - P_{wf})}$$

4.1 índice de Productividad

Donde:

q = Tasa de producción (bpd)

P_{wf} = Presión de fondo fluyente (psi)

P_{ws} = Presión de fondo estática (psi)

$J = \text{Índice de Productividad del pozo (bpd/psi)}$

4.3.1 EJEMPLO DE CÁLCULO UTILIZANDO VALORES DEL POZO SINGUE-B9

Para realizar el cálculo se requiere la información del pozo Singue-B9 y se procede a realizar los cálculos teóricos necesarios para obtener la curva de índice de productividad. Se determinará el índice de productividad actual del pozo.

Calculo 1. Curva de Índice de Productividad de la Arena U Inferior

Tabla 4.1 DATOS DEL POZO SINGUE-B9

Datos		
		Unidades
Pr	2980	Psi
Pwf	2385,5	Psi
Pb	813	Psi
Q	884,24	BFFP
Qo	548,23	BPPD

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

Se determina el índice de productividad.

$$J = \frac{q}{Pr - Pwf}$$

$$J = \frac{548,23}{2980 - 2385,5}$$

$$J = 0,92 \text{ bpd/psi}$$

Se genera los caudales para diferentes valores de presión y se grafica la a curva de índice de productividad.

$$Q_o = J * (Pr - Pwf)$$

$$Q_o = 0,92 * (2980 - Pwf)$$

Tabla 4.2 CÁLCULO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

Pwf	Qo
2980	0,00
2500	442,64
2200	719,29
1800	1088,16
1300	1549,25
800	2010,33

500	2286,98
200	2563,63
0	2748,07

Elaborado por: RAYMI CAMPO

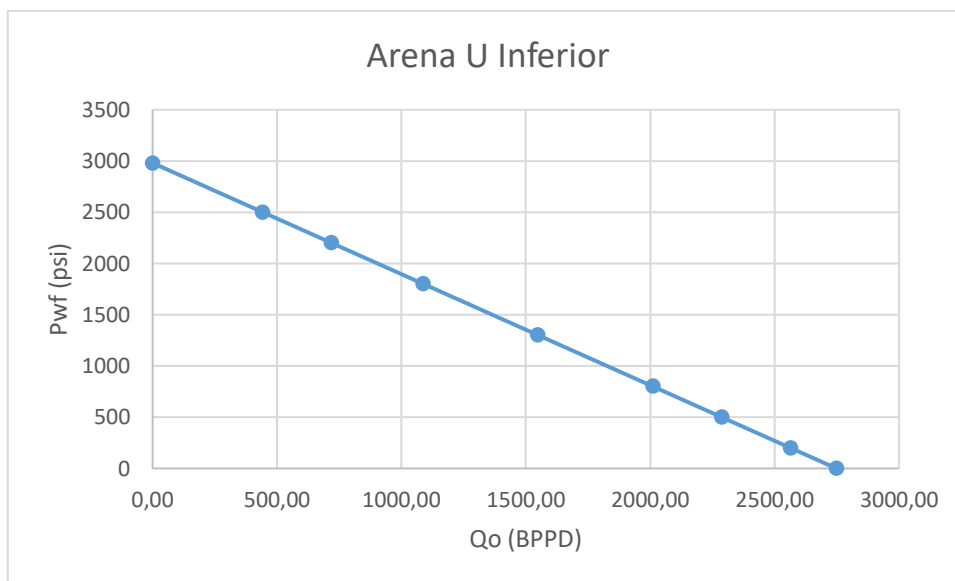


Figura 4.1 CURVA DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD
Elaborado por: RAYMI CAMPO

Calculo 2. Curva de Índice de Productividad de la Arena T Superior

Tabla 4.3 DATOS DEL POZO SINGUE-B9

Datos		
		Unidades
Pr	2714	Psi
Pwf	2217	Psi
Pb	482	Psi
Q	581,5	BFFP
Qo	325,64	BPPD

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

Se determina el índice de productividad.

$$J = \frac{q}{Pr - Pwf}$$

$$J = \frac{325,64}{2714 - 2217}$$

$$J = 0,72 \text{ bpd/psi}$$

Se genera los caudales para diferentes valores de presión y se grafica la a curva de índice de productividad.

$$Q_o = J * (Pr - Pwf)$$

$$Q_o = 0,72 * (2714 - Pwf)$$

Tabla 4.4 CÁLCULO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

Pwf	Qo
2714	0,00
2500	155,24
2200	372,86
1800	663,03
1300	1025,73
800	1388,44
500	1606,06
200	1823,69
0	1968,77

Elaborado por: RAYMI CAMPO

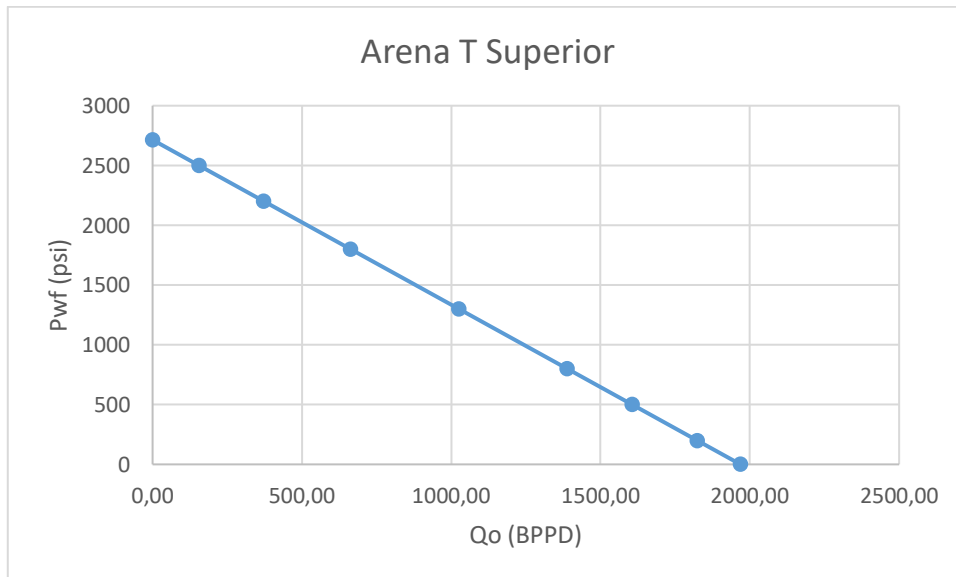


Figura 4.2 CURVA DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD
Elaborado por: RAYMI CAMPO

4.4 MÉTODO DE VOGEL

Vogel genero el IPR para varios reservorios de petróleo saturados hipotéticos que producen bajo una amplia gama de condiciones. (Galvis, 2016).

Al aplicar el método de Vogel, los únicos datos requeridos son: la presión de reservorio promedio P_r , la presión de burbuja P_b , y la tasa de producción q , con la presión de fondo fluyente, P_{wf} . (Galvis, 2016).

La metodología de Vogel se puede usar para predecir la curva de IPR para los siguientes dos tipos de reservorios:

4.4.1 YACIMIENTO SATURADO $P_r < P_b$

Se usa la tasa de producción y la presión de fondo fluyente para calcular el Q_{max} siguiente manera:

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2$$

4.2 Cuando $P_r < P_b$

Dónde:

q_o = Tasa de producción (bpd)

q_{max} = Tasa de producción máxima, cuando $P_{wf} = 0$

P_{wf} = Presión de fondo fluyente (psi)

P_b = Presión de burbuja (psi)

Para construir la curva IPR se asume varios valores de P_{wf} y se calcula el correspondiente Q , de la siguiente manera:

$$q_o = q_{max} * \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$$

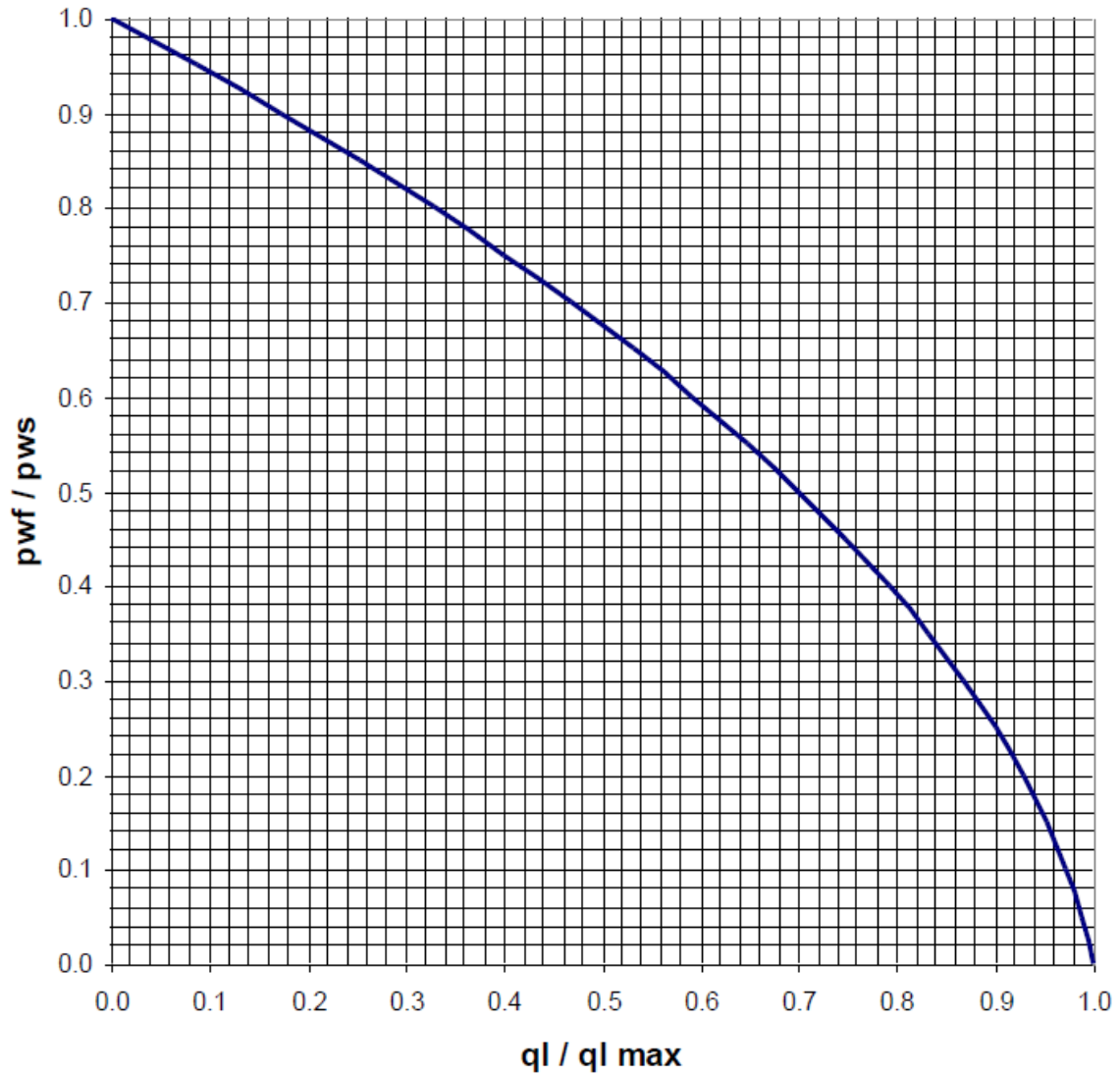


Figura 4.3 CURVA IPR POR EL MÉTODO DE VOGEL
Fuente: SCHLUMBERGER, NODAL ANALYSIS-SKIN EFFECTS
Moificado por: RAYMI CAMPO

4.3.2. YACIMIENTO SUBSATURADO $P_r > P_b$

Use la tasa de producción y la presión de fondo fluyente para calcular el índice de productividad J de la siguiente manera:

- Cuando $P_{wf} > P_b$

$$q = J(P_r - P_{wf})$$

- Cuando $P_{wf} < P_b$

$$q_o = \left(q_b + \left(\frac{J \times P_b}{1.8} \right) \right) \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

Dónde:

q = Tasa de producción (bpd)

qb = Tasa de producción cuando $P_{wf} = P_b$, (Psi)

P_b = Presión de Burbuja, (psi)

P_{wf} = Presión de fondo fluyente (psi)

P_r = Presión del reservorio (psi)

J = Índice de Productividad del pozo (bpd/psi)

4.3.3 MÉTODO DE DARCY

Este método permite determinar el índice de productividad de un pozo y al mismo tiempo relacionarlo con un daño de formación asociado, cabe mencionar que la ecuación de Darcy es para estado pseudo continuo. (Velásquez, 2014)

La ecuación se expresa de la siguiente manera:

$$J = \frac{7.08 * 10^3 * K * h}{u * B_o * \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right)} = \frac{q}{P_r - P_{wf}}$$

4.3 Ecuación de Darcy

Donde:

q = Tasa de producción (bpd)

P_{wf} = Presión de fondo fluyente (psi)

P_r = Presión del reservorio (psi)

k = Permeabilidad de la formación (mD)

h = Espesor de la formación (ft)

μ = Viscosidad del fluido (cp)

r_e = Radio de drenaje (ft)

r_w = Radio de pozo (ft)

S = Daño de formación (Adimensional)

4.4 ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal ha sido aplicado por varios años para analizar la productividad del sistema a partir de la interacción de cada uno de sus componentes. Esta aplicación al análisis de los sistemas de producción de pozos fue propuesta por Gilbert en 1954 y discutida por Nind en 1964 y Brown en 1978. (Hirschfelt, 2009)

El procedimiento consiste en seleccionar un nodo en el pozo y dividir el sistema en ese punto. Las ubicaciones más comunes usadas para los nodos se muestran en el siguiente gráfico. (Hirschfelt, 2009).

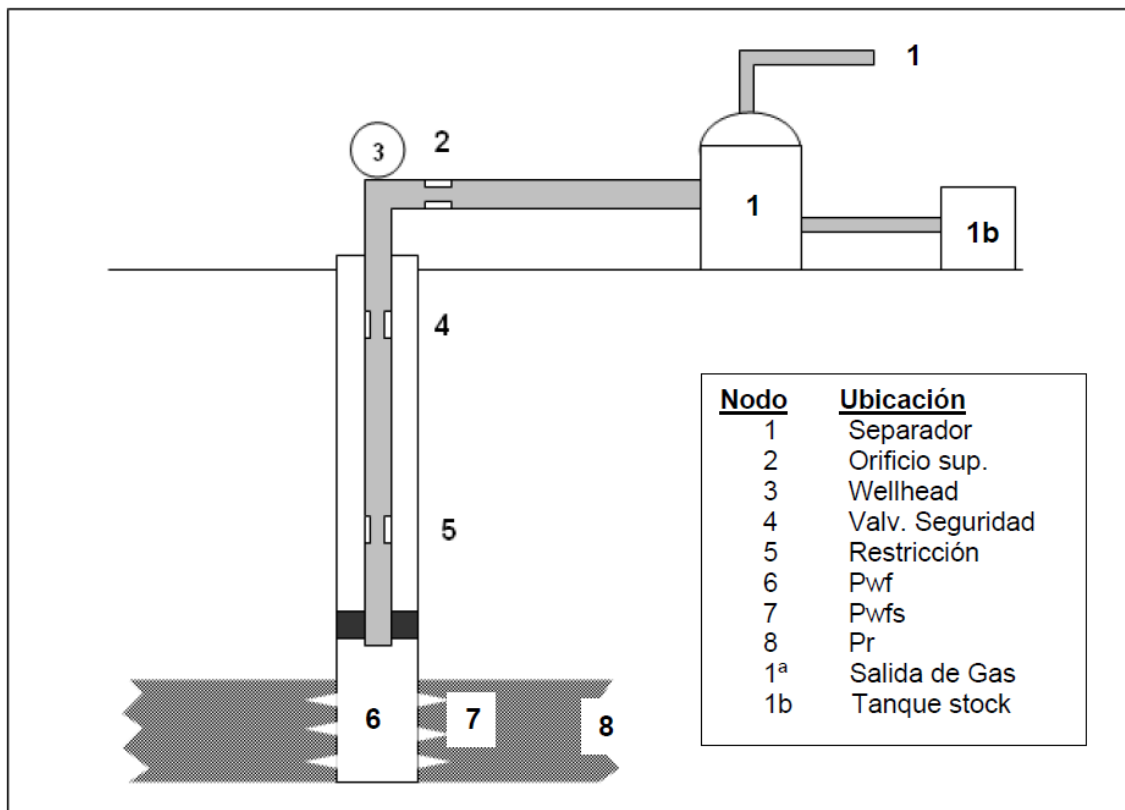


Figura 4.4 UBICACIONES MAS COMUNES PARA LOS NODOS
Fuente: HIRSCHFELDT, ANÁLISIS DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN Y ANÁLISIS NODAL
Modificado por: RAYMI CAMPO

El análisis nodal se realiza sobre el principio de continuidad de presión, es decir, sólo hay un valor único de presión para cada nodo, no importa si la presión es evaluada desde la entrada (Upstream) o salida (Downstream) del nodo. (Hirschfeldt, 2009).

Una vez seleccionado el nodo, la presión en el nodo es calculada en ambas direcciones, comenzando desde una de las presiones conocidas (P_r o P_{wh}).

La presión en la entrada de cualquiera de los nodos es igual a la presión conocida menos las caídas de presión que ocurren en los componentes del sistema, y viceversa para la salida del nodo, es decir: (Beggs, 1991).

Entrada al nodo (Inflow)

$$P_r - \Delta P(\text{componentes upstream}) = P \text{ nodo}$$

Salida del nodo (Outflow)

$$P_{wh} + \Delta P(\text{componentes downstream}) = P \text{ nodo}$$

CAPÍTULO 5

COMPARACIÓN TÉCNICA DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE Y COMPLETACIÓN CONCENTRICA.

5.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE HERRAMIENTAS PARA UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE

La completación inteligente incorpora sensores de fondo de pozo permanentes y válvulas de control de flujo de fondo de pozo controladas desde la superficie, lo que le permite supervisar, evaluar y gestionar activamente la producción o inyección, en tiempo real sin ningún tipo de intervención en el pozo.

En la página siguiente se muestra una lista con las herramientas utilizadas en una Completación Inteligente.

5.1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE HERRAMIENTAS PARA UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE

Tabla 5.1 HERRAMIENTAS DE UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE

No	Descripción	Conexión Superior	Conexión Inferior	Longitud (pies)	D.E. (pulgadas)	D.I. (pulgadas)
1	Elevación Mesa Rotaria			31.80		
2	Camisa de 3 1/2" EUE x N-80, 9,3 lbs/pie	3 1/2" EUE Box	3 1/2" EUE Pin	3.7	3.5	2.992
3	1 Junta de tubing de 3 1/2" EUE x L-80, 9,3 lbs/pie	3 1/2" EUE Box	3 1/2" EUE Pin	30.00	3.5	2.992
4	1 Niple NO-GO de 3 1/2" EUE x N-80, x 2,75" con Standing Valve de 2,75"	3 1/2" EUE Box	3 1/2" EUE Pin	1.86	3.75	2.75
5	1 Junta de tubing de 3 1/2" EUE x L-80, 9,3 lbs/pie	3 1/2" EUE Box	3 1/2" EUE Pin	30.00	3.5	2.992
Conjunto	Head Discharge 3 1/2" EUE RLOY	3 1/2" EUE Box	Flange	0.58	3.5	
	Discharge Phoenix Pressure RLOY	Flange	Flange	0.75	4.0	N/A
	BOMBA	Flange	Flange	20.4	4.0	N/A
	INTAKE SEP DE GAS	Flange	Flange	3.32	4.0	N/A
	PROTECTOR # 1 BPBSL-UTMAXIMUS RLOY AFLAS	Flange	Flange	8.03	4.0	N/A
	PROTECTOR # 2 BPBSL-UTMAXIMUS RLOY AFLAS	Flange	Flange	8.03	4.56	N/A
	MOTOR RA-S-AS-GRB-MAXIMUS	Flange	Flange	28.33	4.56	N/A
	SENSOR DMT PHOENIX XT150- TIPE 1 RLOY AFLAS	Flange	Flange	1.87	4.5	N/A
6	CENTRALIZADOR (Rosca 2 3/8")	2 3/8" EUE Box	N/A	2.1	6.12	N/A
7	X-O 3 1/2" EUE Pin x 7" 26# BTC Box	3 1/2" EUE Pin	7" BTC Box	0.95	7.500	2.992

8	3-1/2 9.30# L80 EUE BxP Tubing	3 1/2" EUE Box	3 1/2" EUE Pin	688.33	4.000	2.992
9	3-1/2" EUE BxP Nipple 2.81" F	3 1/2" EUE Box	3 1/2" EUE Pin	0.92	4.500	2.810
10	3-1/2" EUE BxP Tubing Pup Joint	3 1/2" EUE Box	3 1/2" EUE Pin	3.86	3.500	2.992
12	3-1/2 9.30 L80 NUE Tubing Pup Joint	3 1/2" NUE Box	3 1/2" NUE Pin	6.08	3.500	2.992
13	7 X 3-1/2 MRP-MP-SPR (26-29), 13Cr (80), HNBR (90-70-90), 3-1/2 (9.2) NUE	3 1/2" NUE Box	3 1/2" NUE Pin	5.24	6.050	2.820
14	ICS system joint with Dual tubing/annulus P/T gauge system, 2 Pulse Miniindexer	3-1/2" Box	3-1/2" Pin	4.88	3.500	2.992
15	Flow Control Valve - 4 Position, S Choke Size	3-1/2" Box	3-1/2" Pin	7.51	5.900	2.815
16	3-1/2 9.30 L80 NUE Tubing Pup Joint	3 1/2" NUE Box	3 1/2" NUE Pin	3.82	3.500	2.992
17	3-1/2 9.30 L80 NUE Box X EUE Pin Tubing Pup Joint	3 1/2" NUE Box	3 1/2" EUE Pin	4.13	3.500	2.992
19	3-1/2 9.30 L80 BXB EUE Tubing Pup Joint	3 1/2" EUE Box	3 1/2" EUE Box	10.18	3.500	2.992
20	3-1/2, 9.30, SGM-CB ASSY, DPGTA-D, SINGLE, TUBING, EUE, PXP, 4140[80].	3 1/2" EUE Pin	3 1/2" EUE Pin	8.20	5.123	2.913
21	3-1/2" EUE BxP Tubing Pup Joint	3 1/2" EUE Box	3 1/2" EUE Pin	4.23	3.500	2.992
22	3-1/2 9.30 L80 EUE BxP Tubing Pup Joint	3 1/2" EUE Box	3 1/2" EUE Pin	11.90	4.500	2.992
23	3-1/2 9.30 L80 EUE BxP Tubing Pup Joint	3 1/2" EUE Box	3 1/2" EUE Pin	7.88	4.500	2.992
24	3-1/2" EUE box x pin Blast Joint	3 1/2" EUE Box	3 1/2" EUE Pin	79.42	4.500	2.992

25	3-1/2 9.30 L80 NUE Pin X EUE Box Tubing Pup Joint	3 1/2" NUE Pin	3 1/2" EUE Box	6.00	3.500	2.992
27	7 X 3-1/2 MRP-MP-SPR (26-29), 13Cr (80), HNBR (90-70-90), 3-1/2 (9.2) NUE	3-1/2" NUE Box	3 1/2" NUE Pin	5.22	6.060	2.820
28	ICS system joint with Dual tubing/annulus P/T gauge system, 2 Pulse Miniindexer	3-1/2" Box	3-1/2" Pin	4.68	3.500	2.992
29	Flow Control Valve - 4 Position, S Choke Size	3-1/2" Box	3-1/2" Pin	7.52	5.900	2.815
30	3-1/2" 9.30 L80 NUE Bx P Tubing Pup Joint	3 1/2" NUE Box	3 1/2" NUE Pin	3.58	4.500	2.992
31	3-1/2 9.30 L80 NUE Box X EUE Pin Tubing Pup Joint	3-1/2" NUE Box	3 1/2" EUE Pin	4.10	3.500	2.992
32	3-1/2 9.30 L80 BXB EUE Tubing Pup Joint	3-1/2" EUE Box	3-1/2" EUE Box	6.20	3.500	2.992
33	3-1/2, 9.30, SGM-CB ASSY, DPGTA-D, SINGLE, TUBING, EUE, PXP, 4140[80].	3 1/2" EUE Pin	3 1/2" EUE Pin	8.19	5.123	2.913
34	3-1/2" EUE BxP Tubing Pup Joint	3-1/2" EUE Box	3 1/2" EUE Pin	4.06	3.500	2.992
35	3-1/2 9.30# L80 EUE BxP Tubing	3-1/2" EUE Box	3 1/2" EUE Pin	30.09	4.500	2.992
36	3-1/2 9.30 L80 EUE Tubing Pup Joint	3-1/2" EUE Box	3 1/2" EUE Pin	3.88	4.500	2.992
37	3-1/2" EUE BxP Nipple 2.75"R (Blanking Plug RZG Instalado)	3-1/2" EUE Box	3 1/2" EUE Pin	1.05	4.500	2.690
38	3-1/2 9.30 L80 EUE Tubing Pup Joint	3-1/2" EUE Box	3 5/8" EUE Pin	5.83	4.500	2.992
39	XO STUB ACME 3.625" Pin x 3-1/2" EUE Box	3 5/8" ACME Pin	3-1/2" EUE Box	0.88	4.500	2.992

Fuente: SCHLUMBERGER
Elaborado por: RAYMI CAMPO

5.1.2 DIAGRAMA MECÁNICO DE UNA COMPLETACIÓN BES

(Parte superior del Pozo Singue B-9)

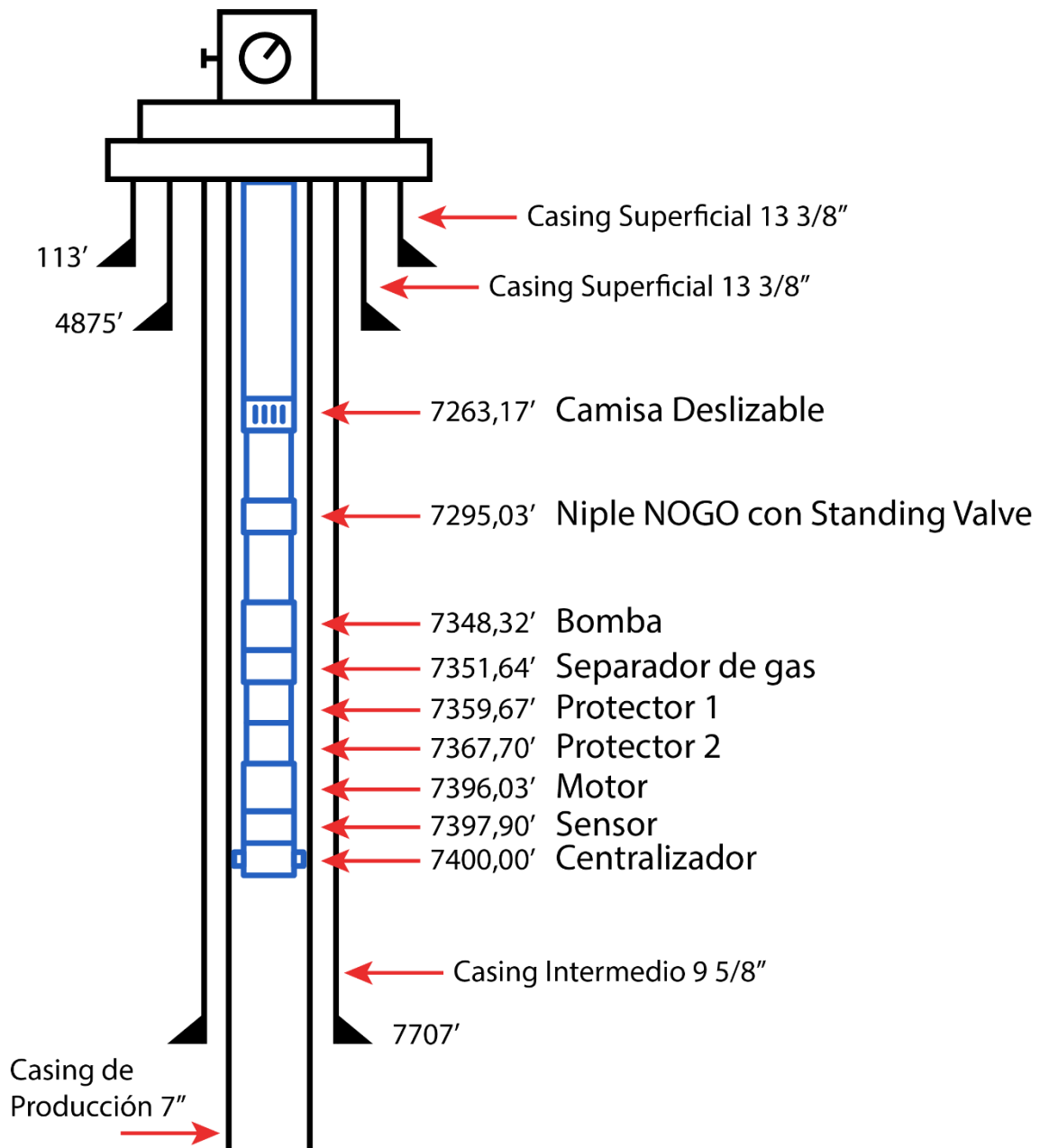


Figura 5.1 DIAGRAMA MECÁNICO
Elaborado por: RAYMI CAMPO

5.1.3 RESUMEN DE DIAGRAMA MECÁNICO DE UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE

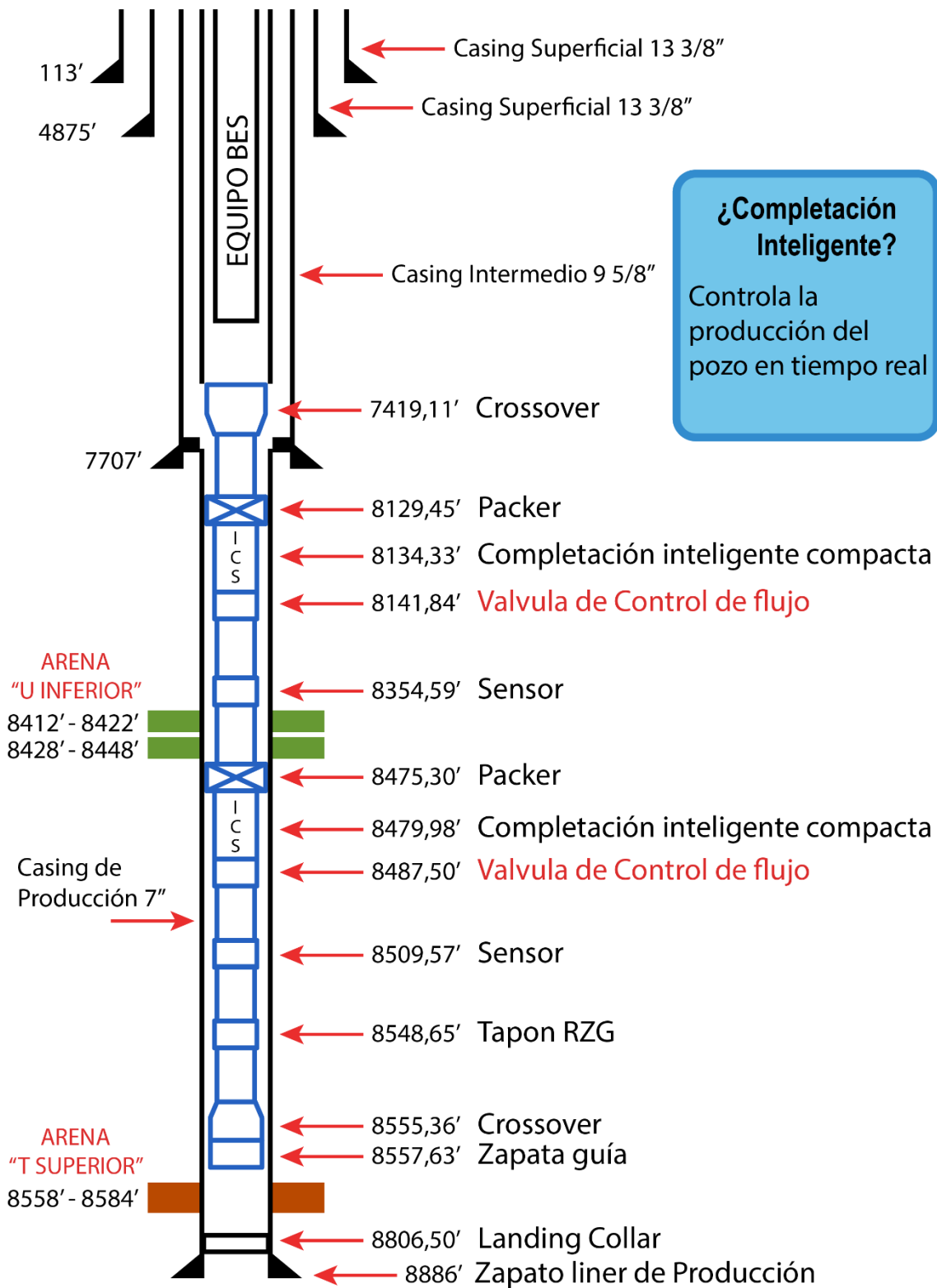


Figura 5.2 DIAGRAMA MECÁNICO
Elaborado por: RAYMI CAMPO

5.1.4 DIAGRAMA MECÁNICO DE UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE

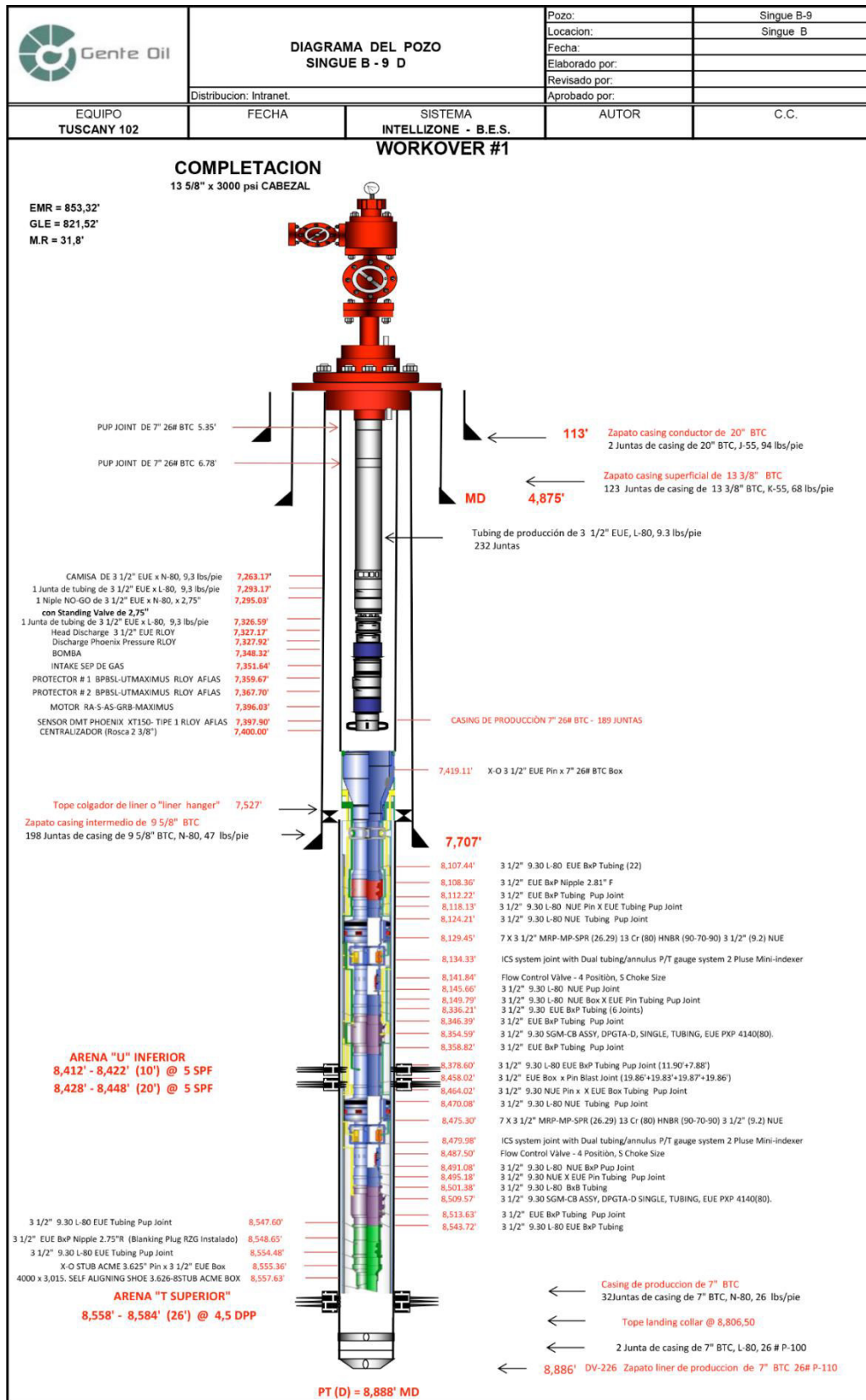


Figura 5.3 DIAGRAMA MECÁNICO

Fuente: ARCH

Elaborado por: RAYMI CAMPO

5.1.5 VENTAJAS DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE

- Las completaciones Inteligentes pueden producir de dos o más zonas simultáneamente.
- Si la BES falla, se realiza un workover normal sin necesidad de sacar la completación.
- Fácil acceso a las arenas productoras para realizar trabajos de estimulación y/o limpieza
- Se puede realizar B'UP, sin necesidad de perder producción debido a que cuenta con sensores de fondo que permiten esta operación.
- Reducción de tiempo en la instalación, así como en futuras intervenciones
- Se puede controlar el flujo individual de cada arena desde superficie
- Disminución en costos de operación
- Se puede controlar el corte de agua de cada zona productora.

5.1.6 DESVENTAJAS DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE

- El espaciamiento mínimo entre las arenas debe ser de 28 ft para ubicar los componentes de la completación inteligente.
- Se requiere un tiempo más largo en caso de reparación o sustitución de equipos.
- Se debe tener características similares de los reservorios en cuanto a compatibilidad de fluidos.
- Costo elevado en la inversión inicial

5.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DE HERRAMIENTAS PARA UNA COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA

Una completación dual concéntrica permite obtener la producción de dos zonas o reservorios diferentes al mismo tiempo en trayectorias de flujo independiente mediante el diseño de doble sarta de tuberías, accesorios y herramientas, usando una Bomba Eléctrica Sumergible para cada zona productora.

En la página siguiente se muestra una lista con las herramientas utilizadas en una Completación Dual Concentrica.

5.2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE HERRAMIENTAS PARA UNA COMPLETACIÓN DUAL CONCENTRICA

Tabla 5.2 DE HERRAMIENTAS DE UNA COMPLETACIÓN DUAL CONCENTRICA

No	Descripción	Conexión superior	Conexión inferior	Longitud (pies)	D.E. (pulgadas)	D.I. (pulgadas)
1	Elevación de la Mesa Rotaria sección inferior			40,33		
2	Colgador 11" 5000 psi x 2-7/8" 6.5# N-80 EUE Box x Box	3 1/2" EUE Box	2-7/8" EUE Box	1	N/A	2,441
3	Adaptador 2 7/8" 8.6# N-80 EUE Pin x SEC Pin	2 7/8" EUE Pin	2 7/8" SEC Pin	0,78	2,875	2,259
5	Tubo corto 2 7/8" 7.8# L-80 SEC Box x Pin	2 7/8" SEC Box		21,85	2,875	2,259
6	Tubería de Producción 2-7/8" 7.8# L-80 SEC Box x Pin	2 7/8" SEC Box	2 7/8" SEC Pin	6541	2,875	2,323
7	Adaptador 2 7/8" SEC Box x 2 3/8" EUE Pin	2 7/8" SEC Box	2 3/8" EUE Pin	1,2	3,562	2,259
8	Camisa de circulación de 2 3/8" 4.7# N-80 EUE Box x Pin, 1.87" Perfil X	2 3/8" EUE Box	2 3/8" EUE Pin	3,7	3,25	1,875
9	Adaptador 2 3/8" EUE Box x 2 7/8" SEC Pin	2 3/8" EUE Box	2 7/8" EUE Pin	0,4	3,562	2,259
10	Tubo corto 2 7/8" 6.5# EUE Box x NU Pin	2 7/8" EUE Box	2 7/8" NU Pin	15,7	2,875	2,441
11	Adaptador 2-7/8 6.5# N-80 NU Box x 2 11/16-12 UNS Pin	2 7/8" NU Box	2 11/16-12 UNS Pin	0,65	2,875	2,441
12	Espaciador 2 11/16-12 UNS Box x Pin	2 11/16-12 UNS Box	2 11/16-12 UNS Pin	4		
13	Unidad de sellos 3.000" Seal Bore, 2 11/16-12 UNS Box x Pin	2 11/16-12 UNS Box	2 11/16-12 UNS Pin	3	3	2,33
14	Casco de mula 2 11/16-12 UNS Box	2 11/16-12 UNS Box	N/A	0,4	2,97	2,33
15	Colgador 11" 5000 psi x 5-1/2" 17# N-80 BTC Box x Box	5 1/2" BTC Box	5 1/2" BTC Box	1	N/A	4,892
16	Tubo corto 5-1/2" 17# N-80 BTC Box x Pin	5 1/2" BTC Box	5 1/2" BTC Pin	14,96	5,5	4,892

17	Tubería de Producción 5-1/2" 17# N-80 BTC Box x Pin	5 1/2" BTC Box	5 1/2" BTC Pin	6560	5,5	4,892
18	Tubo corto 5-1/2" 17# N-80 BTC Box x Pin	5 1/2" BTC Box	5 1/2" BTC Pin	10,37	5,5	4,892
19	Y-tool, 5-1/2" 17# N-80 BTC Box x 3-5/8" UNS Box x 2-7/8" UN Box	5 1/2" BTC Box	3-5/8" UNS Box x 2-7/8" NU Box	1,25	8,265	3,055
EQUIPO BES SUPERIOR						
20	Tubo corto 2-7/8" 6.5# N-80 NU Pin x EUE Pin	2 7/8" NU Pin	2 7/8" EUE Pin	9,68	2,875	2,441
21	Junta Telescópica con Swivel 2-7/8" 6.5# N-80 EUE Box x Pin	2 7/8" EUE Box	2 7/8" EUE Pin	5	3,97	2,36
22	Válvula de un solo sentido (Check valve) 2-7/8" 6.5# N-80 EUE Box x Pin	2 7/8" EUE Box	2 7/8" EUE Pin	1,18	3,925	1,995
23	Adaptador 2-7/8" 6.5# EUE Box x 2 3/8" 4.5# EUE Pin	2 7/8" EUE Box	2 3/8" EUE Pin	0,81	3,75	1,995
24	HEAD BOLT ON DISCHARGE PMP400 RLOY	2 3/8" EUE Box	Flange	0,48		
25	DISCHARGE PHOENIX PRESSURE PMP 400 RLOY	Flange	Flange	0,75	4	N/A
26	BOMBA D460N 121 ETAPAS, 66CR-CT-AFT-INC-ES-ZZ-RLOY	Flange	Flange	11,97	4	N/A
27	BOMBA D460N 152 ETAPAS, 66CR-CT-AFT-INC-ES-ZZ-RLOY	Flange	Flange	14,78	4	N/A
28	AGH, D5-21-32-ETAPAS 66CR-CT-AFT-INC-ES-ZZ-RLOY	Flange	Flange	6,35	4	N/A
29	SEP DE GAS, DRS-RLOY	Flange	Flange	2,27	4	N/A
30	PROTECTOR SUPERIOR BPBSL-RLOY-UT-AFL-RS-NTB/HL	Flange	Flange	8,03	4	N/A
31	PROTECTOR INFERIOR BPBSL-RLOY-LT-AFL-RS-NTB/HL	Flange	Flange	8,03	4,56	N/A

32	MOTOR RA -S-RLOY-AS-AFL-GRB-MAX 165HP, 1370V, 78.6AMP	Flange	Flange	20,3	4,56	N/A
33	SENSOR PHOENIX, XT150, TYPE 1	Flange	Flange	1,87	4,56	N/A
34	PRONG 2-3/8 4.7# EUE PIN X 2-1/2" ACME	2-3/8" EUE Pin	2-1/2" ACME Pin	1,34	2,375	N/A
35	Junta receptora de sellos, Seal Bore ID 3.000", 3-5/8 - 10 UNS Pin x Pin	3 5/8" - 10 UNS Pin	3-5/8" - 10 UNS Pin	6,1	4	3
36	Adaptador 3-5/8 - 10 UNS Box x 2-7/8" 6.5 N- 80 EUE Pin	3 5/8" - 10 UNS Box	2 7/8" EUE Pin	0,83	4	3
38	Adaptador 2 7/8" 8.6# EUE Box x SEC Pin	2 7/8" EUE Box	2 7/8" SEC Pin	0,85	3,562	2,259
39	Tubo corto combinado 2-7/8" 8.6# TN-110 SEC Box x S-TL Pin	2 7/8" SEC Box	2 7/8" STL Pin	3,35		
40	Tubería de bypass 2-7/8" 8.6# TN-110 ST-L Box x Pin	2 7/8" STL Box	2 7/8" STL Pin	73,19	2,875	2,259
41	Tubo corto combinado 2-7/8" 8.6# TN-110 ST- L Box x NU Pin	2 7/8" STL Box	2 7/8" NU Pin	6,85	2,875	2,259
42	Bloque de soporte 2-7/8" 6.5# N-80 NU Box x Box x 2-1/2" ACME Box	2 7/8" NU Box	2 7/8" NU Box	0,6	8,015	2,374
43	Tubo corto combinado 2-7/8" 6.5# N-80 NU Pin x SEC Pin	2 7/8" NU Pin	2 7/8" SEC Pin	7,3	2,875	2,259
44	Tubería de Producción 2-7/8" 7.8# SEC Box x Pin	2 7/8" SEC Box	2 7/8" SEC Pin	130	2,875	2,323
45	Adaptador 2 7/8" SEC BOX x 2 3/8" EUE PIN	2 7/8" SEC Box	2 3/8" EUE Pin	0,83	3,562	2,259
46	SL SL OTIS X 2-3/8" 4.6# EUE Box x Pin, 1.87"	2 3/8" EUE Box	2 3/8" EUE Pin	3,7	3,25	1,875
48	Tubería de Producción 2-7/8" 7.8# L-80 SEC Box x Pin	2 7/8" SEC Box	2 7/8" SEC Pin	31,66	2,875	2,323
49	Tubo corto combinado 2-7/8" 7.8# SEC Box x NU Pin	2 7/8" EUE Box	2 7/8" NU Pin	7,8	2,875	2,441

50	POD 7" 26# N-80 BTC Pin x 2-7/8" 6.5# P-110 NU Box x Box x 1/2 x 3/8" NPT	2 7/8" NU Box	2 7/8" NU Box / 7" BTC Pin	0,46	7	2,259
EQUIPO BES INFERIOR						
51	Tubo corto 2 7/8" 6.5# N-80 NU Pin x EUE Pin	2 7/8" NU Pin	2 7/8" EUE Pin	14	2,875	2,441
52	Adaptador 2 7/8" EUE Box x 2 3/8" EUE Pin	2 7/8" EUE Box	2 3/8" EUE Pin	0,43		
53	HEAD BOLT ON DISCHARGE PMP400 RLOY	2 3/8" EUE Box	Flange	0,48	4	1,995
54	DISCHARGE PHOENIX PRESSURE PMP 400 RLOY	Flange	Flange	0,75	4	N/A
55	BOMBA D1150N 179 ETAPAS, 66CR-CT-AFT-INC-ES2-ZZ-RLOY	Flange	Flange	16,21	4	N/A
56	AGH, D5-21-32-ETAPAS 66CR-CT-AFT-INC-ES-ZZ-RLOY	Flange	Flange	6,35	4	N/A
57	INTAKE, ARZ-ZS-RLOY	Flange	Flange	1	4	N/A
58	PROTECTOR SUPERIOR BPBSL-RLOY-AFL-RS-NTB/HL	Flange	Flange	8,17	4	N/A
59	PROTECTOR INFERIOR BPBSL-RLOY-AFL-RS-NTB/HL	Flange	Flange	8,5	4	N/A
60	MOTOR RA -S-RLOY-AS-AFL-NTBMSB, 192HP, 2537V, 48.5AMP	Flange	Flange	28,47	4,56	N/A
61	SENSOR PHOENIX, XT150, TYPE 1	Flange	2 3/8" EUE Pin	1,87	4,5	N/A
62	CENTRALIZER CSG 7" FERR	2 3/8" EUE Box	N/A	2,1	5,5	N/A
63	Capsula de 7" 26# N-80 BTC Box x Pin	7" BTC Box	7" BTC Pin	175,05	7	6,276
64	Adaptador 7" 26# N-80 BTC Box x 2 7/8" 6.5# SEC Pin	7" BTC Box	2 7/8" SEC Pin	1,67	7	2,441
65	Tubería de Producción 2-7/8" 7.8# L-80 SEC Box x Pin	2 7/8" SEC Box	2 7/8" SEC Pin	899	2,875	2,323
66	Adaptador 2 7/8" 6.5# N80 SEC Box x 2 7/8" EUE Pin	2 7/8" SEC Box	2 7/8" EUE Pin	0,8	3,562	2,259

67	Junta de seguridad 2 7/8" 6.5# N-80 EUE Box x Pin (50.000 lbs)	2 7/8" EUE Box	2 7/8" EUE Pin	0,67	3,63	2,323
69	Tubería de producción 2 7/8" 7.8# N-80 SEC Box x Pin	2 7/8" SEC Box	2 7/8" SEC Pin	31,71	2,875	2,323
70	Adaptador 2 7/8" SEC Box x 2 7/8" EUE Pin	2 7/8" SEC Box	2 7/8" EUE Pin	0,82	3,562	2,323
71	Blast Joint 2 7/8" EUE Box x Pin	2 7/8" EUE Box	2 7/8" EUE Pin	60	3,625	2,377
72	Adaptador 2 7/8" EUE Box x 2 7/8" SEC Pin	2 7/8" EUE Box	2 7/8" SEC Pin	0,82	3,562	2,323
73	Tubería de producción 2 7/8" 7.8# N-80 SEC Box x Pin	2 7/8" SEC Box	2 7/8" SEC Pin	31	2,875	2,323
74	Adaptador 2 7/8" 6.5# N80 SEC Box x 2 7/8" EUE Pin	2 7/8" SEC Box	2 7/8" EUE Pin	0,82	2,875	2,323
75	Localizador 2 7/8" 9.3# N-80 EUE Box x 3-1/2" 9.3# NU Pin	2-7/8" EUE Box	3 1/2" NU Pin	0,82	6	2,441
76	Extensión 3 1/2" 9.3# N-80 NU Box x Pin	3 1/2" NU Box	3 1/2" NU Pin	4,55	3,85	2,97
77	Unidad de sellos 3.88" Seal Bore, 3 1/2" 9.3# N-80 NU Box x Pin	3 1/2" NU Box	3 1/2" NU Pin	4	3,85	2,97
78	POP 3 1/2" 9.3# N-80 NU Box-Pin	3 1/2" NU Box	3 1/2" NU Pin	0,65	3,87	2,6
79	Casco de mula autoalineante 3 1/2" 9.3# N-80 NU Box	3 1/2" NU Box	N/A	3	3,86	2,97
80	Mitad Superior Empacadura Recuperable VTA 7" 23-32#	N/A	N/A	2,15	6	3,88
81	Mitad Superior Empacadura Recuperable VTA 7" 23-32#	N/A	4 3/4-8UNS Box	4,45	6	3,88
82	Junta receptora de sellos, Seal Bore ID 3.88", 4 3/4" - 8 UNS Pin x Pin	4 3/4-8UNS Pin	4 3/4-8UNS Pin	9,45		

Fuente: HALLIBURTON
Elaborado por: RAYMI CAMPO

5.2.2 RESUMEN DE UN DIAGRAMA MECÁNICO DE UNA COMPLETACIÓN DUAL CONCENTRICA

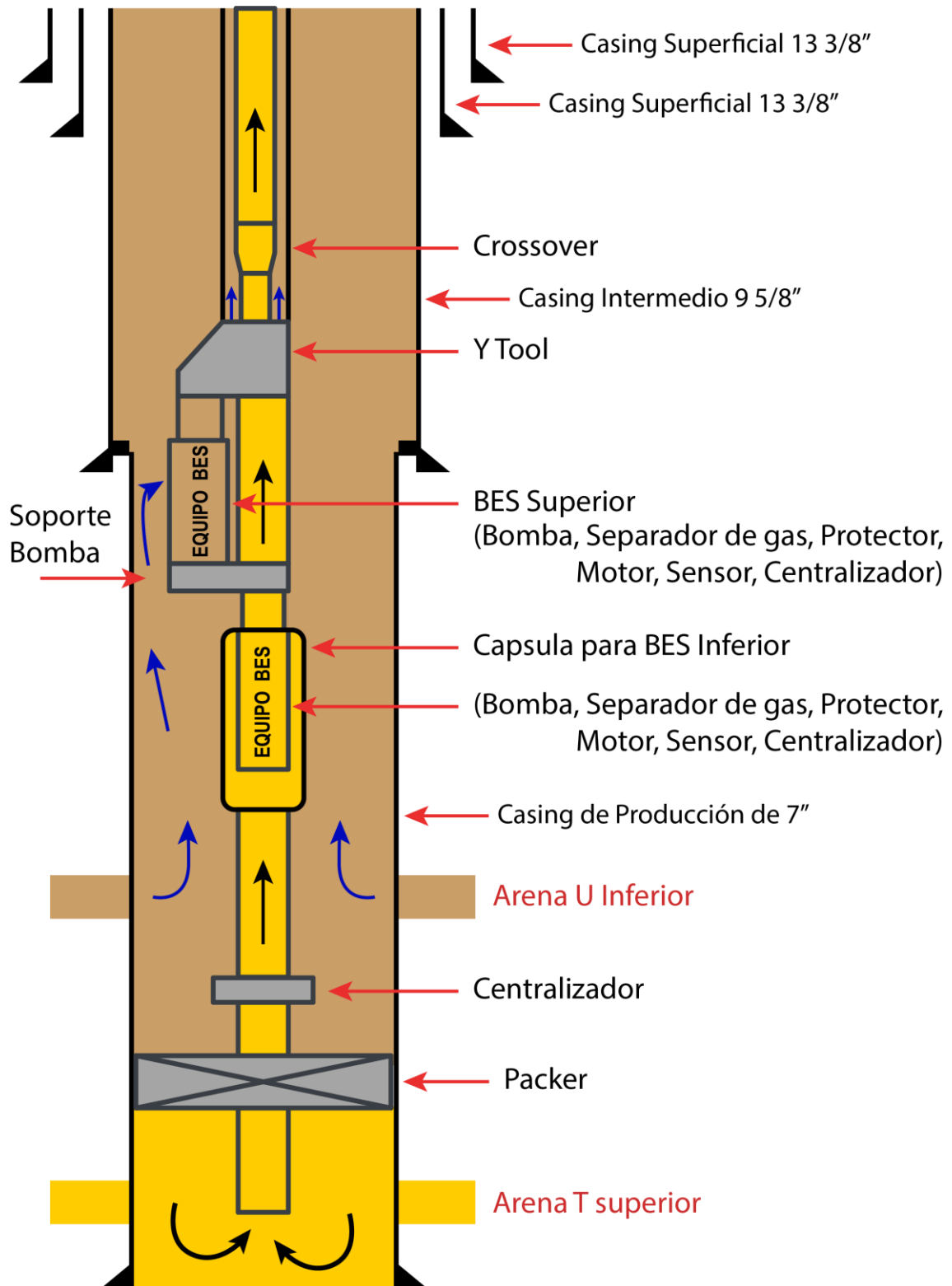


Figura 5.4 DIAGRAMA MECÁNICO
Elaborado por: RAYMI CAMPO

5.2.3 DIAGRAMA MECÁNICO DE UNA COMPLETACIÓN DUAL CONCENTRICA

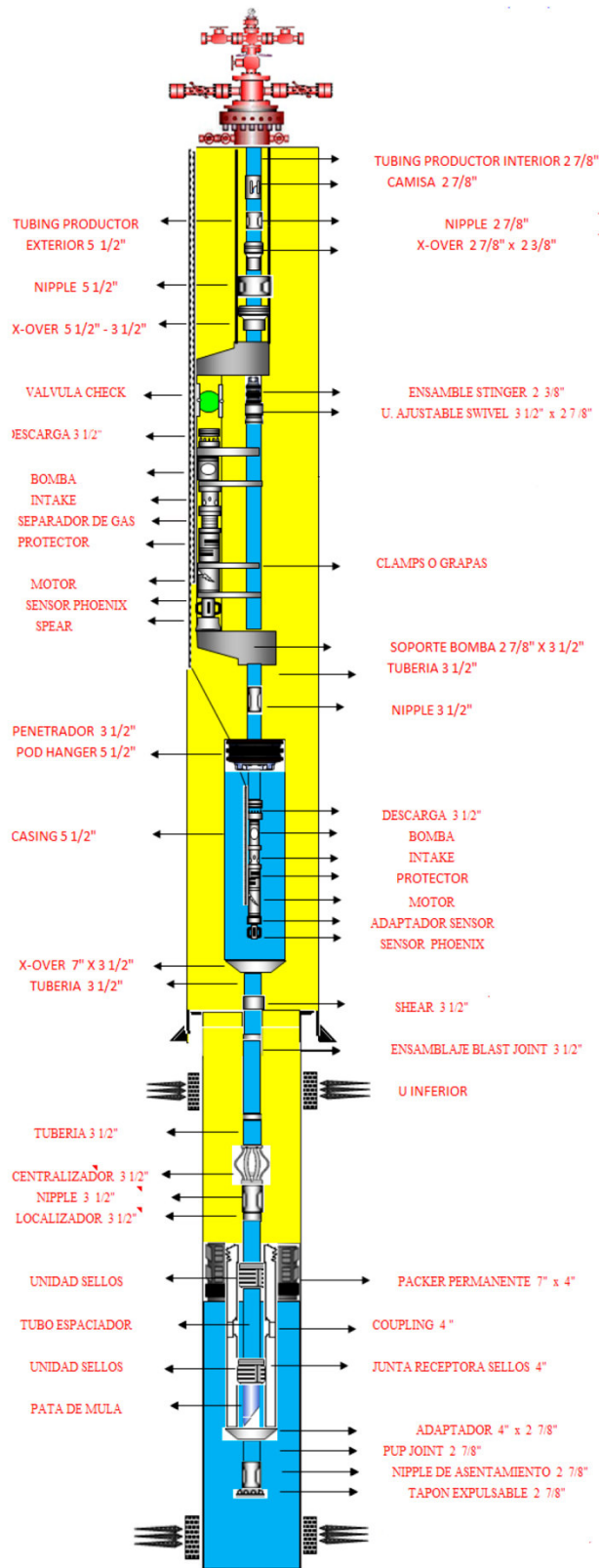


Figura 5.5 DIAGRAMA MECÁNICO
Fuente: ARCH
Elaborado por: RAYMI CAMPO

5.2.3 VENTAJAS DE LA COMPLETACION DUAL CONCÉNTRICA

- Producción simultánea de dos zonas independientes.
- Se puede realizar pruebas de cada zona.
- Permite controlar y monitorear cada una de las zonas productoras del pozo de manera individual.
- Independiente tratamiento de fluidos en las zonas productoras.
- No se requiere medidor de flujo en el fondo.
- No se requiere un control hidráulico para las pruebas.
- No hay flujo por el anular.
- Se puede realizar monitoreo independiente de zonas
- Las presiones de reservorio de cada zona no es un problema.
- Si un equipo BES falla se continúa produciendo con la otra bomba.
- Este es un sistema que puede ser utilizado en pozos que se consideren de baja producción o al margen económico.

5.2.4 DESVENTAJAS DE LA COMPLETACION DUAL CONCÉNTRICA

- Su operación es compleja y tiene un alto costo de mantenimiento.
- Los equipos BES podrían resultar dañado durante la bajada, en especial en pozos direccionales.
- Se requiere mayor tiempo para la instalación
- Se puede producir máximo 2 zonas por pozo
- La completación doble se puede instalar y recuperar solo con taladro de reacondicionamiento, y además es necesario sacar la tubería de producción.
- El diseño de la completación es compleja debido a la presencia de problemas por su gran cantidad de herramientas.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- Si se instalara una completación dual concéntrica en el pozo Singue-B9 permitirá obtener la producción de cada formación, por su diseño de completación, pero a futuro los costos pueden ser más elevados que en una completación inteligente, fenómeno que sucede cuando se necesita hacer un workover por daño de equipo BES, tratamiento químico o limpieza, esto conlleva a sacar toda la completación perdiendo producción de ambas zonas.
- La instalación de la completación inteligente en el pozo Singue B-9, cumplió con las expectativas esperadas, pues finalmente se pudo producir tanto de la Arena U inferior y Arena T Superior y conocer su verdadero potencial.
- Al instalar una completación inteligentes, se tiene un monitoreo en tiempo real del comportamiento del reservorio, obteniendo datos de presión, temperatura y caudal, mediante los sensores de fondo, lo cual permite efectuar análisis adicionales para optimizar la producción diaria de petróleo.
- El pozo considerado para la instalación o para el cambio de una Completación Inteligente o una Completación Dual Concéntrica debe presentar dos o más zonas de producción, debido a que presenta mayor costo y mayor tiempo de instalación en comparación de una completación tradicional.
- Mediante el uso del Software PIPESIM se puede realizar el análisis nodal para un pozo con dos o más zonas de producción, y lo que se logra es simular el incremento de la producción de petróleo y conocer el potencial de cada reservorio en dicho pozo, de la misma manera el Software PIPESIM nos ayudó a determinar que completación es más eficiente a utilizarse en el pozo Singue-B9.

6.2 RECOMENDACIONES

- Relacionar información con pozos vecinos con igual experiencia en el uso de Completaciones Duales Concéntricas e Inteligentes y dependiendo de los resultados obtenidos con las completaciones en esos pozos determinar cuál sería la mejor opción para el implemento de una completación, ya sea Dual Concéntrica o Inteligente para el nuevo pozo.
- Se recomienda realizar el análisis nodal al pozo cada seis meses, para tener un mayor control de la producción de cada arena, y así tomar las mejores decisiones de acuerdo a los resultados obtenidos.
- El análisis nodal se debe considerar un paso importante en cualquier tipo de metodología, ya que se lo puede considerar para: aumentar la producción del pozo, realizar estimulación o inyección en el pozo.
- Para realizar un buen análisis nodal se debe tener la información de datos de buena calidad debido a que los resultados obtenidos en ese estudio dependerán de que tan confiable es el resultado con la realidad que se podría obtener del pozo.
- En el Software PIPESIM se recomienda utilizar una camisa de deslizamiento (Sliding sleeve) en la pestaña de “Downhole equipment” a la altura de la mitad de la perforación de los disparos en la arena superior, para poder validar la información. Esto se lo realiza con el fin de que el Software identifique que tiene un pozo con dos zonas de producción.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agudelo, A. N. (s.f.). *Comportamiento de formaciones productoras (Índice de productividad y curvas de comportamiento de afluencia)*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia.
- Ahmed H. El-Banbi, Robert A. Wattenbarger. (1996). *Analysis of Commingled Tight Gas Reservoirs*. Colorado: Society of Petroleum Engineers.
- Beggs, H. D. (1991). *Production Optimization Using Nodal Analysis*. Oklahoma: Oil & Gas Consultants International INC.
- Bryan Álvarez, Norma Ocapana. (2015). *Optimización del uso del gas asociado para generación de energía en el Campo Singue-Bloque 53 operado por la compañía Gente Oil Ecuador pte. Ltd*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Castillo, E. (2005). *Ánalisis General para la Aplicación de la Completación Inteligente en un Pozo del Oriente Ecuatoriano*. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Espinosa, J. M. (2014). *Daño a la formación en pozos petroleros*. México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Ferrer, F. (1998). *Commingled Production Wells: Experiences in Lake Maracaibo*. Venezuela.
- Galvis, A. (2016). *curvas-iper-produccion*. Colombia.
- Geociencias(B). (2015). *Plan de Desarrollo diciembre 2015 del Bloque Singue*. Quito.
- Geociencias, G. (2015). *Presentación de propuesta técnica para Re-completación del pozo Singue-B9*. Quito.
- Halliburton. (2016). *Downhole Sand Control Components*. Quito.
- Hirschfelt, M. (2009). *Análisis de un sistema de producción y Análisis NODAL*. Argentina.
- Mollo, D. E. (2012). *Pipesim Fundamental - Basic*.
- Patrice Baby, Marco Rivadeniera, Roberto Barragán. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Ecuador: Anne-Marie Brougere.
- PDVSA. (2008). *PIPESIM Básico v-2008 (Manual del Participante)*.

Schlumberger. (2014). *Schlumberger PipeSim V2014.1, Multifase Flow Simulator*.

Schlumberger. (2015). *Intellizone Operations Manual*. Quito.

Silva, C. I. (1991). *Manual De Estimulación Matricial De Pozos Petroleros*. México: Colegio De Ingeniero Petroleros De México.

Velásquez, I. (2014). *Explotación Petrolera En Pozos Fluyentes Y Utilizando Sistemas Artificiales De Producción*. México D.F, Mexico: Universidad Nacional Autónoma De México.

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1 REPORTE DE INSTALACIÓN

Schumberger

Proyecto por: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

Aprobado por: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

Apellido UN: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

Apellido UN: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

Apellido UN: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

Rev. Formato: 01-01-2010/000

Proyecto: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

Rev. de Formato: 01-01-2010/000

DETALLE DE DATOS DE LA INSTALACION

LOGO DE INSTALACION: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

AVANCE: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

REVISION: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

DETALLE DE DATOS DE LA EMPRESA

COMPANY NAME: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

CLIENTE: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

990 DE APLICACION: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

DETALLE DE DATOS DE LA EMPRESA

PRECIO DE FABRICA: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

PRECIO DE EXPORTACION: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

PRECIO DE FRETE: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

DETALLE DE DATOS DE LA EMPRESA

PRECIO DE FABRICA: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

PRECIO DE EXPORTACION: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

PRECIO DE FRETE: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

DETALLE DE DATOS DE LA EMPRESA

PRECIO DE FABRICA: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

PRECIO DE EXPORTACION: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

PRECIO DE FRETE: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

DETALLE DE DATOS DE LA EMPRESA

PRECIO DE FABRICA: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

PRECIO DE EXPORTACION: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

PRECIO DE FRETE: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

DETALLE DE DATOS DE LA EMPRESA

PRECIO DE FABRICA: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

PRECIO DE EXPORTACION: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

PRECIO DE FRETE: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

DETALLE DE DATOS DE LA EMPRESA

PRECIO DE FABRICA: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

PRECIO DE EXPORTACION: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

PRECIO DE FRETE: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

DETALLE DE DATOS DE LA EMPRESA

PRECIO DE FABRICA: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

PRECIO DE EXPORTACION: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

PRECIO DE FRETE: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

DETALLE DE DATOS DE LA EMPRESA

PRECIO DE FABRICA: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

PRECIO DE EXPORTACION: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

PRECIO DE FRETE: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

DETALLE DE DATOS DE LA EMPRESA

PRECIO DE FABRICA: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

PRECIO DE EXPORTACION: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

PRECIO DE FRETE: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

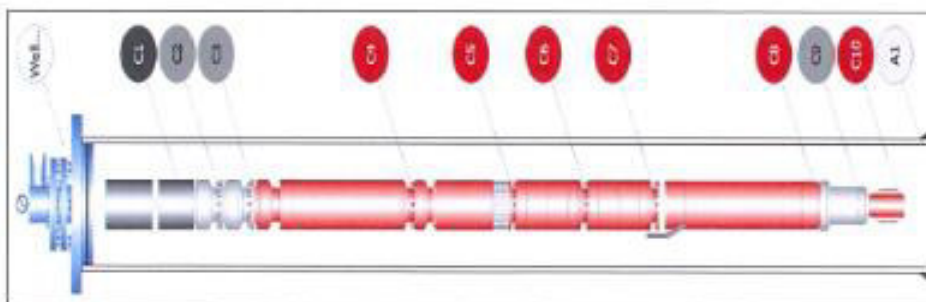
DETALLE DE DATOS DE LA EMPRESA

PRECIO DE FABRICA: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

PRECIO DE EXPORTACION: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

PRECIO DE FRETE: SANDY RIZZO, RICARDO AGUIAR

Preparado por: SANDY MOLINA
Aprobado por: RODRIGO VIDAL



Nota: Diagrama Equipamiento. No representa Escala
Pequeños Detalles de Ingeniería.

Artificial LIIR
DIAGRAMA DE EQUIPO BES

Rev. 3 final
SLB-ATI-RUN-0008
Fecha de Reporte:
26 de diciembre de 2015

#	TIPO CABLE	SN	REEL	PFQ	PT MD	CANT. FT
1	REDONDEADO FLAT, 21 ELB Q3P WT SS	4108739	72-0302	2.0	2000	2583.68
2	REDONDEADO FLAT, 21 ELB Q3P WT SS	4102048	72-0518H	2.4	2000	5483.16
3	-	-	-	-	-	-
4	MS. HELIX MOLDON-400(S). G. PH	143932201	-	-	-	150 FT
TOTAL CABLE RESERVO LOCACION						7.96 FT

INFORMACION GENERAL

CLIENTE	CENITE OIL
CAMPO	SINGUE
POZOS	SINGLE BPP
SIS	TUSCANY TEE
COMPANY MAIL	ING. XAVIER JACOME

ITEM	SN	SERIE	PN	OD (IN)	LONGITUD (FT)	CONDICION SUPERIOR	CONDICION INFERIOR
C2	-	400	1291772	3.50	0.58 FT	3.107 ELF	Nueva
C3	-	400	10014631	4.00	0.75 FT	FLANGE	Nueva
C4	37940008	400	19324311	4.00	20.40 FT	FLANGE	Nueva
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
C5	409400074	400	19040193	4.00	3.32 FT	FLANGE	Reparada
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
C6	379400148	400	19129833	4.00	8.03 FT	FLANGE	Reparada
C7	379400147	400	19129831	4.56	8.03 FT	FLANGE	Reparada
C8	129320415	400	19040725	4.56	18.30 FT	FLANGE	Reparada
-	-	-	-	-	-	-	-
C9	5113001404005	400	10065047	4.50	1.87 FT	FLANGE	Reparada
C10	-	3	0670526	0.52	2.10 FT	-	Nueva
-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL BES						73.41 FT	-

INFORMACION ESPECIFICA

CONDICION	B	MO
-	X	-
-	X	-
-	X	-
-	X	-

TOTAL DE FLAT CABLE (MIL): -

El peso es cercano?
Se incluye agua de perforación en el peso cuando las operaciones actuales de desarrollo/completado del pozo?
Se incluye agua de limpieza previa a la instalación del equipo BS?
Si el peso total incluye, esto fue basado cuando las operaciones actuales de desarrollo/completado del pozo?

COMENTARIOS:
SE CHEQUEA EQUIPO EN LA LOCALIZACION OK.
Punto de Inyección de la química: Cap. 38" Desde el Controlador.

Revisado por:
RS FRANCISCO ZAMBRANO
INGENIERO EN MAQUINARIA
ESPECIALISTA DE CARGA

ING. XAVIER JACOME
NOMBRE
Representante de cliente

Anexo 2 DISEÑO DEL EQUIPO

Detail Report		Schlumberger	
Company:	Gente Oil	Project:	ESP Design SINGUE
Engineer:		Date:	

General Information

Contact Details

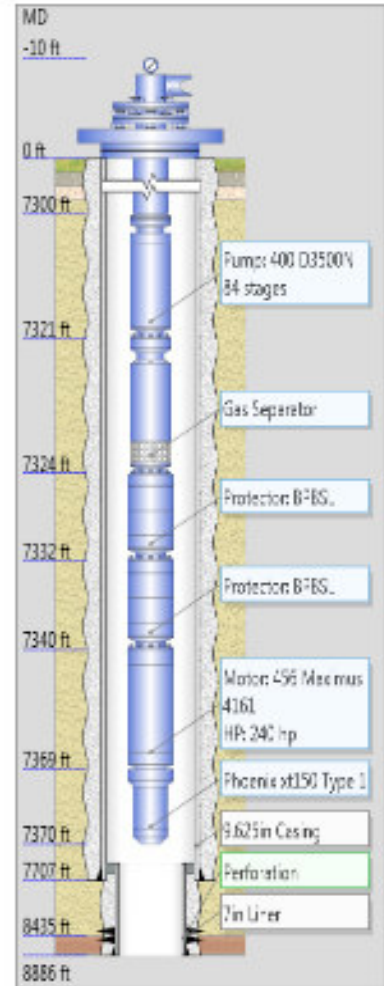
Project	ESP Design SINGUE - B9 INTELLIZONE
Prepared by	ALS TEAM
Date	11/19/2015 12:00:00 AM
Corporate Customer	Gente Oil
Country	ECUADOR
Location	Oriente
Field & Lease	Singue
Well Name	Singue-B9
API Well Reg. #	ARENA U INFERIOR API 23.1 ARENA T SUPERIOR API 28
Company Engineer	Alex Saraguro
Contact Address	AV 12 DE OCTUBRE N24-563 Y FRANCISCO SALAZAR
E-Mail	anunaz@slb.com

Comment

DETALLE EQUIPO BES

EQUIPO DE FONDO:

01 EA PUMP D3500N CR-CT 84 STG SERIE 400
 01 EA INTAKE VGSA D20-60 SERIE 400
 01 EA PROTECTOR MAXIMUS, BPBSL-S/LT SERIE 400
 01 EA PROTECTOR MAXIMUS, BPBSL-UT SERIE 400
 01 EA MOTOR MAXIMUS 240HP 2675V/56.7A SERIE 456
 01 EA SENSOR XT150TYPE1,VITON/HSNAS, 13CR
 7500 FT CABLE No. 4 AWG/1 CAPILAR



Wellbore Information

Casing/Liner	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	OD (in)	ID (in)	Roughness (in)
7	0	7707	9.625	8.681	0.00065
7	7527	8886	7	6.276	0.00065

Note: All Depths are in MD.

Tubing	Bottom MD (ft)	OD (in)	ID (in)	Roughness (in)	Flow Type
7	7300.4	3.5	2.992	0.00065	TUBULAR

Depth

Perforations: 8435 ft

Company:	Genta Oil	Project:	ESP Design SINGUE
Engineer:		Date:	

Temperature

Wellhead:	100	°F
Reservoir:	205	°F

Fluid Correlations

Dead Oil Viscosity	Kartoatmodjo
Saturated Oil Viscosity	Kartoatmodjo
Undersaturated Oil Viscosity	Kartoatmodjo
Gas Viscosity	Lee et al.
Water Viscosity	Van Wingen Chart
Oil FVF above Bubble Point	Vasquez & Beggs
Oil FVF below Bubble Point	Standing
Solution GOR/Bubble Point	Kartoatmodjo
Oil Compressibility	Vasquez & Beggs
Gas Z Factor	Standing

Fluid Data

Oil Specific Gravity	24.4	°API
Gas Specific Gravity	1.63	
Water Salinity	12300	ppm
GOR	240	SCF/STB
Bubble Point Pressure	Not Calculated	
Bubble Point	550	psig
Water Cut	45	%
Reservoir Temperature	205	°F

Inflow

Performance method	PI	
Productivity Index	4	STB/d/psi
Static Bottom Hole Pressure	2881	psig
Static Casing Pressure		
Measured Flowrate	635.2	STB/d
Measured Bottom Hole Pressure	1516	psig
Measured Casing Pressure		
Reservoir Temperature	205	°F
AOF	11728.89	bb/d

Desired Operating Conditions

Calculate	PIP	
Flowrate	1700	STB/d
Pump Depth	7324.2	ft
Intake Pressure	2120.2	psig
Pump Intake Fluid Level	1420.65	ft
Pump Intake Fluid Over Pump	5903.55	ft
Frequency	43	Hz
Casing Pressure	10	psig
Surface Pressure	150	psig
Total Dynamic Head (TDH)	1683.57	ft
Intake Gas Volume Fraction	0.12	%

Theoretical Pump Performance

	Intake		Discharge	
Pressure	2262.6	psig	2766	psig
Oil Rate	693	bb/d	692.59	bb/d
Gas Rate through Pump	1.43	bb/d	1.29	bb/d
Free Gas	0.12	%	0.11	%
Water Rate	518.6	bb/d	517.75	bb/d

Company:	Genta Oil	Project:	ESP Design SINGUE
Engineer:		Date:	

Total Liquid Rate	1211.6	bb/d	1210.35	bb/d
Specific Gravity of Liquid	0.91		0.91	
Specific Gravity of Mixture	0.9		0.91	
Mixture Viscosity, cST	2.92		3.01	
Mixture Viscosity, SSU	36.01		36.25	
Solution GOR	119.13	SCF/STB	119.13	SCF/STB
Solution GWR	0	SCF/STB	0	SCF/STB
Liquid FVF	1.08		1.08	

Total Surface Liquid Rate: 1123.9 STB/d

Gas Separation

Gas Separator: VGSA D20-60, 400/400

Liquid Rate	1833.32	bb/d
Natural Gas Separation	35.46	%
Separator Efficiency	96.75	%
Total Separation Efficiency	96.75	%
Gas Rate before Separation	107.93	bb/d
Total Rate before Separation	1941.25	bb/d
Gas Rate after Separation	2.26	bb/d
Total Rate after Separation	1835.58	bb/d
Gas Volume Fraction at Pump	5.56	%
Intake Gas Volume Fraction	0.12	%

Pump Information

Device Information	REDA 400 D3500N		
Stages	84		
Staging Configuration	CF-CT	Staging Type	ES

Housing Data

Housing #	Housing Type	Length (ft)	# of Stages
1	ES	20.6	84
Total		20.6	84
Blank Stages Input			0
Net Stages in Pump			84

Motor Information

Device Information: REDA 456 Maximus 4161 (100% Rating Factor)

Motor Slip Adjustment: Yes

Nameplate: 60 Hz

Power	240	hp	Voltage	2675.8	Volts
Amperage	58.7	Amps	Power @ Design Frequency	172	hp

Operating Condition

Motor Load	27	hp	Motor Speed	2420.8	RPM
Efficiency	67.87	%	Fluid Velocity	0.25	ft/s
Power Factor	16.36	%	Voltage	1917.6	Volts
Amperage	44.3	Amps	Load Factor	15.71	%
Total Stages	84		Slip Stages	0	
Total Dynamic Head (TDH)	1282.48	ft	Surface Rate (O+W)	1123.9	STB/d
Avg. Pump Rate (O+G+W)	1212.32	bb/d	Pump Intake Pressure	2262.6	psig
Required Power @ Nameplate	37.7	hp			
Frequency					
Bottom Pump Efficiency	41.74	%			
Pump Speed	2420.8	RPM			

Protector

Thrust Bearing Type	400 Maximus HL	Oil Type	REDA OIL #5
---------------------	----------------	----------	-------------

Company: Genta Oil	Project: ESP Design SINGUE
Engineer:	Date:

Number of Seals *6*
 Configuration *BPBSL BPBSL*
 Number of Chambers *6*
 Components *TANDEM*

Sensor

Device Information *Phoenix xt150 Type 1*

Step Down Transformer

Device Information	<i>3-Phase PhaseShift None</i>		
Manufacturer	<i>SWE</i>	Description	<i>FACT III, OISC</i>
Frequency	<i>60 Hz</i>	KVA	<i>400</i>
Primary Delta	<i>480 Volts</i>	Secondary Min.	<i>480 Volts</i>
Secondary Max.	<i>0 Volts</i>		

VSD

Device Information	<i>NEMA-3/R Enclosure</i>		
Manufacturer	<i>SCHLUMBERGER</i>	Type	<i>SpeedStar SWD</i>
Pulse	<i>12</i>	Nameplate Output Current	<i>469 Amps</i>
KVA Rating @480V 60HZ	<i>390</i>	KVA Rating @380V 50Hz	<i>309</i>
Actual KVA	<i>378.3</i>	Current @ Run Frequency	<i>454.9 Amps</i>
Base Frequency	<i>43 Hz</i>	Run Frequency	<i>43 Hz</i>

Step Up Transformer

Device Information	<i>3-Phase VSDRated StepUp</i>		
Manufacturer	<i>SWE</i>	Description	<i>FACT III, OISC</i>
Frequency	<i>50 Hz</i>	KVA	<i>300</i>
Primary Delta	<i>380 Volts</i>	Secondary Min.	<i>1100 Volts</i>
Secondary Max.	<i>3811 Volts</i>		

Cable

Cable: REDA REDALEAD ELB FLAT Solid

Specifications

Conductor Size, AWG	<i>4</i>	KV	<i>4</i>
Temperature Rating	<i>450 °F</i>	Length	<i>7424.2 ft</i>

Operating Condition

Conductor Temperature	<i>215.06 °F</i>	Voltage Drop	<i>169.3 Volts</i>
KVA	<i>160</i>	Surface Voltage	<i>2086.9 Volts</i>
Max Ampacity	<i>146.4 Amps</i>	Startup Ratio	<i>62.34</i>

Required Surface Voltage: 2086.9 Volts

Anexo 3 DIAGRAMA DEL POZO SINGUE-B9

Compañía: GENTE OIL Pozo: SINGUE B9 Campo: SINGUE Equipo: TUSCANY 102		Equipo: TUSCANY 102 Campo: SINGUE Ubicación: PSAD56 / UTM zone 18S, Meters Pozo: SINGUE B9 Compañía: GENTE OIL	
		Ubicación: PSAD56 / UTM zone 18S, Meters N: 10017637.273 m E: 357627.238 m Elev.: B.V. N.T. 821.52 ft M.R. 853.32 ft	
Fecha de Registro: 30-Nov-2015 Numero de Corrida: 01: CORRELACION TCP Profundidad de Perforador: 889.000 ft Profundidad de Schlumberger: 889.000 ft Lectura Inferior: 826.000 ft Lectura Superior: 793.000 ft Tipo de Fluido de Tuberia: Agua Salinidad: Densidad: 8.4 lbm/gal Nivel de Fluido: 344.000 ft Barrena/Tuberia/Aparejo: Tamaño de Barrena: 8.50 in Desde: 771.000 ft Hasta: 889.000 ft Tuberia/Aparejo Tamaño: 7 in Peso: 26 lbw/ft Grado: N80 Desde: 752.700 ft Hasta: 879.300 ft Máxima Temperatura Registrada: Registro en Fondo: 01-Dec-2015 01:49:00 No. Unidad: ULTRAC 7063 SAM/ECG/ECLA Registrado Por: Damian Barreto Revisado Por: Ing. Xavier Jacome		Referencia Permanente: PSAD56 / UTM zone 18S, Meters Registro Medido Desde: Mesa Rotaria Perforación Medida Desde: Mesa Rotaria Provincia: SUCUMBIOS Desviación Máxima: 30.98 deg Nivel del Terreno: Elev.: 821.52 ft Mesa Rotaria: 31.80 ft Sobre Dato Perma: Longitud: 76° 46' 45.536" W Latitud: 0° 9' 34.301" N	

Schlumberger

Responsabilidad Legal

LA UTILIZACION Y CONFIANZA EN LOS DATOS AQUI GRABADOS POR PARTE DE LA NOMBRADA COMPAÑIA (Y POR CUALQUIERA DE SUS SUBSIDIARIAS, AFILIADAS, REPRESENTANTES, AGENTES, CONSULTORES Y EMPLEADOS) ESTA SUJETA A LOS TERMINOS Y CONDICIONES ACORDADOS ENTRE SCHLUMBERGER Y LA COMPAÑIA, INCLUYENDO: (a) RESTRICCIONES EN EL USO DE LOS DATOS GRABADOS, (b) LIMITACIONES DE RESPONSABILIDAD Y REVOCACION DE GARANTIAS EN RELACION A LA UTILIZACION Y CONFIANZA EN LOS DATOS GRABADOS POR PARTE DE LA COMPAÑIA, Y (c) LA SOLA Y TOTAL RESPONSABILIDAD DEL CLIENTE POR CUALQUIER INTERPRETACION HECHA O DECISION BASADA EN EL USO DE ESTOS DATOS.

Contenido

1. Encabezado
2. Responsabilidad Legal
3. Contenido
4. Diagrama del Pozo
5. Tamaño Agujero/Tuberia/Aparejo
6. Resumen Operacional
7. Fluido de Perforación
8. Comentarios y Listado de Herramientas
9. Resumen de Profundidad
10. 01: CORRELACION TCP SEGUNDA CORRIDA DESPUES DE ASENTAR EL PACKER
 - 10.1 Resumen de Integración
 - 10.2 Versión de Software
 - 10.3 Resumen de componentes
 - 10.4 Registro (UPCT Correlation)
 - 10.5 Listado de Parámetros
11. 01: CORRELACION TCP PRIMERA CORRIDA

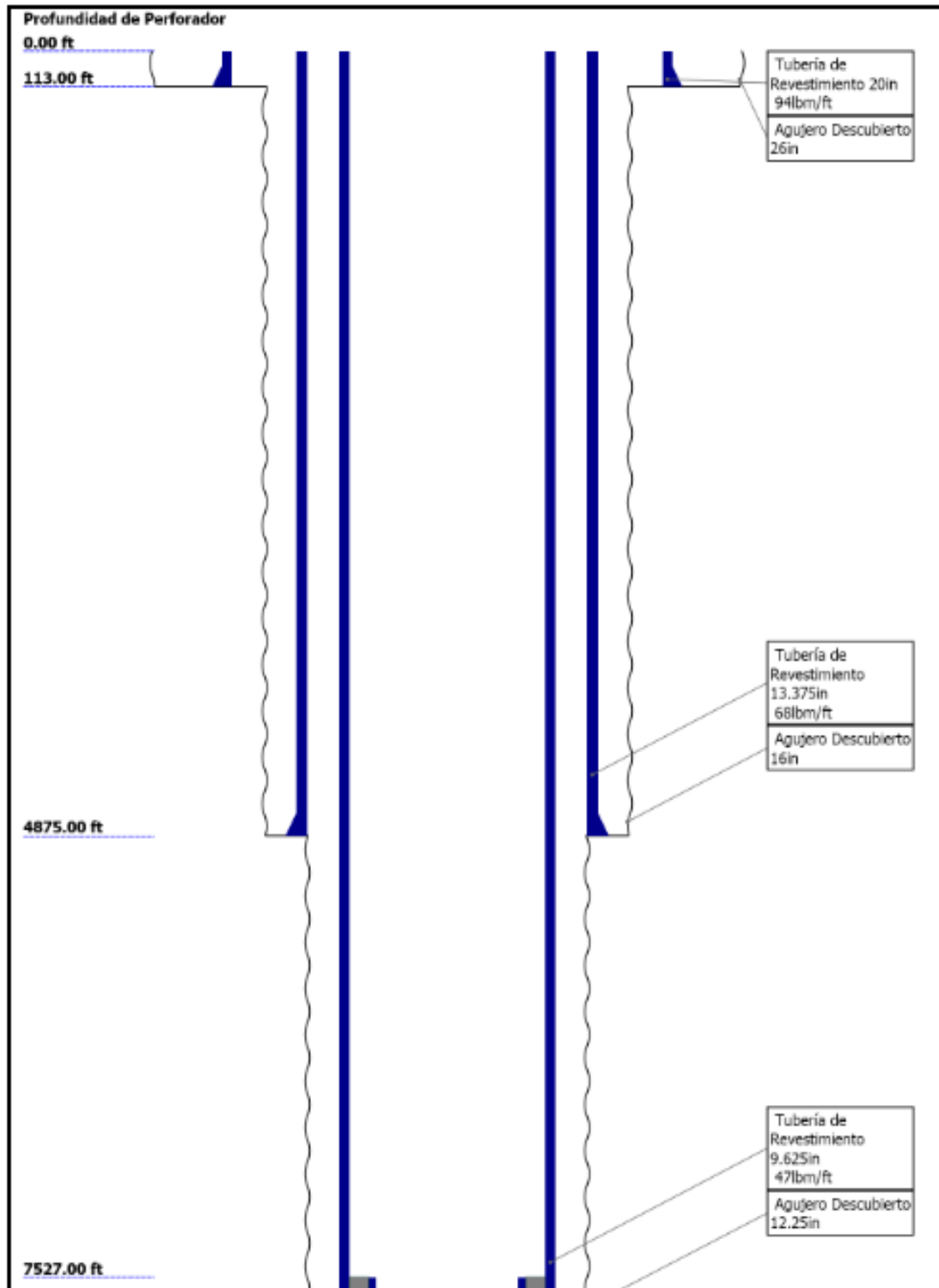
- ANTES DE ASENTAR EL PACKER
- 12.1 Resumen de Integración
 - 12.2 Versión de Software
 - 12.3 Resumen de componentes
 - 12.4 Registro (UPCT Correlation)
 - 12.5 Listado de Parámetros
13. Final del Encabezado

DESPUES DE ASENTAR EL PACKER

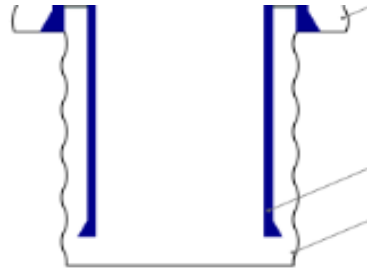
- 11.1 Resumen de Integración
- 11.2 Versión de Software
- 11.3 Resumen de componentes
- 11.4 Registro (UPCT Correlation)
- 11.5 Listado de Parámetros

12. 01: CORRELACION TCP PRIMERA CORRIDA

Diagrama del Pozo



7710.00 ft
 8806.00 ft
 8890.00 ft



Tubería de Revestimiento 7in 26lbm/ft
 Agujero Descubierta 8.5in

Tamaño Agujero/Tubería/Aparejo

Barrena						
Tamaño de Barrena (in)	26	16	12.25	8.5		
Cima del Perforador (ft)	0	113	4875	7710		
Cima Registrada (ft)	0	113	4875	7710		
Fondo del Perforador (ft)	113	4875	7710	8890		
Fondo Registrado (ft)	113	4875	7710	8890		
Tubería de Revestimiento						
Tamaño (in)	20	13.375	9.625	7		
Peso (lbm/ft)	94	68	47	26		
Diámetro Interno (in)	19.124	12.415	8.681	6.276		
Grado	J55	K55	L80	N80		
Cima del Perforador (ft)	0	0	0	7527		
Cima Registrada (ft)	0	0	0	7527		
Fondo del Perforador (ft)	113	4875	7710	8806		
Fondo Registrado (ft)	113	4875	7710	8793		