

**ANÁLISIS Y RECOMENDACIONES PARA LA CONSTRUCCION DE
FACILIDADES DE SUPERFICIE, CAMPO NBM.**

FERNANDO ANTONIO CASTILLO ERASO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2016**

**ANÁLISIS Y RECOMENDACIONES PARA LA CONSTRUCCION DE
FACILIDADES DE SUPERFICIE, CAMPO NBM.**

FERNANDO ANTONIO CASTILLO ERASO

**Trabajo de Grado para optar al Título de Especialista en Producción de
Hidrocarburos**

DIRECTOR:

SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

Ingeniero de Petróleos

Coordinador Posgrado Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2016

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. ESTADO DEL ARTE SEPARADORES PARA LA INDUSTRIA DEL PETROLEO	17
1.1. PRINCIPIOS DE SEPARACION	18
1.1.1. MOMENTUM (CANTIDAD DE MOVIMIENTO)	18
1.1.2. FUERZA DE GRAVEDAD	18
1.1.3. COALESCENCIA	20
1.2. PROCESO DE SEPARACION	20
1.2.1. SEPARACIÓN PRIMARIA.....	21
1.2.2. SEPARACIÓN SECUNDARIA	21
1.2.3. SEPARACIÓN POR COALESCENCIA	21
1.3. CONSIDERACIONES DE CÁLCULO.....	22
1.3.1. VELOCIDAD CRÍTICA	22
1.3.2. FLUJO NORMAL DE VAPOR	23
1.3.3. EFICIENCIA DE SEPARACIÓN	23
2. CRITERIOS DE DISEÑO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA EL CAMPO NBM.....	24
2.1. MARCO DE REFERENCIA.....	24
2.1.1. SIMULADOR HYSYS V8.8.....	25
2.2. INGENIERIA CONCEPTUAL Y DE CAMPO.....	26
2.2.1. PRODUCCIÓN & FLUIDOS- BULK DEL CRUDO	26
2.3. GENERALIDADES	26
2.4. ANTECEDENTES	27
3. DESCRIPCIÓN Y SIMULACIÓN POZO NA-1.....	29

3.1.	ESTADO MECANICO	29
3.2.	PROCESO DE OPERACIÓN CON FACILIDADES EXISTENTES	30
3.3.	CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS DESCRITOS.....	31
3.3.1.	DISEÑO SEPARADOR NA-1	35
3.4.	DISEÑO DE CONFIGURACION NOZZLE-THROAT, PRESION Y CAUDAL DE TRABAJO.....	36
3.5.	DISEÑO DE FACILIDADES NA, HYSYS V.8.....	37
3.6.	PERFIL DE PRESION, HYSYS V.8	38
3.7.	ANÁLISIS DE RESULTADOS Y RECOMENDACIONES.....	39
3.7.1.	CONSTRUCCIÓN DE FACILIDADES NANCY 1	39
4.	DESCRIPCIÓN Y SIMULACIÓN POZO BU-5.....	44
4.1.	ESTADO MECANICO ACTUAL DEL POZO	44
4.2.	ANTECEDENTES	45
4.3.	IPR, SELECCIÓN NOZZLE-THROAT	47
4.4.	SELECCIÓN DE SEPARADOR	47
4.5.	LÍNEA DE FLUJO: BU-5 – BU-1 UBICADA A (1,5 Km).....	48
4.6.	DISEÑO LÍNEA DE FLUJO, HYSYS V.8.....	49
4.6.1.	PERFIL DE ELEVACIÓN DE LÍNEA DE FLUJO	50
4.6.2.	PERFIL DE PRESIÓN LÍNEA DE FLUJO	51
4.7.	UBICACIÓN DE FACILIDADES PARA RECIBO- FLUIDO BU-5	51
4.8.	EQUIPOS Y FACILIDADES NECESARIOS	52
4.9.	PROCESO	53
4.10.	ANÁLISIS DE RESULTADOS Y RECOMENDACIONES.....	54
4.10.1.	CONSTRUCCIÓN DE FACILIDADES BU-5.....	54
5.	DESCRIPCIÓN Y SIMULACIÓN POZO BU- 4.....	57
5.1.	ESTADO MECANICO ACTUAL DEL POZO	57
5.2.	HISTORICO DEL POZO	58
5.3.	MODELO GEOLOGICO	58
5.4.	RECOMENDACIÓN	62

6.	DESCRIPCIÓN DEL POZO BU-2	63
6.1.	HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN.....	63
6.2.	RECOMENDACIÓN	64
7.	CONCLUSIONES.....	65
	BIBLIOGRAFIA	66

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema General Separador Trifásico. (Fuente API SPC 12-J, Specification for Oil and Gas Separators)	25
Figura 2. Reporte De Completamiento Con Pfh Packer 5" Hydraulico. (Tomada Del Sistema De Reporte)	29
Figura 3. Proceso De Deshidratación Estación NA.....	31
Figura 4. Curva IPR	36
Figura 5. simulación HYSYS, P y T° entrada al separador.	37
Figura 6. Simulación HYSYS, presión de cabeza de pozo – entrada del separador	38
Figura 7. BHA selectivo WH6.....	44
Figura 8, IPR, pozo BU-5.....	47
Figura 9. Simulación HYSYS, línea de flujo.....	50
Figura 10. Perfil De Elevación, Obtenido De HYSYS.	50
Figura 11. Perfil De Presión, Obtenido Con Software HYSYS.....	51
Figura 12. Locación BU-1, (realizado con topografía actualizada).....	52
Figura 13. Estado mecánico actual del pozo BU-4	57
Figura 14. Mapa Estructural En Profundidad Al Tope De La Arenisca U	59
Figura 15. Sección de correlación entre los pozos BU-1, 2 y 4	60
Figura 16. Mapa Estructural en Profundidad al Tope de la Arenisca N	62

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Tiempos De Retención Recomendados. (Tomada y modificada de variables de producción y diseño general separador trifásico)	24
Tabla 2. Condición Actual De Operación (Tomada Y Modificada De Reporte Diario De Producción Campo Na Y Bu, Julio 2014-Febrero. 2015)	26
Tabla 3. Especificaciones Separador de Producción (Tomada y Modificada de UNIÓN TEMPORAL, Listado de Equipos Mecánicos Estación NA, Visita de Campo)	32
Tabla 4. Especificaciones Tanques de Almacenamiento de Crudo (Tomada y Modificada de UNIÓN TEMPORAL, Listado de Equipos Mecánicos Estación NA, Visita de Campo)	32
Tabla 5. Especificaciones Tanque de Lavado (Tomada y Modificada de UNIÓN TEMPORAL, Listado de Equipos Mecánicos Estación NA, Visita de Campo)	33
Tabla 6. Especificaciones Generador Cummins (Tomada y Modificada de UNIÓN TEMPORAL, Listado de Equipos Mecánicos Estación NA, Visita de Campo)	33
Tabla 7. Especificaciones Bomba de Inyección (Tomada y Modificada de UNIÓN TEMPORAL, Listado de Equipos Mecánicos Estación NA, Visita de Campo)	33
Tabla 8. Especificaciones Compresor de Aire (Tomada y Modificada de UNIÓN TEMPORAL, Listado de Equipos Mecánicos Estación NA, Visita de Campo)	34
Tabla 9. Especificaciones Bomba Contra Incendios (Tomada y Modificada de UNIÓN TEMPORAL, Listado de Equipos Mecánicos Estación NA, Visita de Campo)	34
Tabla 10. Especificaciones Variador de Velocidad (Tomada y Modificada de UNIÓN TEMPORAL, Listado de Equipos Mecánicos Estación NA, Visita de Campo)	34

Tabla 11. Datos de entrada para el proceso de iteración. (Tomada Y Modificada API SPC 12-J, Specification for Oil and Gas Separators, 7 th Edition)	35
Tabla 12. Resultados para la selección del separador.	35
Tabla 13. Datos de entrada para simulación HYSYS V.8	37
Tabla 14. Datos Comparativos.....	39
Tabla 15. Comparacion Entre El Diseño Calculado Y El Existente	39
Tabla 16. Datos de entrada proceso de iteración	47
Tabla 17. Resultados obtenidos luego de la iteración.....	48
Tabla 18. Datos De Entrada Diseño Líneas De Flujo	49
Tabla 19. Equipos Necesarios Para Facilidades De Superficie.	52
Tabla 20. Intervalos De Perforación.....	64

GLOSARIO

DESGACIFICAR: Extraer un gas de un recinto cerrado o de una sustancia.

SIMULADOR: Aparato o software que reproduce el comportamiento de un sistema en determinadas condiciones, aplicado generalmente para el entrenamiento de personal u obtener el comportamiento de una operación o proceso determinado.

ARENISCA: Roca sedimentaria formada por arena de cuarzo cuyos granos están unidos por un cemento silíceo, arcilloso, calizo o ferruginoso que le comunica mayor o menor dureza.

FACILIDADES: condiciones especiales que permiten lograr algo o alcanzar un fin con menor esfuerzo.

EMULSIÓN: Una emulsión es una mezcla de dos líquidos inmiscibles de manera más o menos homogénea. Un líquido (la fase dispersa) es dispersado en otro (la fase continua o fase dispersante). Muchas emulsiones son de aceite/agua.

CROMATOGRAFÍA: Es un conjunto de técnicas basadas en el principio de retención selectiva, cuyo objetivo es separar los distintos componentes de una mezcla, permitiendo identificar y determinar las cantidades de dichos componentes.

LUTITAS: La lutitas es una roca sedimentaria detrítica o clástica de textura pelítica, variopinta; es decir, integrada por detritos clásticos constituidos por partículas de los tamaños de la arcilla y del limo.

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS Y RECOMENDACIONES PARA LA CONSTRUCCION DE FACILIDADES DE SUPERFICIE, CAMPO NBM¹

AUTOR: FERNANDO ANTONIO CASTILLO ERASO**

PALABRAS CLAVES: ANALISIS, CONSTRUCCION, FACILIDADES, CAMPO NBM.

DESCRIPCIÓN:

Las operaciones de producción de los campos petroleros requieren una serie de equipos o facilidades que permitan garantizar tanto la efectividad del proceso, como el cumplimiento en los tiempos de entrega de los productos.

Dentro de las facilidades requeridas para la operación están: separadores, calentadores, intercambiadores de calor, tanques de lavado y almacenamiento, líneas de tubería, válvulas y equipos de control. Las condiciones operativas de los campos varían con el pasar de los años; condiciones como los cambios en las presiones, temperaturas, caudales de producción entre otros afectan directa o indirectamente a los equipos y por ende la producción.

En el caso del campo N-B-M muchos factores operacionales influenciaron para disminuir la producción del campo lo que ocasionó el cierre de operaciones; con el cálculo y distribución de nuevas facilidades lo que se busca es permitir que el campo sea rentable; es decir, que se aumente su producción y se garantice la efectividad de los procesos. Es de tener en cuenta que las condiciones de operación del campo cambiaron lo que hace que los sistemas de separación existentes sean ineficientes ya que los tiempos de residencia son altos y la separación no es

¹Monografía.

^{**}Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Msc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

óptima con el cálculo de los nuevos sistemas de separación los tiempos de residencia disminuyen y la separación se rige por las nuevas condiciones tanto operacionales como de producción.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS AND RECOMMENDATIONS FOR CONSTRUCTION SURFACE FACILITIES, FIELD NBM*

AUTHOR: FERNANDO ANTONIO CASTILLO ERASO**

KEYWORDS: ANALYSIS, CONSTRUCTION, FACILITIES, FIELD NBM.

DESCRIPTION:

The Production operations of oil fields require a series of equipment or facilities to guarantee both the effectiveness of the process and compliance in delivery times of products.

Inside the facilities required for the operation they are: separators, heaters, heat exchangers, washing and storage tanks, pipelines, valves and control equipment. The operating conditions of the fields vary with the passing of the years; conditions such as changes in pressure, temperature, among affect others directly or indirectly the teams and therefore production.

In the case of M-B-N field many operational factors influenced to decrease the production of the field which took him to the closure of operations; the calculation and distribution of new facilities what is sought is to allow the field to be profitable, meaning that its production is increased and the effectiveness of the processes is guaranteed. With new designs and calculations and compared with field reports, such production and improve the effectiveness of the processes it is guaranteed. The operating conditions of the field changed making systems existing separation are inefficient because the residence times are high and the separation is not optimal with the calculation of new separation systems residence times decrease and separation governed by both the new operating conditions and production.

* Monograph

** Faculty of physical- Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Msc.Samuel Fernando Muñoz Navarro.

INTRODUCCIÓN

El crudo que se produce en los campos petrolíferos debe cumplir con unas condiciones de limpieza o pureza para ser entregado libre de sedimentos y agua, para lograr esta limpieza el crudo debe ser deshidratado y tratado. Para lograr este objetivo se disponen de estaciones de flujo; el objetivo de estas estaciones es separar las fases de la mezcla a las presiones óptimas y obtener los tres componentes básicos: petróleo, gas y agua. Con el fin de optimizar el proceso de comercialización de los productos de interés petróleo y gas.

COMPONENTES BÁSICOS EN UNA ESTACIÓN DE FLUJO

Las estaciones de flujo deben contar con una serie de equipos mínimos para su operación entre ellos están:

- ✓ Múltiples o recolectores de entrada: Son arreglos mecánicos de tuberías y válvulas que consisten generalmente en varios tubos colocados en posición horizontal, paralelos uno con respecto al otro y conectados a cada una de las líneas de flujo. Su función es recolectar la producción de los pozos que llegan a las estaciones de flujo y distribuirla hacia los diferentes procesos del sistema.
- ✓ Líneas de flujo: Se denomina línea de flujo a la tubería que se conecta desde el cabezal de un pozo hasta el múltiple de producción de su correspondiente estación de flujo. Las líneas de flujo son aquellos sistemas de manejo que transportan el flujo en forma bifásica, desde los pozos hasta un punto de convergencia denominado múltiple. Cada múltiple está conformado por secciones tubulares, cuya capacidad y tamaño dependen del número de secciones tubulares.

Son fabricados en diferentes diámetros, series y rangos de trabajo y se seleccionan según el potencial de producción y presiones de flujo del sistema.

- ✓ Separadores de petróleo y gas: El término "separador de petróleo y gas" en la terminología del argot petrolero es designado a un recipiente presurizado que es utilizado para separar los fluidos producidos de pozos de petróleo y gas en componentes líquidos y gaseosos.
- ✓ Calentadores y/o calderas: equipos utilizados para elevar la temperatura del crudo con el fin de facilitar la separación o transporte, generalmente este tipo de equipos funciona con el gas producido durante los procesos de producción.
- ✓ Tanques: Son aquellos equipos mecánicos (recipientes), sometidos a una presión cercana a la atmosférica que reciben un fluido multi-fásico y son utilizados en la industria petrolera para completar el proceso de deshidratación de crudo dinámicamente, es decir, en forma continua; para la separación del agua del crudo.

Este proceso cuenta con una serie de sub-procesos como la separación, deshidratación, almacenamiento, bombeo, etc. Este sistema inicia con la recolección del crudo a través de un múltiple de producción, el cual se conforma por uno o varios cabezales de producción y uno adicional denominado cabezal de prueba. Una vez se tiene recolectado el crudo se envía a una primera etapa de separación donde el fluido es retenido a unas condiciones operacionales pre-determinadas de presión y temperatura, en esta primera etapa se logra la separación de crudos pesados y livianos. Al salir de esta primera etapa el crudo se envía a des-hidratación, donde en un sistema de calentadores se eleva la temperatura por transferencia de calor para facilitar la separación entre el petróleo y el agua.

Una tercera etapa es el almacenamiento en el patio de tanques donde inicialmente llega a un tanque de lavado para posteriormente llegar a los tanques de almacenamiento final².

El campo petrolero N-B-M, nombre que le daremos al campo estudio para el cual se desarrolló el trabajo que se describirá en esta monografía (nombre cambiado según acuerdo de confidencialidad de la información), en la actualidad se encuentra fuera de operación. Geológicamente se encuentra compuesto por tres anticlinales, los cuales llamaremos: NA, BU y MA. Por la confidencialidad descrita anteriormente. Estos pozos entraron en producción en los años 70 y registraron producción hasta mediados de los 90.

Como alternativa para reanudar la producción se deben construir las facilidades de superficie de manera que se optimicen los recursos y la explotación de crudo sea rentable.

² Ing. Eduardo A, Aguirre, Facilidades De Superficie En La Industria Petrolera, Caracas Febrero De 2009, [consulta en línea <http://www.monografias.com/trabajos72/facilidades-superficie-industria-petrolera/facilidades-superficie-industria-petrolera3.shtml#ixzz4CWvtjIIC>].

1. ESTADO DEL ARTE SEPARADORES PARA LA INDUSTRIA DEL PETROLEO

Generalmente, el flujo que se extrae de los yacimientos petroleros es de naturaleza multifasica. La separación física de las fases es una labor esencial en la producción, refinación, transporte de crudos y gases.

Los fluidos que se producen en la mayoría son mezclas complejas de hidrocarburo, agua, partículas de arena y contaminantes que resultan de aditivos químicos utilizados para facilitar la producción. Durante el recorrido de los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie, el crudo pierde temperatura y presión lo que permite que se libere una cantidad considerable de gas. Como resultado de esta condición los patrones de flujo pueden variar desde un estado monofásico líquido, varios tipos de multifasico o en algunos casos totalmente gaseoso.

El objetivo principal en un proceso de separación es disgregar los componentes y contaminantes, para optimizar los procesos de comercialización del petróleo y gas. El separador, es la primera facilidad del procesamiento; por esta razón el diseño no adecuado del separador o una mala elección del tipo de separador a utilizar afectan directamente la capacidad de producción u operación de los procesos vinculados directa o indirectamente con el separador.

Un separador liquido-gas tiene dos secciones básicas. En la sección superior el gas fluye hacia arriba o a través del recipiente y las gotitas de líquido caen a través del mismo hacia la fase de líquido. Por otra parte la sección inferior permite que las burbujas de gas presentes en la fase liquida fluyan hacia la fase de gas. El cálculo adecuado de la sección del separador proveerá el espacio apropiado en cada para permitir que las funciones se realicen de forma adecuada.

1.1. PRINCIPIOS DE SEPARACION

Durante el diseño de separadores es necesario tener en cuenta los diferentes estados en que pueden encontrarse los fluidos y conocer los diferentes efectos que pueden tener los principios físicos y las fuerzas típicas que rigen los fluidos. Estos principios físicos considerados para la realización de una separación óptima son: el momentum o cantidad de movimiento, la fuerza de gravedad y la coalescencia de partículas. Un proceso de separación puede hacer uso de uno o más de estos principios; se debe tener en cuenta que para obtener una separación idónea u exitosa los fluidos deben ser inmiscibles y de diferentes densidades para que ocurra la separación[‡].

1.1.1. MOMENTUM (CANTIDAD DE MOVIMIENTO)

Fluidos con diferentes densidades tienen diferentes momentum. Si a una corriente de dos fases se le cambia la dirección bruscamente, el fuerte momentum producido o la gran velocidad que adquieren las fases, no permiten que las partículas de la fase pesada se muevan tan rápidamente como la fase liviana este simple proceso provoca la separación.

1.1.2. FUERZA DE GRAVEDAD

Las gotas de líquido se separan de la fase gaseosa, cuando la fuerza gravitacional que se presenta sobre las gotas de líquido es mayor que la fuerza de arrastre del fluido de gas sobre la gota. Estas fuerzas definen la velocidad terminal, la cual matemáticamente se representa mediante la siguiente ecuación:

[‡] Manual de diseño de proceso, separación física, caracas junio de 1995. [consulta en línea <http://es.slideshare.net/robayofy/mdp-03-s01-principios-bsicos>]

$$V_t = \sqrt{\frac{4gd_p(\rho_l - \rho_g)}{3\rho_g C'}} \quad (1)$$

Dónde:

v_t = velocidad terminal de la gota de liquido en $\frac{m}{s}$ o $\frac{pie}{s}$.

g = aceleración de la gravedad 9.807 m/s^2 o 32.174 pie/s^2 .

d_p = densidad del gas k_g/m^3 o lb/pie^3

ρ_l = densidad del liquido k_g/m^3 o lb/pie^3

C' = coeficiente de arrastre que depende del número de Reynolds.

Cuando se presenta el caso de decantación de una fase pesada liquida discontinua en una fase liviana continua, se aplica la ley de Stokes. La cual se representa matemáticamente de la siguiente manera:

$$v_t = \frac{F_1 g d_p^2 (\rho_p - \rho_l)}{18\mu} \quad (2)$$

Dónde:

v_t = velocidad terminal de la gota de liquido en $\frac{m}{s}$ o $\frac{pie}{s}$.

d_p = densidad del gas m o pie

F_1 = factor cuyo valor depende de las unidades usadas 100 o 1

g = aceleración de la gravedad 9.807 m/s^2 o 32.174 pie/s^2 .

ρ_p = densidad de la fase pesada k_g/m^3 o lb/pie^3

$\rho_L = \text{densidad de la fase liviana } k_g/m^3 \text{ o } lb/ft^3$

$\mu = \text{viscosidad de la fase continua } mPa.s \text{ o } lb/ft.s$

Esta relación aplica para números de Reynolds de gota menores de 2, y puede demostrarse que la mayoría de los casos de decantación caen en el rango de la ley de Stokes; básicamente la ley de Stokes puede utilizarse para los casos de flotación de una fase liviana líquida discontinua en una fase pesada líquida continua, teniendo en cuenta que la viscosidad es de la fase continua, en este caso la fase pesada[§].

1.1.3. COALESCENCIA

Las gotas muy pequeñas dificultan o anulan la decantación, es decir no pueden ser separadas por gravedad. Estas gotas se unen por coalescencia, para formar gotas de mayor tamaño, las cuales se acercan lo suficiente como para superar las tensiones superficiales individuales y de esta forma separarse por gravedad.

1.2. PROCESO DE SEPARACION

La mezcla de fases entran al separador donde chocan con un aditamento ubicado en la entrada, lo que hace que el momentum de la mezcla cambie y se produzca una primera separación de la fases. Seguidamente en una segunda sección se produce la decantación, la fuerza de gravedad permite que el líquido cambie de su fase vapor y caiga al fondo del separador. Si la mezcla incluye dos fases líquidas,

[§] Manual de diseño de proceso, separación física, caracas junio de 1995. [consulta en línea <http://es.slideshare.net/robayofy/mdp-03-s01-principios-bsicos>]

el tiempo de residencia debe ser mayor, dentro del separador para que la fase liquida pesada logre la decantación y la fase liviana logre la flotación.

Dentro de los separadores normalmente se identifican cuatro zonas principales y de gran importancia como son:

1.2.1. SEPARACIÓN PRIMARIA

Esta primera separación se origina producto del cambio de momentum de las fases a la entrada del separador; esta zona incluye boquillas de entrada y los aditamentos de entrada como deflectores o distribuidores.

1.2.2. SEPARACIÓN SECUNDARIA

Durante la separación secundaria se observan zonas de fase continua, sobre esta zona actúa la fuerza de gravedad. La gravedad se encarga de decantar hasta cierto tamaño de gotas de la fase pesada discontinua. También se produce la flotación hasta cierto tamaño de gota de la fase liviana, en esta sección se busca que la fase liviana se mueve a poca velocidad y con poca turbulencia.

1.2.3. SEPARACIÓN POR COALESCENCIA

Durante el proceso de separación se presentan gotas muy pequeñas dentro de cualquiera de las fases principalmente la fase pesada discontinua, para ello se hace uso del fenómeno de coalescencia, donde las gotas más finas se unen hasta alcanzar un tamaño lo suficientemente grande para separarse por gravedad. Esto se logra con elementos que se sitúan dentro del separador como son los eliminadores de niebla, esponjas o platos coalescedores.

1.3. CONSIDERACIONES DE CÁLCULO

En operaciones típicas de separación de fases en producción y/o refinación de petróleo se habla de los siguientes procesos de separación:

- HC líquido – agua: el hidrocarburo líquido es la fase continúa de la mezcla y el agua la fase pesada y discontinua.
- Vapor – líquido: el vapor o gas es la fase liviana continúa y el líquido es la fase pesada discontinua.
- Agua – HC líquido: el agua es la fase pesada continua y el hidrocarburo o aceite es la fase liviana discontinua.

1.3.1. VELOCIDAD CRÍTICA

La velocidad crítica es una velocidad de vapor calculada empíricamente que se utiliza para asegurar que la velocidad superficial de vapor, a través del separador sea lo suficientemente baja como para prevenir que ocurra el fenómeno de arrastre excesivo de líquido, esta velocidad se calcula o define mediante la siguiente ecuación:

$$V_c = F_2 \sqrt{\frac{\rho_1 - \rho_2}{\rho_g}} \quad (3)$$

Dónde:

V_c = velocidad critica dada en m/s o pie/s

ρ_1 = densidad del líquido a condiciones de operación dada en Kg/ m^3 o lb/ pie^3

ρ_g = densidad del vapor a condiciones de operación Kg/ m^3 o lb/ pie^3

F_2 = factor que depende de las unidades en que se trabaje 0.048 para SI o 0.157 para sistema inglés.

1.3.2. FLUJO NORMAL DE VAPOR

El flujo normal de vapor o gas es la máxima cantidad de vapor que se suministra al separador a las condiciones normales de operación, es decir sin presencia de perturbaciones. Los separadores tienen altos valores de efectividad para flujos de vapor del orden del 150% del flujo normal, si se considera que se van a tener flujos mayores al 150% el diseño se debe realizar considerando el aumento en el flujo**.

1.3.3. EFICIENCIA DE SEPARACIÓN

La eficiencia de la separación se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$E = 100 \frac{(F - C)}{F} \quad (4)$$

Dónde:

E = eficiencia de la separación.

F = flujo del líquido alimentado al separador dado en Kg/s o lb/s

** Manual de diseño de proceso, separación física, caracas junio de 1995. [consulta en línea <http://es.slideshare.net/robayofy/mdp-03-s01-principios-bsicos>]

C = liquido arrastrado hacia la cabecera del tambor dado en Kg/s o lb/s.

2. CRITERIOS DE DISEÑO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA EL CAMPO NBM

El presente diseño y evaluación operacional se rige bajo los criterios de diseño, indicados en el marco de referencia.

2.1. MARCO DE REFERENCIA

El diseño de un separador de producción tiene como objetivo generar el área necesaria para la desgasificación de la emulsión y la separación agua libre de la misma.

El diseño está directamente relacionado con la presión del separador, la cual establece la presión del sistema agua-abajo.

Adicional, los separadores permiten amortiguar fluctuaciones de fluidos y presiones (baches).

Cuando el fluido ingresa al separador, éste cambia su régimen bruscamente y permanece en el recipiente presurizado, el tiempo necesario para lograr la separación de los fluidos (gas, aceite, agua libre).

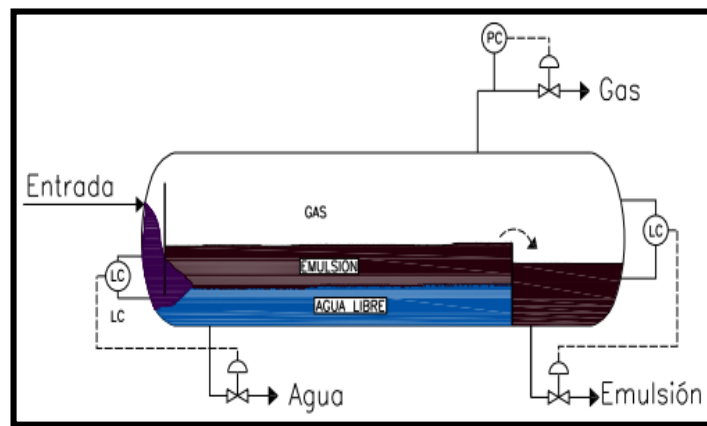
Tabla 1. Tiempos De Retención Recomendados. (Tomada y modificada de variables de producción y diseño general separador trifásico)

DENSIDAD DEL CRUDO	MINUTOS	DENSIDAD DEL CRUDO	MINUTOS
SOBRE 35° API	1	POR ENCIMA DE 35° API	3 A 5
20° - 30 ° API	1 A 2	POR DEBAJO DE 35° API	
10° - 20° API	2 A 4	100° F	5 A 10

		80° F	10 A 20
		60° F	20 A 30

El gas gobierna la presión de trabajo del separador, controlando su evacuación por la parte superior. Por su densidad, los líquidos salen por la parte inferior.

Figura 1. Esquema General Separador Trifásico. (Fuente API SPC 12-J, Specification for Oil and Gas Separators)



Existen diversos métodos para el diseño de separadores (bifásico, trifásicos, verticales, horizontales, esféricos); el más representativo es el estándar API 12J. Otros autores: Arnold & Stweart, Moonrey & Sverck, Couper & Penney, GPSA.

2.1.1. SIMULADOR HYSYS V8.8

El simulador HAYSYS usa el concepto de fluido definido para contener toda la información necesaria para la realización de cálculos hidráulicos, parámetros de iteración y datos tubulares.

NOTA: La cromatografía del gas de BU-5 es empleada para conocer la hidráulica del pozo NA-1.

2.2. INGENIERIA CONCEPTUAL Y DE CAMPO

Nuestra misión está enfocada a brindar los elementos conceptuales necesarios entorno a la planeación, elaboración y recomendaciones para la ejecución.

Aplicando estándares de normatividad vigente los cuales deberán estar de la mano con la experiencia de campo.

2.2.1. PRODUCCIÓN & FLUIDOS- BULK DEL CRUDO

Tabla 2. Condición Actual De Operación (Tomada Y Modificada De Reporte Diario De Producción Campo Na Y Bu, Julio 2014-Febrero. 2015)

ASPECTO		ESTACION NA	ESTACION BU
Pozos en producción – inactivos		NA-1	BU-5
Producción (BFPD)		416	160
°API		24,4	33
Condiciones de recibo	Temperatura (°F)	120 ~ 126	115 ~ 120
	Presión (psi)	15 ~ 20	50 ~ 60
	% BSW	4~10	30 ~ 35

2.3. GENERALIDADES

El Campo NA-BU-MA se encuentra ubicado en la cuenca petrolífera del Putumayo. Actualmente se encuentra sin operación.

Geológicamente se encuentra compuesto por tres anticlinales, NA donde se perforo un único pozo, la estructura de BU fue perforada con 5 pozos y MA que fue perforada con un pozo. La formación productora es la Fm. Villeta, en los niveles “Arenisca N”, “Arenisca U” y “Arenisca T”.

Los pozos entraron en producción a finales de los años 70's y fueron explotados hasta mediados de la década de 1990, cuando se interrumpió debido a factores de orden público y bajos precios de crudo.

2.4. ANTECEDENTES

El pozo NA se encuentra en el departamento del Putumayo, a una altura de 1070 pies sobre el nivel del mar.

La perforación del pozo se inició en 1974 y produce desde las arenas “N” de la formación Villeta, fue puesto en producción en febrero de 1975.

La tasa de producción inicial fue de 2316 BFPD, producción con una gravedad API de 27,5 API, con un GOR registrado de 400. Un estudio realizado por una empresa Norteamericana en Agosto de 2010 indicaba que existían más de 2 millones de barriles de petróleo recuperables en el campo NA, el mismo estudio también afirmó que una capa de gas secundario se había formado, conclusión tomada por el comportamiento en la producción.

Un PVT realizado en Mayo de 1974, con muestra tomada @ 10000 Ft, indicaba que la presión de yacimiento era de 6473 Ft y una temperatura de yacimiento de 230 °F.

Desde el año 2007- a Julio de 2010, el pozo fluctuó su producción desde un valor inicial de 715 BOPD hasta 410 BOPD, con cero (0) corte de agua. Las fluctuaciones en producción obedecían en parte a encontrar taponamiento en Jet Pump por sucio y arena de tamaño fino. La recuperación y reparación de la bomba, permitía recuperar de forma notable la producción de crudo, la recuperación de Jet Pump se realizaba por mecanismo hidráulico, o recuperación con cable (S/L). En julio de 2007 los datos de producción mostraron un salto casi instantáneo en GOR, pasando de valores de 12 hasta valores de 70.

El día 05 de Agosto de 2010 se realizan trabajos para verificación de fondo libre con unidad S/L y cable 0,108", se encuentra tope de arena @ 10081 Ft (por encima de perforados), como trabajos para la limpieza en Septiembre del mismo año se ejecutaron trabajos de W.O y limpieza con bomba desarenadora, con éxito.

3. DESCRIPCIÓN Y SIMULACIÓN POZO NA-1

3.1. ESTADO MECANICO

**Figura 2. Reporte De Completamiento Con Pfh Packer 5” Hidraulico.
(Tomada Del Sistema De Reporte)**

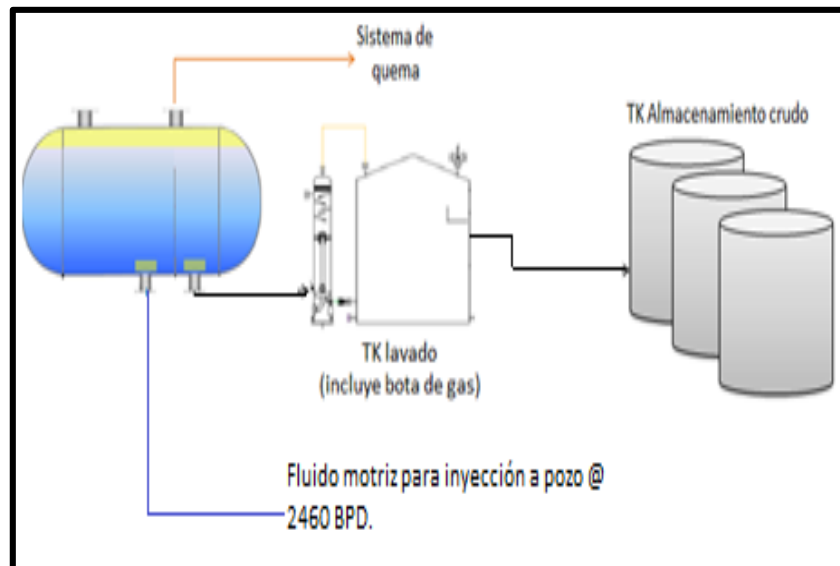
COMPLETAMIENTO CON PFH PACKER 5" HYDRAULICO								Design #		
Prepared for Ing. GUILLERMO RUEGLES LADINO		Prepared by JHON CARVAJAL		Reference BHA FINAL						
Company UNION TEMPORAL II & B		Division Cased Hole Completions		Location Orto / Putumayo						
Tel 3158442722		Tel 3177009298		Well Name NA1						
Fax		Fax		Service Centre						
E-mail guillermoruegles@hotmail.com		E-mail jhon.carvajal@la-weatherford.com		Date Prepared 16-abr-10						
TUBULAR	SIZE	in	WEIGHT lb/ft	GRADE	THREAD	DEPTH ft				
Casing	7		29	N-80	BTC	10066				
Liner	5		18	N-80	BTC	13306				
Tubing	2 7/8		6.5	N-80	EUE	9688,40				
PERF : (10087'-10106') ARENAS N										
ITEM	DESCRIPCION			ID	OD	LENGHT	TOP THREAD	BOTTOM THREAD	TOP DEPTH	COMPANY
			in	in		ft	in	in	ft	
1	RTE To Tbg Spool					21,00			0,00	
2	TUBING HANGER 7" 1/16 X CON 2 7/8" EUE BOX x BOX			2,44	7,06	0,60	4 1/2" EUE BOX	4 1/2" EUE BOX	21,00	II & B
3	313 Tubing Joints 2 7/8" - N80 - 6.5 ppf			2,44	3,50	9688,40	3-1/2" EUE BOX	3-1/2" EUE PIN	21,60	II & B
4	SLIDING SLEEVE 2.31" SB X 2 7/8" EUE BOX X PIN			2,31	3,50	2,95	3 1/2" EUE BOX	3 1/2" EUE PIN	9710,00	II & B
5	1 Tubing Joint 2 7/8" - N80 - 6.5 ppf			2,44	3,50	31,42	2 7/8" eue Box	2 7/8" eue Pin	9712,95	II & B
6	Landing Nipple 2 7/8" PROFILE "R" Bottom No-go 2.25".			2,25	3,50	0,75	2 7/8" eue Box	2 7/8" eue Pin	9744,37	II & B
7	On off Tool 2 7/8" eue.			2,44	4,50	2,00	2 7/8" eue Box	2 7/8" eue Pin	9745,12	II & B
8	3 Tubing Joint 2 7/8" - N80 - 6.5 ppf			2,44	3,50	93,91	2 7/8" eue Box	2 7/8" eue Pin	9747,12	II & B
9	X/over 2 7/8" eue box x 2 3/8" eue pin			1,99	3,50	1,00	2 7/8" eue Box	2 3/8" eue Pin	9841,03	II & B
10	Top to center element					1,78	2 3/8" eue Box		9842,03	
11	Hydraulic Packer PFH 5" 15-18 ppf, setting 2000 psi. Release shear screw 32000 lbs.			1,92	4,12				9843,81	VMT
12	Center To Bottom Long String.					3,48		2 3/8" eue Pin	9843,81	
13	1 Tubing Joint 2 3/8" - N80 - 4.7 ppf			1,99	2,38	28,10	2 3/8" eue Box	2 3/8" eue Pin	9847,29	II & B
14	Landing Nipple 1.875 "R x 2 3/8" EU			1,87	2,38	0,76	2 3/8" eue Box	2 3/8" eue Pin	9875,39	II & B
15	1 Tubing Joint 2 3/8" - N80 - 4.7 ppf			1,99	2,38	30,29	2 3/8" eue Box	2 3/8" eue Pin	9876,15	II & B
16	Wire Line Entry Guide de 2 3/8" EU.			1,99	2,38	0,40	2 3/8" eue Box	2 3/8" eue Pin	9906,44	II & B
17									9906,84	
22	Bottom Assembly									

3.2. PROCESO DE OPERACIÓN CON FACILIDADES EXISTENTES

El proceso actual de deshidratación y almacenamiento empleado para el recibo de la producción indicada en la tabla 2. está compuesto por un (1) separador de producción trifásico, diseñado para 8000 BFPD y 4 min de retención (API, 24,4°). Posterior a la separación, el crudo es direccionado al tanque de lavado de capacidad nominal 500 Bls, y de éste último a los tres (3) tanques de

almacenamiento de 500 BIs en capacidad nominal cada uno, mientras que el agua de producción producto del drenaje se almacena en tanque de capacidad nominal 100 BIs, el proceso de deshidratación es reforzado con calentamiento del fluido líquido el cual se hace pasar a través de un intercambiador (actualmente fuera de la locación).

Figura 3. Proceso De Deshidratación Estación NA



3.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS DESCRITOS

A continuación se describen las características de los equipos descritos anteriormente.

Tabla 3. Especificaciones Separador de Producción (Tomada y Modificada de UNIÓN TEMPORAL, Listado de Equipos Mecánicos Estación NA, Visita de Campo)

SEPARADOR DE PRODUCCION	
Identificación	NA
Capacidad (BFPD)	3000
Tipo	Horizontal Trifásico ANSI 300 neumático
Dimensiones (OD x Lss)	4'-7" x 17'
Tiempo retención líquidos (min)	4

Tabla 4. Especificaciones Tanques de Almacenamiento de Crudo (Tomada y Modificada de UNIÓN TEMPORAL, Listado de Equipos Mecánicos Estación NA, Visita de Campo)

TANQUES ALMACENAMIENTO DE CRUDO		
TK-501 A	Tipo	Horizontal techo fijo – Atm
	Capacidad (Bls)	500
	Diámetro (ft)	10,5
	Altura (ft)	10,5
TK-502 B	Tipo	Horizontal techo fijo – Atm
	Capacidad (Bls)	500
	Diámetro (ft)	10,5
	Altura (ft)	10,5
TK-503 C	Tipo	Horizontal techo fijo – Atm
	Capacidad (Bls)	500
	Diámetro (ft)	10,5
	Altura (ft)	10,5

Tabla 5. Especificaciones Tanque de Lavado (Tomada y Modificada de UNIÓN TEMPORAL, Listado de Equipos Mecánicos Estación NA, Visita de Campo)

TANQUE DE LAVADO		
TK-LV	Tipo	Vertical fondo cónico-bota externa de gas
	Capacidad (Bls)	500
	Diámetro (ft)	11,5
	Altura (ft)	25 / 24

Tabla 6. Especificaciones Generador Cummins (Tomada y Modificada de UNIÓN TEMPORAL, Listado de Equipos Mecánicos Estación NA, Visita de Campo)

GENERADOR CUMMINS		
GE-C-Modelo S303559-03	Tipo	Generador con cabina insonorizada
	Voltaje	440/220
	Hp	435
	Kva	375
	RPM	1800

Tabla 7. Especificaciones Bomba de Inyección (Tomada y Modificada de UNIÓN TEMPORAL, Listado de Equipos Mecánicos Estación NA, Visita de Campo)

BOMBA DE INYECCION		
J 165-T 5M Petrflow	Tipo	Bomba Triplex- National
	Presión	3500 Psi

	Caudal	2500
	Motor HP	200
	Motor RPM	1800

Tabla 8. Especificaciones Compresor de Aire (Tomada y Modificada de UNIÓN TEMPORAL, Listado de Equipos Mecánicos Estación NA, Visita de Campo)

COMPRESOR DE AIRE		
C-A1-SIEMENS	Voltaje	440
	Amperaje	17.9
	Rpm	3460
	Factor de potencia	0.85
	HP	12
	HZ	60
	Tipo Arrancador	Suave

Tabla 9. Especificaciones Bomba Contra Incendios (Tomada y Modificada de UNIÓN TEMPORAL, Listado de Equipos Mecánicos Estación NA, Visita de Campo)

BOMBA CONTRA INCENDIOS		
KBA-PERKINS 250	Motor	Bomba Triplex- National
	Caudal	228 gpm
	HZ	60
	Motor HP	70
	Motor RPM	1800

Tabla 10. Especificaciones Variador de Velocidad (Tomada y Modificada de UNIÓN TEMPORAL, Listado de Equipos Mecánicos Estación NA, Visita de Campo)

VARIADOR DE VELOCIDAD

ABB-AC 800	Marca	WEG
	Potencia	200 HP
	Voltaje de entrada	3*380...440 V AC
	Corriente	256 A
	Frecuencia	38...63 Hz

3.3.1. DISEÑO SEPARADOR NA-1

Tabla 11. Datos de entrada para el proceso de iteración. (Tomada Y Modificada API SPC 12-J, Specification for Oil and Gas Separators, 7th Edition)

PARAMETROS DE ENTRADA		
Qg	2.5	MMSCFD
Ql	416	BFPD
Presión	20	psia
Temperatura	126	°F
Apl	24.4	
Tamaño de gota	100	MICRAS
Tiempo de retención	4	MINUTOS
Z	0.9	
Densidad del agua	62.4	LB/FT3
Densidad del aire	2.7	LB/FT3
GE gas	0.9952	
Viscosidad del gas	0.03	Cp

Luego del proceso de iteración se obtienen los datos plasmados en la tabla 12.

Tabla 12. Resultados para la selección del separador.

d (in)	leff gas (Ft)	leff liquido (Ft)	l ss (Ft)
--------	---------------	-------------------	-----------

16	8.50	9.29	12.38
20	6.80	5.94	7.92
24	5.66	4.13	5.50
30	4.53	2.64	3.52
36	3.78	1.83	4.33
42	3.24	1.35	3.85
48	2.83	1.03	3.53

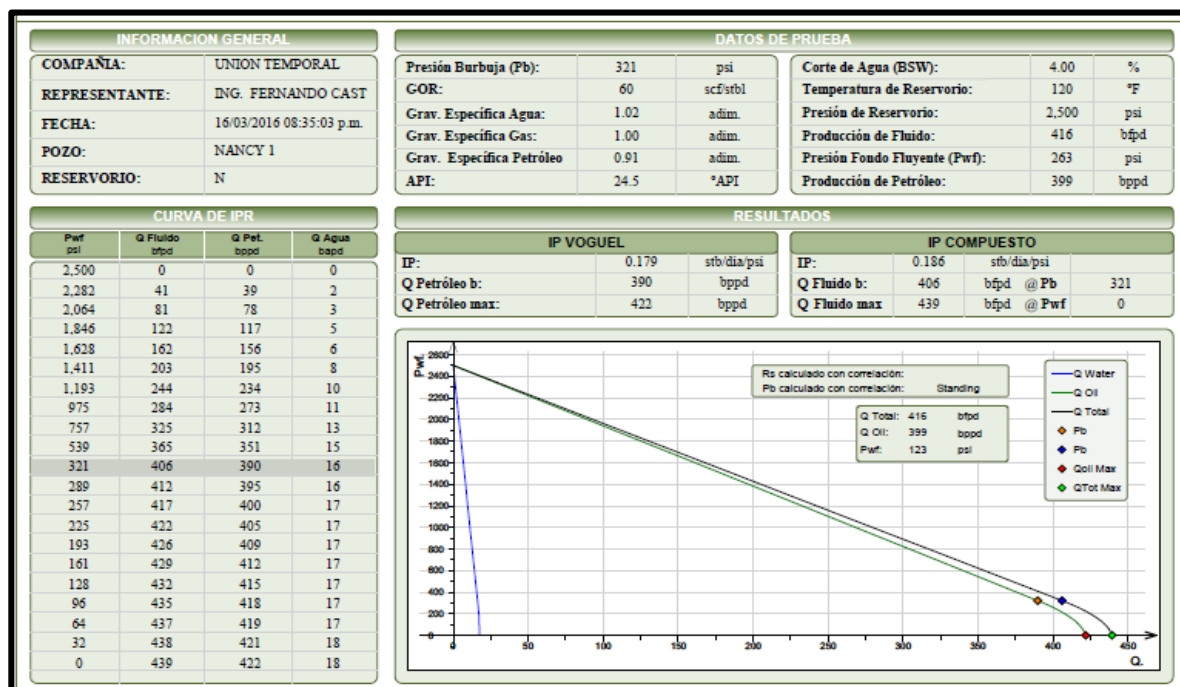
De la tabla 12. Se resalta el recuadro de color verde, el que presenta las dimensiones (d, Lss) apropiados para el manejo de fluidos producidos en el pozo NA-1.

3.4. DISEÑO DE CONFIGURACION NOZZLE-THROAT, PRESION Y CAUDAL DE TRABAJO.

Para el diseño se toma como referencia la información de Presión de yacimiento del año 2012, el método aplicado es el de VOGUEL.

De acuerdo a la curva IPR la producción máxima es de 439 BFPD (con información de la presión de yacimiento año 2012). Al tener como base la producción que se indica en los reportes de producción, al estar produciendo 400 BOPD Vs. 16 BWPD, se estaría generando una PWF de 321 Psi.

Figura 4. Curva IPR



3.5. DISEÑO DE FACILIDADES NA, HYSYS V.8

Tabla 13. Datos de entrada para simulación HYSYS V.8

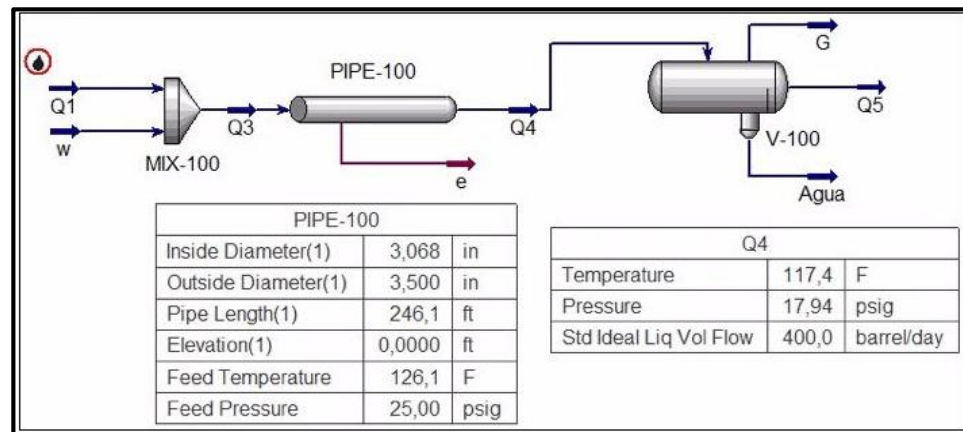
DATA DE ENTRADA	
Cromatografía de gases	OK
Presión de descarga (Psig)	25
GOR	63
Corte de agua %	4%
Qo (BOPD)	400
T° (F)	126

NOTAS

1. Tubería horizontal, sch 40.
2. Correlación de flujo multifásico de Tulsa.
3. Norma RVP-ASTM D323.
4. Cromatografía de gas, empleada la del pozo BU-5^{††}.

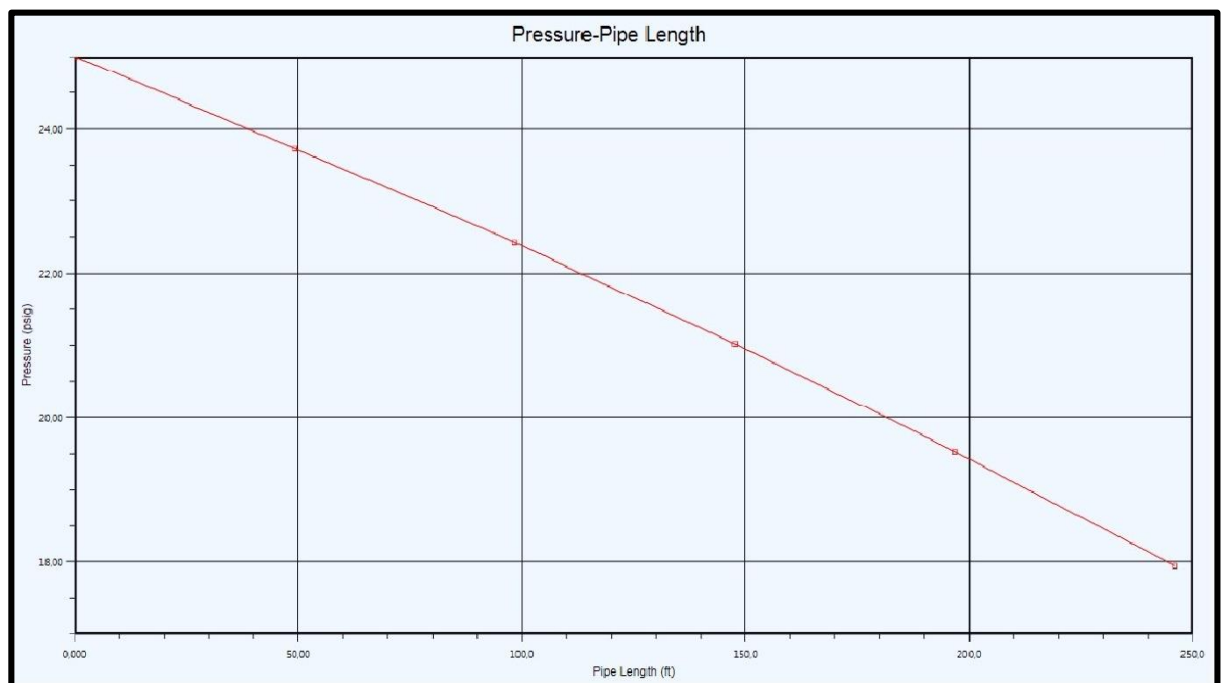
Figura 5. simulación HYSYS, P y T° entrada al separador.

^{††} CORELAB, Reporte de Resultados de Laboratorio – Assay / Cromatografía gas BU-5. Diciembre 2013, A. 2012.



3.6. PERFIL DE PRESION, HYSYS V.8

Figura 6. Simulación HYSYS, presión de cabeza de pozo – entrada del separador



3.7. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y RECOMENDACIONES

3.7.1. CONSTRUCCIÓN DE FACILIDADES NANCY 1

- ✓ Comparando el separador existente y las condiciones de producción, se tienen los siguientes tiempos de retención del líquido.

Tabla 14. Datos Comparativos

ESTACION NA-1		
Parámetros	Equipos Existentes	Operación Actual
Producción (BPD)	6.000	416
Densidad API	24,4	24,4
Temperatura entrada separador (°F)	210	126
Tiempo residencia de aceite (min)	4	15
Tiempo residencia de agua (min)	4	15

- ✓ En comparación con el diseño calculado (teórico), el diámetro y la longitud del separador de producción existente posee mayores dimensiones:

Tabla 15. Comparacion Entre El Diseño Calculado Y El Existente

Dimensión Separador	Diseño realizado (Tabla 12)	Equipo existente (Tabla 3)
Diámetro (in)	36	56
Longitud Lss (ft)	14,2	17

- ✓ Por sus dimensiones, el separador trifásico ANSI 150 existente es un equipo viable para operar y recibir el total de fluido producido en el pozo NA-1.

- ✓ De la curva de perfil de presión, se observa que la presión de descarga del pozo por línea de producción pasará de 25 Psig hasta 18 Psig a la entrada del separador trifásico (230 Ft longitud de línea).
- ✓ El separador ANSI 150 no debe ser operado a presión mayor de 18 Psig.
- ✓ Líneas de conducción, para la línea de producción se hace necesario la instalación de tubería de 3" Sch 40 ANSI 150, con 230 Ft de tubería necesarios. Para la línea de inyección se deberá emplear tubería 1502, con 50 Ft de tubería necesarios.
- ✓ En la etapa de operación del pozo NA-1, el fluido motriz era tomado desde el separador ANSI 150, convirtiendo también éste último como tanque de potencia (sistema cerrado). Se recomienda que el fluido motriz empleado para ALS se tome desde uno de los tanques de almacenamiento de crudo, para evitar al máximo que los sedimentos alojados en el separador se desplacen a lo largo de la línea de inyección, provocando desgaste en configuración de fondo y depositarse a lo largo de la tubería de producción.
- ✓ Para tener una IPR contundente y actualizada con la producción que se indica en los reportes de producción diarios, se debe correr memorias registradoras y obtener presión de yacimiento (P^*), adicional de una presión de fondo fluyente (PWF).
- ✓ La operación de bombeo hidráulico, por históricos y simulación presenta que el mejor comportamiento de producción se debería hacer con una configuración 11J, a una presión de inyección de 3100 Psi y 2450 BFPD.
- ✓ Como equipo de inyección a alta presión (3100 Psi y 2450 BFPD), se recomienda bomba tipo triplex eléctrica, que incluya variador de velocidad, motor de 250 HP.

- ✓ Tres bombas tipo centrifuga, dos (2) para transferencia y una (1) para alimentación de la bomba de alta presión, cada una de las bombas se recomienda sea modelo 15 CCE, 7.5 HP, caudal 118 Gpm, tensión trifásica 220/440v y 3480 rpm, con succión y descarga en 3".
- ✓ Luego de pasar el fluido por a fase de separación liquido-gas, la corriente liquida debe hacerse pasar por un tanque de lavado de 500 Bls en capacidad nominal, el tanque de lavado debe cumplir con las siguientes dos acciones: retirar la máxima cantidad de sal presente en el crudo, garantizando que el producto para venta presente valores menores a 20 PTB (método ASTM D-3230^{##}), y la deshidratación del crudo pasando del actual 4% a 0,5% BS&W (método ASTM D-4006 [3]).
- ✓ Teniendo presente las características de fluido producido, °API y corte de agua, es necesario garantizar la deshidratación del fluido liquido antes de la entrada al tanque de lavado, uno de las formas para garantizarlo es incrementando la temperatura del fluido liquido (caldera 100HP-intercambiador de vapor 3240 lb/hr) o con la dosificación del tratamiento químico, siendo ésta ultima la opción recomendada.
- ✓ Dentro del tratamiento químico se sugiere la aplicación de rompedor de emulsión directo (5 gpd), inhibidor de incrustaciones (3 gpd), dispersante de parafina (3 gpd).
- ✓ El número de tanques de almacenamiento para transferencia y custodia debe ser los suficientes para garantizar el cumplimiento de la norma ASTM D-

^{##} Universidad Industrial de Santander, Diplomado en Medición de Hidrocarburos, Promoción 09, A. 2016.

1085^{§§}, por lo tanto se recomienda dos tanques de almacenamiento con capacidad nominal de 500 Bls cada uno, uno de los tanques hará el recibo de la producción proveniente del tanque de lavado y un segundo estará en reposo para fiscalización y venta. Tanques adicionales a los indicados pueden ser considerados como medida de contingencia o aumento de su capacidad de almacenamiento.

- ✓ Para la medición del gas producido del pozo (decreto 1895 de 1973, art. 58^{***}), se recomienda la instalación en la línea de gas y aguas abajo del separador de un medidor tipo platina de orificio, AGA 3.
- ✓ Para conocer la medición del fluido motriz inyectado, se recomienda la instalación de medidor tipo turbina, se debe instalar aguas debajo de la bomba de inyección de alta presión, fácilmente se logra en el mercado conocer tipo MCII, para rango de medición 500-4500 BFD. Norma, API MPMS 5-Sección 3.
- ✓ El suministro de energía eléctrica para los equipos responsables de la operación en el pozo NA-1 (440 v - 220 v), tiene la energía de la red eléctrica nacional y como medida de contingencia el empleo de un generador eléctrico, con generación con planta se tiene registro de consumo diario de 190 gls/diarios.
- ✓ Destino del agua de producción: El agua de producción que resulte será enviada al Tanque de Almacenamiento No.1. Luego se transportará por carro tanques hasta una de las empresas de tratamiento para agua, con un costo promedio por galón de COP \$ 60.00, se debe hacer con empresas que

^{§§} Universidad Industrial de Santander, Diplomado en Medición de Hidrocarburos, Promoción 09, A. 2016.

^{***} Universidad Industrial de Santander, Diplomado en Medición de Hidrocarburos, Promoción 09, A. 2016.

cuentan con permiso de tratamiento y disposición. Otra de las alternativas es el tratamiento y disposición final en campo.

- ✓ El transporte de hidrocarburos: se hace por carro tanque hasta el descargadero en Ecopetrol Orito, con un costo promedio por galón de COP \$ 90.00, también se tiene como alternativa la entrega en la estación de Santana, jurisdicción de Puerto Asís, con un costo promedio por galón COP \$ 87.00.

4. DESCRIPCIÓN Y SIMULACIÓN POZO BU-5

4.1. ESTADO MECANICO ACTUAL DEL POZO

Figura 7. BHA selectivo WH6.

BHA SELECTIVO WH6 7" X 2 7/8" EUE										Design # FINAL	
Prepared for FERNANDO CASTILLO			Prepared by Roger Sanchez Herrera			Reference BHA WH6 7" X 2 7/8" EUE					
Company UNION TEMPORAL			Division Well Completions Technology			Location ORITO-PUERTO ASIS					
Tel 312 358 83 01			Tel 312 358 83 01			Well Name BURDINE-5					
Fax			Fax			Service Centre Neiva					
E-mail roger.sanchez2@ija.weatherford.com			E-mail roger.sanchez2@ija.weatherford.com			Date Prepared 23-mar-13					
TUBULAR	SIZE	in	WEIGHT	lb/ft	GRADE	THREAD		DEPTH			
CASING	7"		26		N80	BTC		10,940.00			
TUBING	2 7/8		6.4		N80	EUE		9,875.12			
INTERVALOS: 10052' - 10058' / 10778' - 10788'											
ITEM	DESCRIPCION				ID	OD	LENGTH	TOP THREAD	BOTTOM THREAD	TOP DEPTH	COMPART
	MESA ROTARIA						10.00			0.00	
	TUBING HANGUER						0.80			19.00	U.T
	SLACK OFF (10,000 LBS) PESO						-2.50			19.80	
	TUBING JOINT 6.4 LBS/FT N-80 X 2 7/8 EUE (2 JUNTAS)				2,44	2,875	60.68	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	17.30	U.T
	PUP JOINT 2 7/8" EUE 6.4 LBS/FT N-80 X 10 FT				2,44	2,875	10.00	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	77.28	WFT
	PUP JOINT 2 7/8" EUE 6.4 LBS/FT N-80 X 3 FT				2,44	2,875	3.05	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	87.28	WFT
18	TUBING JOINT 6.4 LBS/FT N-80 X 2 7/8 EUE (300 unts)				2,44	2,875	9,790.13	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	90.33	U.T
17	SLIDING SLEEVE 2.31" XO				2,31	3.45	3.02	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	9,880.48	U.T
16	TUBING JOINT 6.4 LBS/FT N-80 X 2 7/8 EUE				2,44	2,875	31.28	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	9,883.48	U.T
15	ON - OFF TOOL 7" X 2 7/8" EUE				2,34	5,875	1.85	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	9,914.78	WFT
14	TUBING JOINT 6.4 LBS/FT N-80 X 2 7/8 EUE				2,44	2,875	31.24	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	9,918.61	U.T
13	WH-6 Hydraulic Packer (Set: 6 plns x 272 = 1632 pol. Release: 5 x 5500 lbs = 27500)				2,44	5,875	1.42	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	9,947.85	WFT
					2,44	5,875	3.80	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	9,949.27	WFT
12	TUBING JOINT 6.4 LBS/FT N-80 X 2 7/8 EUE				2,44	2,875	31.31	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	9,953.07	U.T
11	SLIDING SLEEVE 2.31" XO				2,31	3.45	3.02	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	9,984.38	U.T
10	TUBING JOINT 6.4 LBS/FT N-80 X 2 7/8 EUE				2,44	2,875	31.29	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	9,987.40	U.T
9	LANDING NIPPLE 2.25" F				2,25	3.40	0.90	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	10,018.69	WFT
8	TUBING JOINT 6.4 LBS/FT N-80 X 2 7/8 EUE				2,44	2,875	31.24	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	10,019.59	U.T
7	BLAST JOINT 2 7/8" EUE				2,44	3.50	9.80	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	10,050.83	WFT
	BLAST JOINT 2 7/8" EUE				2,44	3.50	9.80	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	10,060.63	WFT
6	TUBING JOINT 6.4 LBS/FT N-80 X 2 7/8 EUE				2,44	2.87	93.72	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	10,070.43	WFT
5	WH-6 Hydraulic Packer (Set: 6 plns x 272 = 1632 pol. Release: 4 x 5500 lbs = 22000)				2,44	5,875	1.42	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	10,184.15	WFT
					2,44	5,875	3.80	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	10,185.57	WFT
4	TUBING JOINT 6.4 LBS/FT N-80 X 2 7/8 EUE				2,44	2,875	31.23	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	10,189.37	U.T
3	LANDING NIPPLE 2.25" R				2,21	3.68	1.05	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	10,200.60	WFT
2	TUBING JOINT 6.4 LBS/FT N-80 X 2 7/8 EUE				2,44	2,875	31.30	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	10,201.65	U.T
1	WIRE LINE ENTRY GUIDE 2 7/8 EUE				2,50	3.71	0.42	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	10,232.95	WFT
										10,233.37	
TOTAL BHA:					352.91	FT					
LONGITUD ENTRE PACKERS:					216.30	FT					
LONGITUD ENTRE ZONAS:					720.00	FT					

4.2. ANTECEDENTES

Actualmente el pozo BU-5 se encuentra completado en la arena "U" de la Formación Villeta (Intervalo 10780' – 10794'). La arena "N" se encuentra aislada por un trabajo de cementación (squeeze) luego de una prueba inicial que resulto

“seca”. El pozo fue reactivado en marzo 15 de 2011 con un sistema de levantamiento artificial mecánico, tipo Rota Flex. La producción fue estable y dentro de los valores esperados, hasta el mes de septiembre de 2011, cuando se empezó a observar una significativa reducción en la producción diaria.

A partir de Septiembre de 2011 el pozo fue temporizado a 12 horas diarias, los sonologs y dinagramas fueron tomados y sugirieron un posible bloqueo por gas en la bomba de subsuelo.

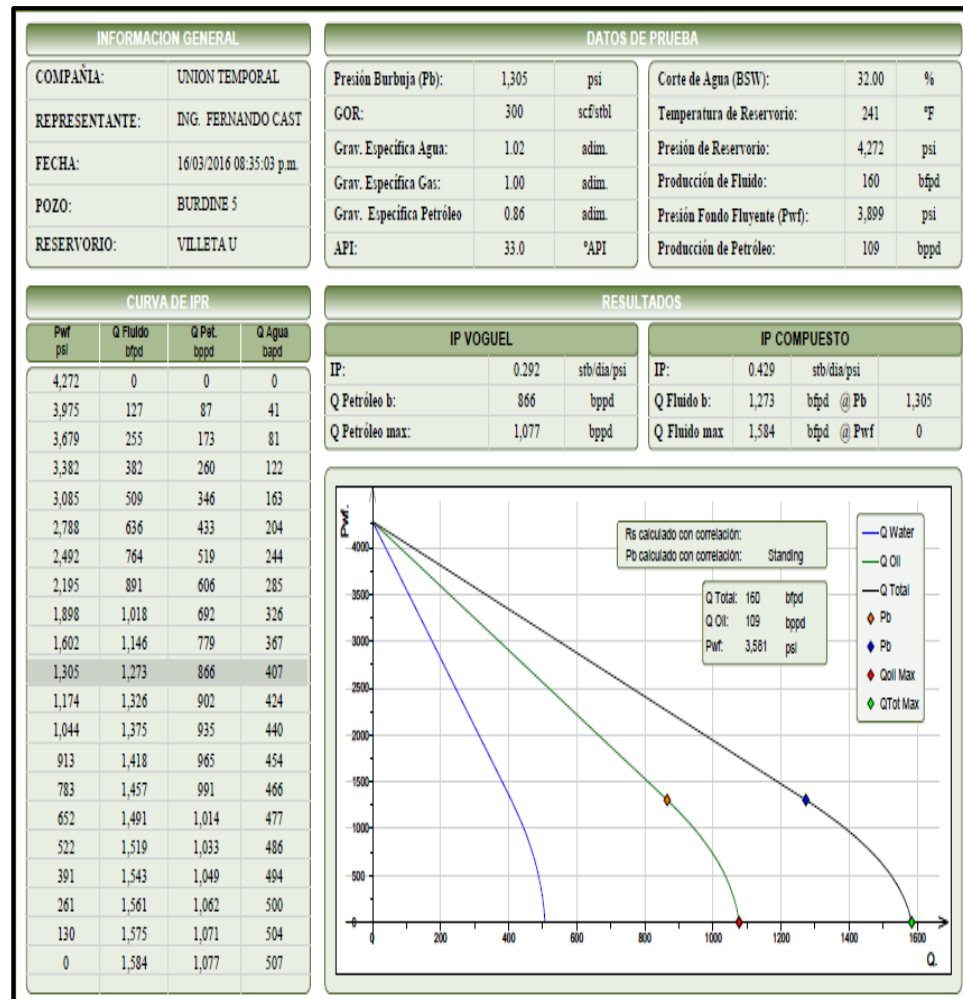
En Abril de 2012 la unidad de superficie de la bomba Rota Flex fue desmontada, las varillas y la bomba de subsuelo fueron retiradas del pozo y el cabezal de pozo fue cambiado por uno para bombeo hidráulico tipo jet. Posteriormente el pozo fue probado utilizando un sistema de levantamiento hidráulico tipo jet, sin resultados satisfactorios. Diferentes pruebas de integridad realizadas posteriormente mostraron comunicación entre tubing y anular, por lo que se asume que el tubing se encuentra roto, como medida remedial fue intervenido para Workover.

Al presente no existen facilidades de superficie para el recibo, tratamiento y almacenamiento de producción del pozo BU-5.

Determinado con los archivos de producción recientes donde se identifica una producción de aceite de 110 BOPD y 50 BWPD, se proyecta su reactivación con facilidades de superficie para sistema de levantamiento artificial (ALS) con bombeo hidráulico, para tal fin es necesario la instalación de equipos para bombeo en cabeza de pozo (bomba de alta presión, separador, tea), y facilidades para el almacenamiento ubicadas en la locación de BUR-1(a 1,5 Km de BU- 5), producción que será conducida por línea 2 7/8” EUE, lo anterior justificado para mitigar el impacto sobre la vía que conduce a la locación de BUR-5 y la cual por experiencia de eventos repetidos se sabe que es un terreno inestable.

4.3. IPR, SELECCIÓN NOZZLE-THROAT

Figura 8, IPR, pozo BU-5.



4.4. SELECCIÓN DE SEPARADOR

Tabla 16. Datos de entrada proceso de iteración

PARAMETROS DE ENTRADA		
Qg	3.3	MMSCFD
Ql	160	BFPD

Presión	50	psia
Temperatura	118	°F
Apl	33.3	
Tamaño de gota	100	MICRAS
Tiempo de retención	4	MINUTOS
Z	0.9	
Densidad del agua	62.4	LB/FT3
Densidad del aire	2.7	LB/FT3
GE gas	0.9952	
Viscosidad del gas	0.03	Cp

Luego de la iteración los resultados son los siguientes^{†††}.

Tabla 17. Resultados obtenidos luego de la iteración.

d (in)	leff gas (ft)	leff liquido (ft)	l ss (ft)
16	7.25	3.57	4.76
20	5.80	2.29	3.05
24	4.84	1.59	2.12
30	3.87	1.02	1.35
36	3.22	0.71	3.21
42	2.76	0.52	3.02
48	2.42	0.40	2.90

4.5. LINEA DE FLUJO: BU-5 – BU-1 UBICADA A (1,5 Km).

Para la construcción de la línea de flujo, en sitio se identificaron tres relieves que son incluidos dentro de la simulación. El objetivo del software HYSYS V.8, es evidenciar que con la presión de salida por la línea de flujo de 2 7/8" EUE desde

^{†††} API SPC 12-J, Specification for Oil and Gas Separators, 7th Edition. October, 1989. Reaffirmed 1999.

BU-5 hasta BU- 1 el valor del ΔP no limita para el recibo de fluidos en los tanques se ubicarían en BU-1.

4.6. DISEÑO LÍNEA DE FLUJO, HYSYS V.8

Tabla 18. Datos De Entrada Diseño Líneas De Flujo

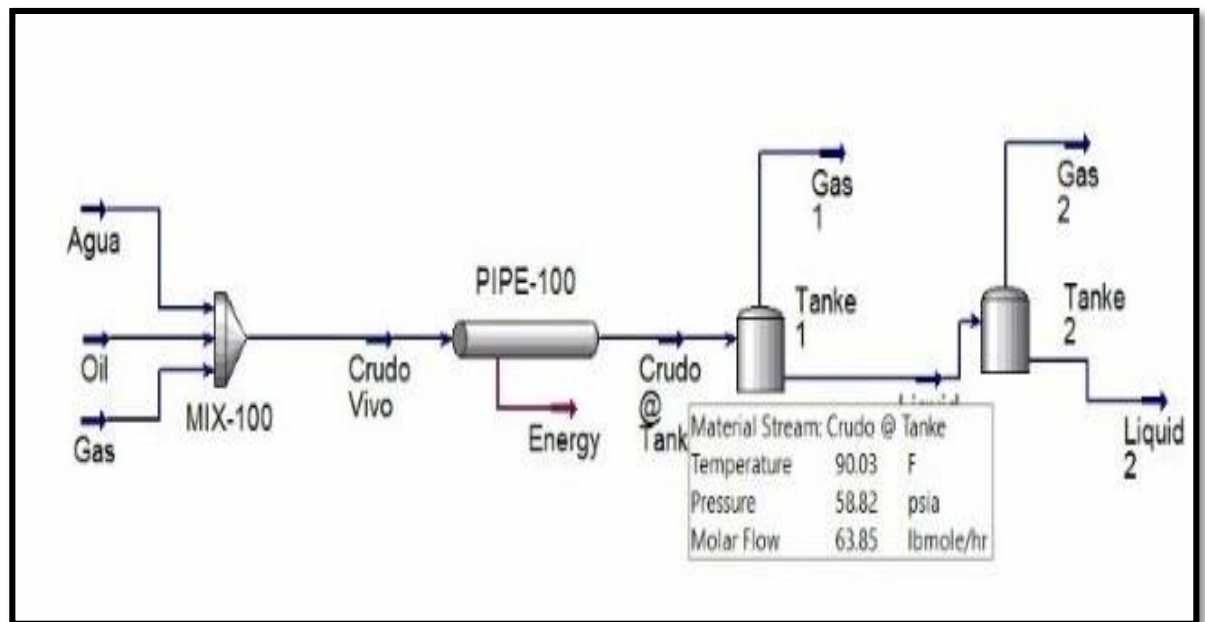
DATA DE ENTRADA	
Cromatografía de gases	OK
Presión de descarga (Psig)	50
GOR	300
Corte de agua %	32%
Qo (BOPD)	110
T° (F)	118

NOTAS

1. Tubería con tres relieves: En pozo BU-5: A.S.N.M, 289 metros. Salida del pozo BU-5 - 1 Km: A.S.N.M, 275 metros. Desde 1 Km- llegada estación BU-1: A.S.N.M, 278 metros.
2. Correlación de flujo multi-fásico de Tulsa.
3. Norma RVP-ASTM D323.
4. Cromatografía de gas del pozo BU-5^{##}.

^{##} API SPC 12-J, Specification for Oil and Gas Separators, 7th Edition. October, 1989. Reaffirmed 1999.

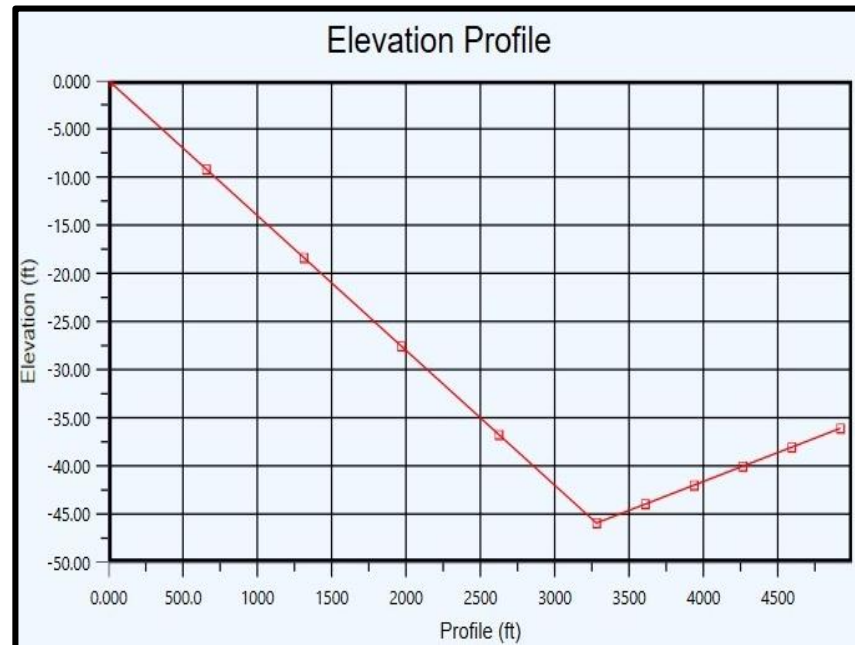
Figura 9. Simulación HYSYS, línea de flujo.



4.6.1. PERFIL DE ELEVACIÓN DE LÍNEA DE FLUJO

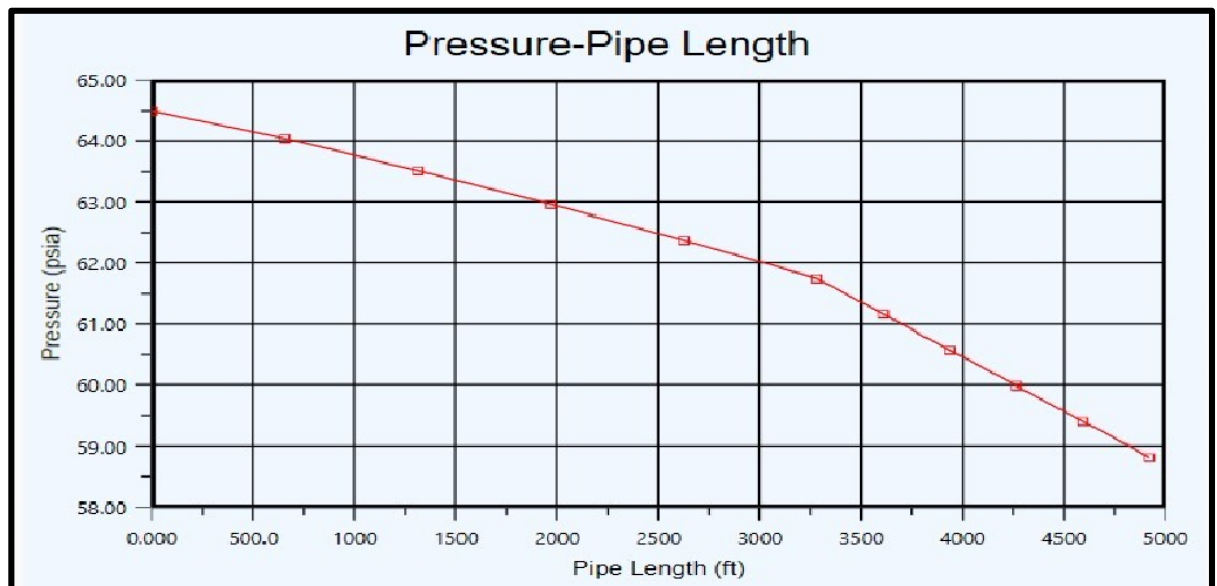
Línea de flujo de 2 7/8" EUE, no enterrada e instalada a un costado sobre la vía terciaria.

Figura 10. Perfil De Elevación, Obtenido De HYSYS.



4.6.2. PERFIL DE PRESIÓN LÍNEA DE FLUJO

Figura 11. Perfil De Presión, Obtenido Con Software HYSYS.



4.7. UBICACIÓN DE FACILIDADES PARA RECIBO- FLUIDO BU-5

Figura 12. Locación BU-1, (realizado con topografía actualizada).

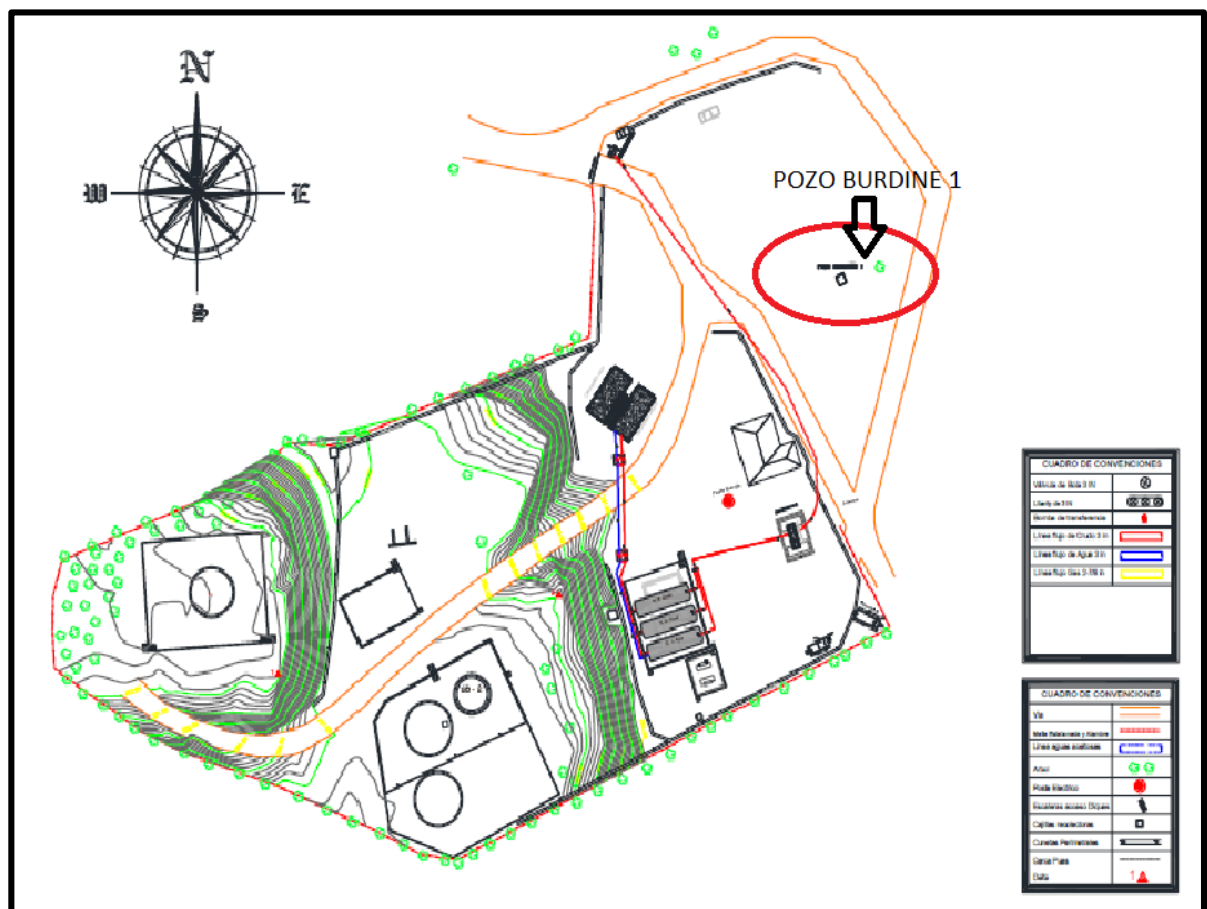


Tabla 19. Equipos Necesarios Para Facilidades De Superficie.

EQUIPO	CANTIDAD	CAPACIDAD
TUBERIA PARA LINEA DE FLUJO	1500 Ft	2 7/8 " EUE
SEPARADOR TRIFASICO ANSI 150	1	6000 Bbls
TANQUE DE LAMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE	1	5000 Galones
TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO	2	500 Bbls
TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA	1	500 Bbls
BOMBA TRIPLEX	1	2450 BPD, 3200 PSI
BOMBA PARA INYECCION QUIMICA	2	5000 PSI, 250 PSI
GENERADOR ELECTRICO	2	75 KW, 188 KW
BOMBAS CENTRIFUGAS	3	118 GPM
TEA	1	21 METROS DE ALTO
CARGADERO	1	CON 1 BRAZO DE CARGUE
LINEA DE CONDUCCION Y ACCESORIOS 1502	50 FT	2"
LINEAS DE CONDUCCION Y ACCESORIOS SCH 40	980 FT	3"

4.9. PROCESO

El proceso consiste en obtener producción de petróleo del pozo BU-5 por medio de un sistema de levantamiento artificial (ALS) tipo bombeo hidráulico con bomba Jet convencional (directa).

El fluido producido ya en superficie pasará por un separador trifásico ANSI 150 con capacidad para manejar 6000 Bbls de fluido a una presión estimada de 50 psi. De éste separador se dividen dos corrientes, una de gas y una de líquidos. La de gas será quemado en una tea de 21 metros de alto, y de la corriente de líquidos se tomará el fluido motriz para ser inyectado con una bomba de alta presión tipo triplex hasta la profundidad donde se alojará la Jet Pump.

La producción de fluido líquido que está compuesta de petróleo y agua, se conducirá por línea de flujo hasta los tanques de Almacenamiento No. 2 y 3 y desde donde se cargará a los carros tanques para su entrega a Ecopetrol S.A, el agua producida será drenada y almacenada en un tanque de capacidad nominal

de 500 Bls. El agua de producción podrá ser tratada para posterior disposición final en campo o el transporte y disposición final en Orito.

4.10. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y RECOMENDACIONES

4.10.1. CONSTRUCCIÓN DE FACILIDADES BU-5

- ✓ Se recomienda separador ANSI 150 de dimensiones 42" (d) X 9,8 Ft (Lss). "Entrada de fluidos 4", con bypass para sacar separador de línea, con dos válvulas de bola de 4" ANSI 150.
- ✓ Salida de crudo: salida de crudo en 3" con 3 válvulas de bola de 3" ANSI 150, 1 válvula de globo de 3" ANSI 150, una válvula de control Fisher de 3" ANSI 150 cerrada.
- ✓ Salida de agua: Línea de 3". Con 3 válvulas de bola de 3" ANSI 150, 1 válvula globo de 3" ANSI 150,
- ✓ Salida de gas: Salida de gas en 6" Red a 3", con tres válvulas de bola de 3" ANSI 150, medidor de gas tipo platina de orificio en 3" con set completo de platinas para medición de gas (AGA 3).
- ✓ Línea de alivio: control de disparo de gas 2" a 3" con 2 válvulas de bola de 2" ANSI 150,
- ✓ Scrubber: tanque de almacenamiento de aire para instrumentación conectado a todas las válvulas de control en línea de tubing en acero inoxidable. Termo pozo de 3/4" con indicador de temperatura hasta 200 °F, manómetro de 0-200 psi.

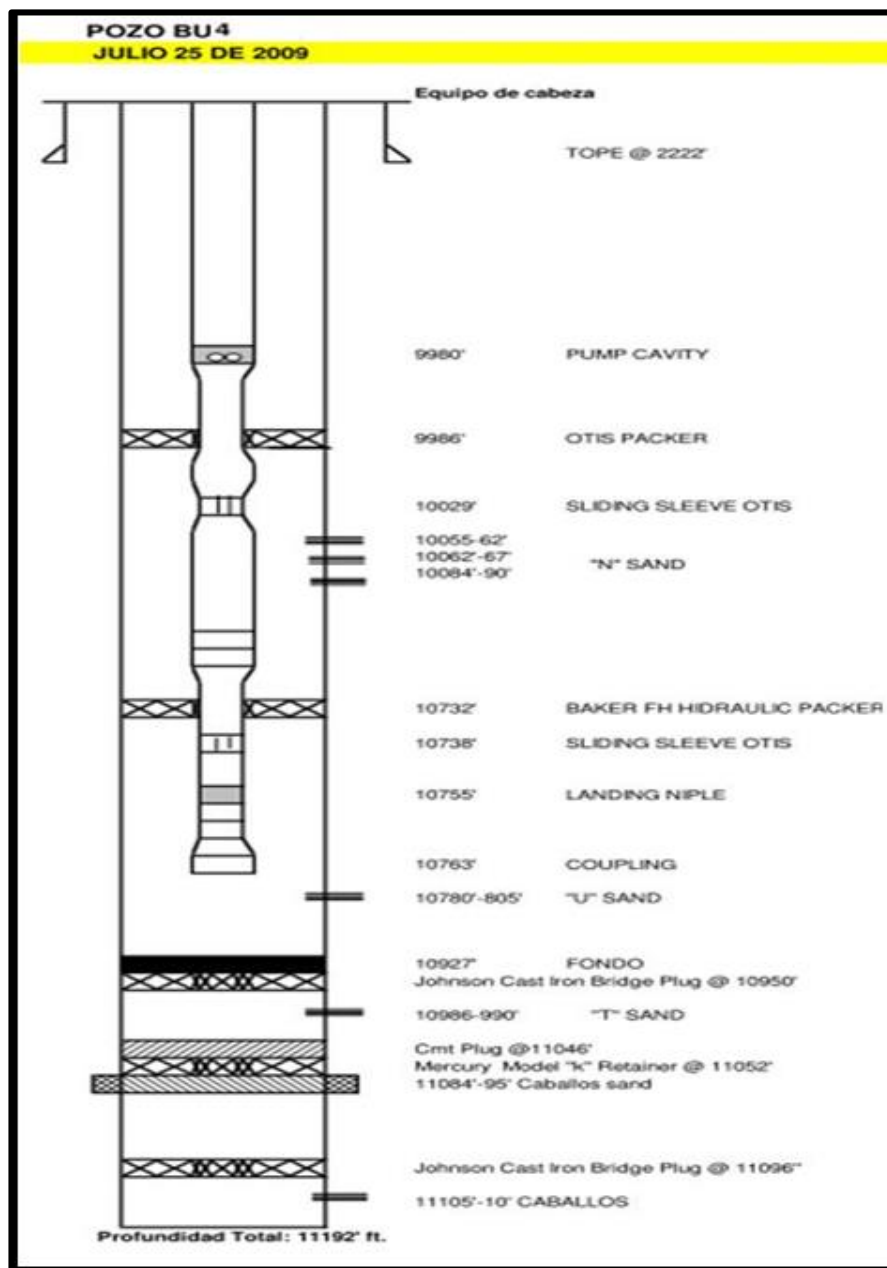
- ✓ El separador ANSI 150 debe ser operado en un rango de presión entre 40-50 Psia.
- ✓ De acuerdo a la curva IPR, se recomienda bajar configuración de Nozzle-Throat 9H, para intentar conseguir una producción de fluidos líquidos mayor a 160 BFPD.
- ✓ La presión de operación para bombeo hidráulico no se recomienda superar los 3200 Psi Vs. 2500 BFPD, por lo tanto una bomba triplex con motor Diésel es el equipo de alta presión indicado.
- ✓ Al observar las imágenes del perfil de elevación y perfil de presión desde BU- 5 hasta BU-1, se confirma que la corriente de líquidos no será afectada por ΔP para su posterior ingreso a tanques de almacenamiento en BU-1, presión a lo largo de la línea pasa de 50 Psia- 44 Psia.
- ✓ El mayor cambio que se observa para los fluidos que se conducen a través de la línea de flujo de 1,5 Km es la temperatura del fluido, pasando de 118°F, en cabeza de pozo a 90°F, a la entrada de los tanques de almacenamiento, por lo tanto se hace necesario la aplicación de inhibidor de incrustaciones en línea de flujo, aguas abajo del separador ANSI 150.
- ✓ Destino del agua de producción: El agua de producción que resulte será enviada al Tanque de Almacenamiento No.1. Luego se transportará por carro tanques hasta una de las empresas de tratamiento de agua, con un costo promedio por galón de COP \$ 60.00, debe hacerse con empresas que cuentan con permiso de tratamiento y disposición final. Otra de las alternativas es el tratamiento y disposición final en campo.

- ✓ El transporte de hidrocarburos: se hace por carro tanque hasta el descargadero en Ecopetrol Orito, con un costo promedio por galón de COP \$ 85.00, también se tiene como alternativa la entrega en la estación de Santana, jurisdicción de Puerto Asís, con un costo promedio por galón COP \$ 82.00.
- ✓ La corriente eléctrica para los equipos responsables de la operación se debe hacer con generador diésel, donde se proyecta un consumo total diario de 180 Gls/día.

5. DESCRIPCIÓN Y SIMULACIÓN POZO BU- 4.

5.1. ESTADO MECANICO ACTUAL DEL POZO

Figura 13. Estado mecánico actual del pozo BU-4



5.2. HISTORICO DEL POZO

El Pozo BU- 4, fue perforado entre el 11 de Octubre y 28 de Diciembre de 1975, con una profundidad total de 11.194 pies; inicialmente fueron perforados los intervalos correspondientes a la Formación Caballos (11.105'-11.110'), Formación Villeta "Arenisca T" (10.986'-10.990') y Formación Villeta "Arenisca U" (10.780'-10.805').

Las pruebas iniciales dieron únicamente como unidad comercialmente productora a la "Arenisca U", que hasta Diciembre de 1.985 acumulaba una producción de 549.688 Bls de petróleo, 403.767 MPC de Gas y 2611 Bls de Agua.

Entre Diciembre de 1.985 y Enero de 1.986 se realizó la estimulación por fracturamiento hidráulico de la "Arenisca U" y el cañoneo de la "Arenisca N" en los intervalos 10.055'-10.062', 10.067'-10.072' y 10.084'-10.090'. Como resultado de la estimulación de la unidad productora se logró un aumento de 156 Bpd de petróleo a 436 Bpd, sin embargo, las pruebas de producción realizadas en la "Arenisca N" la dieron como productora de agua.

El pozo fue cerrado en abril de 1.995, después de totalizar 5.901 días de producción y acumular de las Areniscas "U" y "N" de la Formación Villeta, 1'087.904 Bbls de petróleo, 107.105 Bbls de agua y 786.691 MSCF de gas.

5.3. MODELO GEOLOGICO

Formación Villeta en el Pozo BU- 4

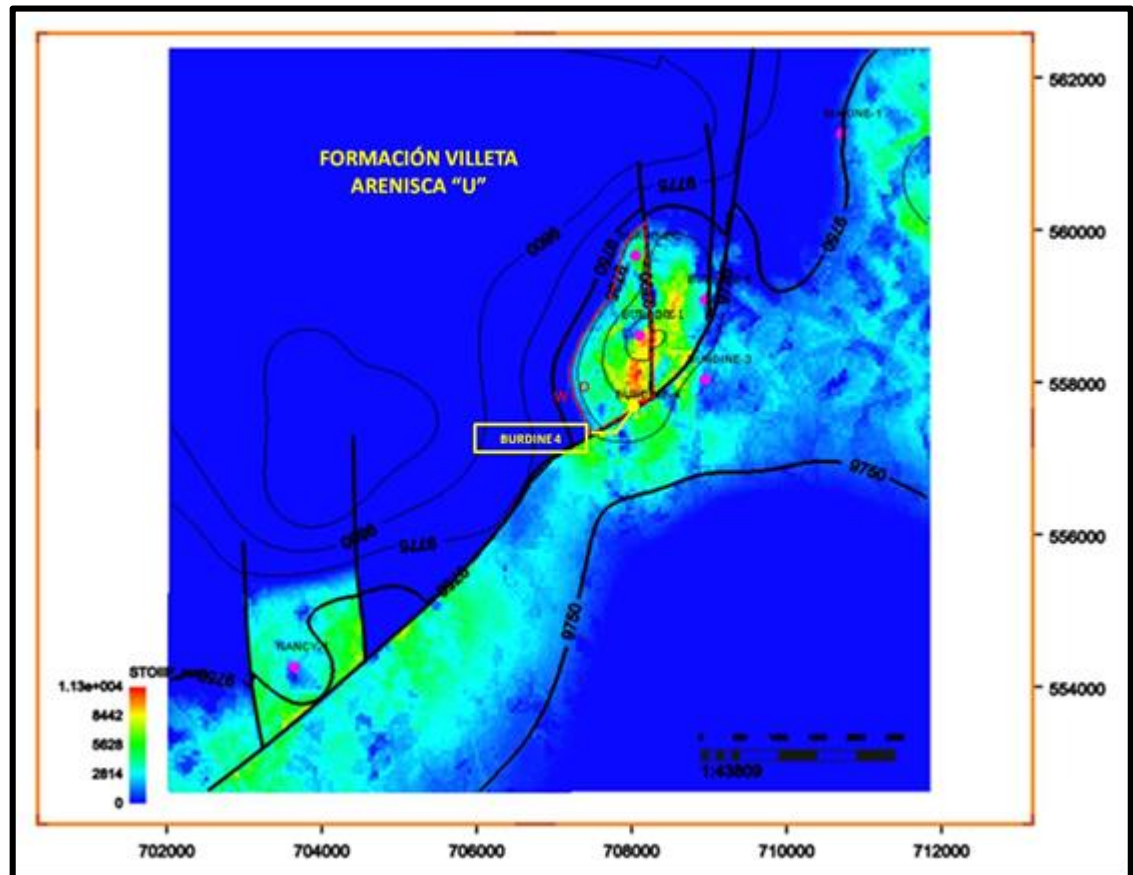
La Formación Villeta reposa concordantemente sobre las Areniscas de Caballos. Se trata de una secuencia de lutitas negras bituminosas, con alta concentración

de materia orgánica, que la constituyen en la roca generadora de hidrocarburos en el Putumayo. El ambiente de depositación corresponde a marino profundo a somero. Las Areniscas y calizas fueron depositadas en ambientes costeros, frentes de deltas y bocas de los canales distributivos.

A la Formación Villeta en la Cuenca del Putumayo, le asignaron edad Cenomaniano – Santoniano (Cretáceo Medio). El espesor total de esta Formación en esta cuenca, varía entre 900 y 2.000 pies. En el Campo BU, según qué tan intenso fue el grado de erosión antes de la depositación de la Formación Rumiyaco, el espesor varía entre 1.000 y 1.150 pies.

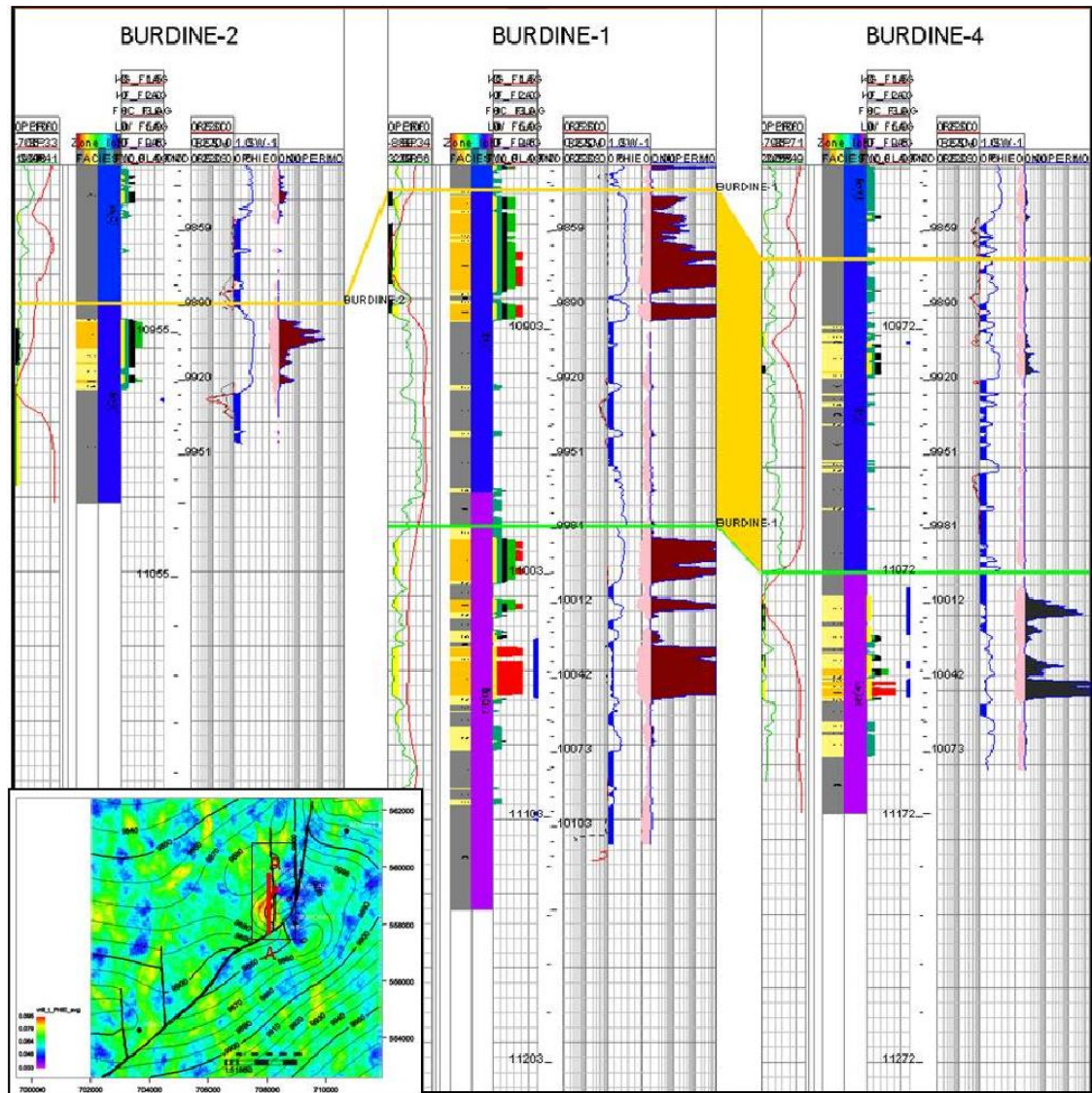
Posición Estructural Pozo BU- 4

Figura 14. Mapa Estructural En Profundidad Al Tope De La Arenisca U



De acuerdo a la evaluación realizada por Bioss y NuTech en 2008, utilizando las Líneas Sísmicas 2D disponibles en el área, presenta un modelo estructural que muestra el Pozo BU-4, ubicado en el bloque colgante al Oeste de la estructura que conforma a BU y dentro del contacto Agua-Aceite para el intervalo "U" de la Formación Villeta, (Figura 14).

Figura 15. Sección de correlación entre los pozos BU-1, 2 y 4

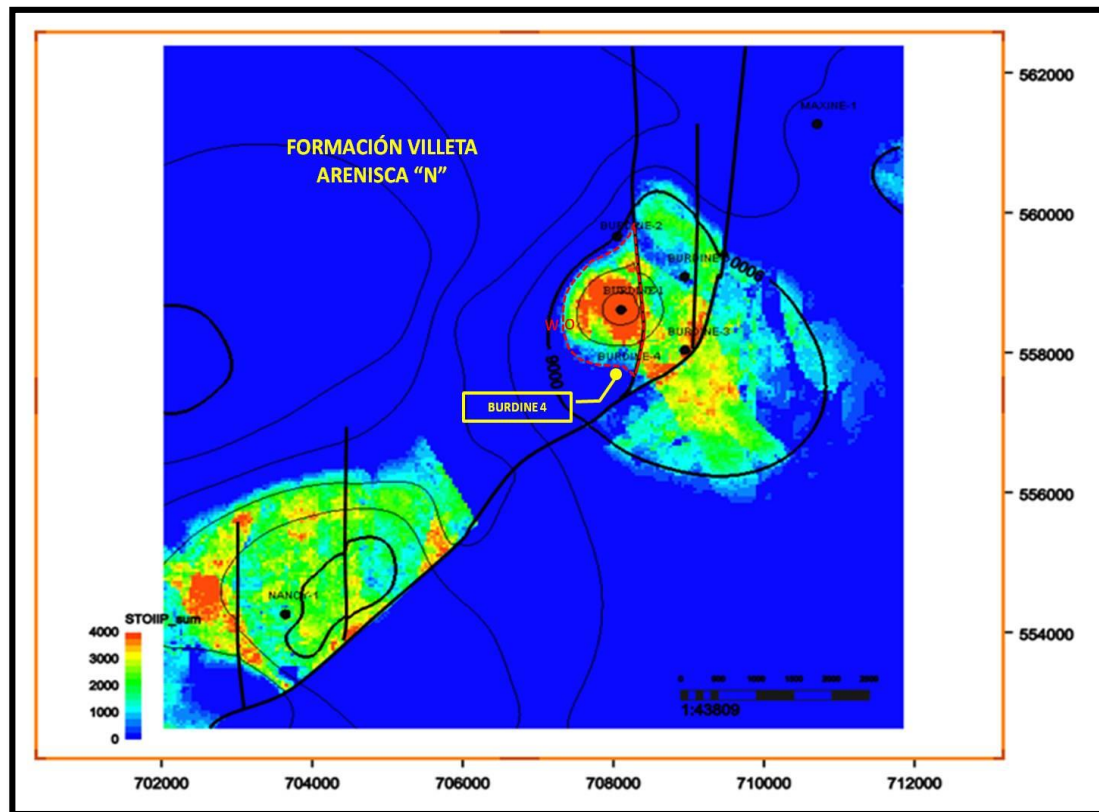


BU-4 está ubicado estructuralmente en una posición intermedia entre los Pozos BU-1 (más alto estructuralmente) y BU-2 (más bajo estructuralmente), como puede observarse en la Figura 15.

En el intervalo de la Arenisca “N” de la formación Villeta, las pruebas de producción y el modelo estructural, indican que el Pozo BU-4 se encuentra por debajo del contacto Agua-Aceite, mientras que el Pozo BU-2 se encuentra al

borde de dicho contacto, presentando un elevado corte de agua durante la producción de hidrocarburos desde la Arenisca “N” (Figura 16).

Figura 16. Mapa Estructural en Profundidad al Tope de la Arenisca N



5.4. RECOMENDACIÓN

La recomendación está dirigida en los siguientes pasos:

1. Verificación mecánica del pozo con unidad de S/L (construir programa).
2. Bajar Jet Pump con extensión (se tiene completamiento tipo OTIS).
3. Realizar prueba de producción con una unidad de armado rápido, MTU, la unidad consta de un circuito de flujo cerrado y control en medición de

fluidos, el tiempo de prueba debe ser el suficiente para recuperar cinco (5) capacidades de pozo y considerase representativa.

6. DESCRIPCIÓN DEL POZO BU-2

6.1. HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN

El pozo BU-2 comenzó a perforarse por la empresa Cayman Corporation of Colombia el 8 de Septiembre de 1974 Se perforó hasta una Profundidad Total Final de 11025 pies. No se conoce la fecha de terminación de la perforación. Se terminó como un pozo vertical. Sus coordenadas planas definitivas fueron:

Norte: 559684,13 m

Este: 708066,63 m

Otros datos de elevación de Mesa Rotaria y de Elevación del Terreno son:

RKB: 1051 ft

GE: 1033.19 ft

Tabla 20. Intervalos De Perforación

FORMACION	INTERVALOS	PIES	DISPAROS/PIE	TIPO	DIAMETRO CAÑON
VILLETA "T"	10951' - 10968'	17'	2 (2 VECES)	SHAPED	3 3/8"
VILLETA "U"	10774' - 10778'	14'	2	SHAPED	3 3/8"
VILLETA "N"	10058' - 10067'	9'	2	SHAPED	3 3/8"

No se tiene una historia de producción oficial reportada del pozo. Se le clasificó como un productor pobre, por lo cual fue cerrado en 1980. La producción acumulada de las arenas "U" de la Formación Villeta es de 24920 barriles de petróleo, 93 barriles de agua y 35132 Mscf de gas, en 573 días totales de producción.

6.2. RECOMENDACIÓN

Se recomienda que para éste pozo se realice pruebas de producción con equipo de prueba similar al recomendado para Bu- 4, en aras de mirar el potencial de producción, y realizar un trabajo de workover.

7. CONCLUSIONES

- Con las nuevas facilidades calculadas, se podría iniciar nuevamente la producción de hidrocarburo de manera eficiente; logrando aumentar la producción a niveles superiores a los reportados logrando una producción rentable y segura.

- Las facilidades existentes en el campo N-B-U, tienen un sobre dimensionamiento que retrasa y complica la labores de operación del campo generando retrasos significativos en los tiempos de entrega y con estándares de calidad inferiores a los recomendados.
- La implementación de las nuevas facilidades permitirá la reactivación de las labores petroleras de la región generando nuevos puestos de trabajo, garantizando la rentabilidad de las operaciones, basados en las nuevas condiciones operacionales de los pozos.
- Las condiciones de producción de los pozos cambian con el pasar de los años, las mejoras continuas de los procesos o equipos permite mantener la producción en los estándares óptimos tanto de rentabilidad como de eficiencia, queda evidenciado que las facilidades existentes no contribuyen a garantizar dicha operación ya sea por mala selección de los equipos o porque las condiciones operativas cambiaron haciéndolos ineficientes.

BIBLIOGRAFIA

ANH/EPIS, 2012.Cuenca del Valle Del Magdalena Medio, integración geológica de la digitación y análisis de núcleos.

BELANI A: "It's Time for an Industry Initiative on Heavy Oil", Journal of Petroleum Technology 58, Junio de 2006.

CFER TECHNOLOGIES. PCP. System failure Tracking and Bechmarking Analysis for run life Improvement. SPE PCP Conference. Houston. April 28-29. 2008.

FRANCO, R. Análisis tecno económico de completamiento. Curso, Sertecpet. HQE, solución a necesidades en proyectos de ingeniería, curso PCP. Septiembre, 2013.

LAHEE. FREDERIC. The termology of petroleum reserves. World petroleum congress, 6-15 de Junio, Roma, Italia, 1995.

LEA, J.F. AND PATTERSON, J. 1997. Selection Considerations for Artificial Lift. Presented at the Artificial Lift Equipment Forum, Dubai. En Society of Petroleum Engineers, SPE Production and operations, 1997.

MULLINS OC: "Petroleomics and structure-Fuction Relations of crude Oil and Asphaltenes", en Mullins OC, Sheu EY, Hammami A y Marshall AG (eds): Asphaltenes, Heavy Oil and Petroleomics. Ciudad de Nueva York: Springer (imprensa).

VETRA, presentaciones de lluvias de ideas basadas en la experiencia para el completamiento y análisis de producción del campo (Vetra Exploración y producción), realizados en Enero-Diciembre de 2014, Valle del Magdalena Medio.

SERTECPET, 2005. Manual de operaciones d ela bomba Jet, curso.