



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

**“PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES DE CAMPO EN LA
RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN EN POZOS PRODUCTORES DE GAS
CON PROBLEMAS DE CARGA DE LÍQUIDOS.”**

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo a la obtención del título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

Nathalie Lissette Bernabé Cruz

Tutor

Ing. Fidel Chuchuca Aguilar

La Libertad - Ecuador

2019

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

**“PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES DE CAMPO EN LA
RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN EN POZOS PRODUCTORES DE GAS
CON PROBLEMAS DE CARGA DE LÍQUIDOS.”**

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo a la obtención del título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

Nathalie Lissette Bernabé Cruz

Tutor

Ing. Fidel Chuchuca Aguilar

La Libertad - Ecuador

2019

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por darme fuerza y valentía en poder continuar mi carrera y terminar con éxito.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena por darme una acogida en mi carrera profesional y fortalecer mis conocimientos con su alta calidad de enseñanza y lealtad.

A mi tutor Ingeniero Fidel Chuchuca Aguilar, por el tiempo dedicado en el desarrollo del presente proyecto.

Al Decano de la Facultad Ing. Juan Garcés y Directora de la Carrera Ing. Marllelis Gutiérrez, a los Ingenieros Alamir Álvarez y Carlos Portilla, y a todos mis profesores de la carrera Ingeniería en Petróleo quienes con sus sabios conocimientos supieron formar mi vida profesional durante el periodo de mi carrera Universitaria.

Gracias...

DEDICATORIA

Este trabajo de investigación está dedicado a mi hijo el Niño Alexandre Jareth Cruz Bernabé por quien día a día me esmeré en terminar mis estudios y demostrar a las personas que con voluntad y dedicación todo logro se puede alcanzar.

A mis padres el Sr. Ángel Guido Bernabé Jaime y la Sr. Lilia Elsy Cruz Ramírez, por darme su apoyo incondicional, sus sabios concejos de fortaleza y por hacerme ver que la superación del conocimiento es el mejor regalo de un padre a sus hijos.


A mis hermanos la Sra. Lilia Bernabé Cruz, Sra. Ariana Bernabé Cruz y Sr. Marshall Bernabé Cruz por ser un ejemplo de superación para terminar mis estudios.

A mi esposo el Sr. Arnaldo Cruz Alejandro quien estuvo pendiente en el desarrollo de mi tesis brindándome su apoyo incondicional.

A mis suegros el Sr. Alves Cruz y la Sra. Rosa Alejandro, familiares y amigos por darme de una u otra manera su apoyo.

Con mucho amor para ustedes.


TRIBUNAL DE GRADO



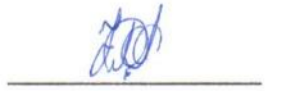
Ing. Juan Garcés Vargas Mgp.
DECANO DE LA FACULTAD
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA



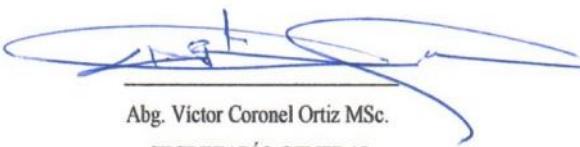
PhD. Marllelis Gutiérrez Hinestroza
DIRECTORA DE LA CARRERA
INGENIERÍA EN PETRÓLEO



Ing. Rommel Erazo Bone MSc.
PROFESOR DEL ÁREA



Ing. Fidel Chuchuca Aguilar MSc.
TUTOR DE PROYECTO



Abg. Victor Coronel Ortiz MSc.
SECRETARÍO GENERAL

CERTIFICACION DE TUTOR

En mi calidad de tutor de proyecto de titulación "PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES DE CAMPO EN LA RECUPERACION DE PRODUCCION EN POZOS PRODUCTORES DE GAS CON PROBLEMAS DE CARGA DE LIQUIDOS", desarrollada por la estudiante NATHALIE LISSETTE BERNABE CRUZ egresada de la carrera Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del Título de Ingeniería en Petróleo.

Me permito declarar que luego de haber dirigido, estudiado y revisado, apruebo en su totalidad este trabajo de Investigación.

Atentamente,



Ing. Fidel Chuchuca Aguilar

CI: 0704789502

Docente Tutor.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado "PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES DE CAMPO EN LA RECUPERACION DE PRODUCCION EN POZOS PRODUCTORES DE GAS CON PROBLEMAS DE CARGA DE LIQUIDOS", elaborado por la estudiante Nathalie Lissette Bernabé Cruz, egresada de la Carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleos, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con 3% de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Adjunto reporte de similitud.

Atentamente,



Chuchuca Aguilar Fidel Vladimir

C.I.: 0704789502

DOCENTE TUTOR

CERTIFICACIÓN DE REVISIÓN GRAMATICAL

MSc. NARCISA GARCÍA CAJAPE, por medio de la presente tengo a bien CERTIFICAR: Que he revisado el trabajo de titulación elaborado por NATHALIE LISSETTE BERNABÉ CRUZ con C.I. 2400089070, previo a la obtención del título de **INGENIERA EN PETRÓLEO.**

TEMA: "PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES DE CAMPO EN LA RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN EN POZOS PRODUCTORES DE GAS CON PROBLEMAS DE CARGA DE LÍQUIDOS."

La tesis revisada ha sido escrita de acuerdo a las normas gramaticales y de sintaxis vigentes de la lengua española. Por lo expuesto, y en uso de mis derechos como especialista de literatura y Español, reconociendo la VALIDEZ ORTOGRÁFICA de su proyecto



MSc. Narcisa Garcia Cajape
C.I. 1307095818
No. de registro 1032-13-86036224
No. de teléfono celular. 0993282234

DECLARACIÓN

Yo, NATHALIE LISSETTE BERNABÉ CRUZ con cedula 2400089070, declaro que el trabajo denominado **“PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES DE CAMPO EN LA RECUPERACION DE PRODUCCION EN POZOS PRODUCTORES DE GAS CON PROBLEMAS DE CARGA DE LIQUIDOS.”** es autoría de la misma, poniendo en conocimiento que el mismo no ha sido presentado anteriormente y las referencias bibliografías utilizadas en este proyecto de investigación están detalladas.



NATHALIE LISSETTE BERNABÉ CRUZ

CI. 2400089070

INDICE

AGRADECIMIENTO	III
DEDICATORIA	IV
TRIBUNAL DE GRADO	V
CERTIFICACION DE TUTOR	VI
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	VII
CERTIFICACIÓN DE REVISIÓN GRAMATICAL	VIII
DECLARACIÓN	IX
INDICE DE FIGURAS.....	XIV
INDICE DE TABLAS.....	XV
LISTA DE ANEXOS	XVI
RESUMEN.....	XVII
SUMMARY	XVIII
CAPITULO I – GENERALIDADES	1
1.1 DESCRIPCIÓN DEL TEMA	2
1.2 ANTECEDENTES	2
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.4 OBJETIVOS:	3
1.4.1 OBJETIVO GENERAL	3
1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
1.5 JUSTIFICACIÓN.	4
1.6 HIPÓTESIS DE TRABAJO	5
1.7 VARIABLES	5
1.7.1 VARIABLE INDEPENDIENTE.....	5
1.7.2 VARIABLE DEPENDIENTE	5
1.8 METODOLOGÍA	6

CAPITULO II DESCRIPCIÓN DE YACIMIENTOS..... 7

2.1 INTRODUCCIÓN 8
2.1.1 DIAGRAMA DE FASES 10
2.1.1.1 YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADOS. 11
2.1.1.2 YACIMIENTOS DE GAS HÚMEDO 13
2.1.1.3 YACIMIENTOS DE GAS SECO..... 14
2.1.1.4 FLUJOS MULTIFÁSICOS DE UN POZO DE GAS 15

**CAPÍTULO III - PROBLEMAS DE CARGA DE LÍQUIDOS EN POZOS
PRODUCTORES DE GAS EN YACIMIENTOS DE GAS SECO..... 17**

3.1 DEFINICIÓN DE PROBLEMA DE CARGA DE LÍQUIDOS EN POZOS
PRODUCTORES DE GAS. 19
3.2 PROBLEMAS CAUSADOS POR LA CARGA DE LÍQUIDOS 21
3.3 CONIFICACION DE AGUA 26
3.4 ACUÍFEROS 27
3.5 PRODUCCIÓN DE AGUA DE ZONAS CERCANAS AL YACIMIENTO 28
3.6 CONDENSACION DE AGUA E HIDROCARBUROS..... 28
3.7 PREDICCIÓN DE CARGA DE LÍQUIDOS MEDIANTE ANÁLISIS DE
VARIABLES DEL POZO. 29
3.8 CAUDAL Y VELOCIDAD CRÍTICA..... 33
3.8.1 METODO STANDING-KATZ. 34
3.8.2 METODO DE COLEMAN Y COL. ⁷ 38
3.8.3 METODO DE TURNER 40

CAPÍTULO IV - MÉTODOS PARA ELIMINAR CARGA DE LÍQUIDOS 42

4.1 INDUCCIÓN CON TUBERIAS FLEXIBLES. 43
4.2 ÉMBOLOS VIAJEROS..... 45
4.3 TUBERÍA CAPILAR 47

4.3.1 INYECCIÓN DE QUÍMICOS (SURFACTANTES)	49
4.3.2 GENERALIDADES DE LOS SURFACTANTES.....	49
4.3.3 SELECCIÓN DEL SURFACTANTE APROPIADO	50
4.4 SARTA DE VELOCIDAD.....	52
4.4.1 SARTAS DE VELOCIDAD E INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN ASISTIDAS CON COILED TUBING (TUBERIA FLEXIBLE).	54
4.4.2 OPERACIÓN DE ARRANQUE DE POZO CON SARTA DE VELOCIDAD	55
4.4.3 PROCEDIMIENTOS DE DYNADRILL PARA COLGAR TUBERÍA CONTINUA	57
ETAPA INICIAL:.....	57
4.4.4 ASENTAMIENTO DE LAS CUÑAS PARA COLGAR TUBERIA	58
4.5 SISTEMA DE FLUJO VENTURI.....	60
4.6 VENTEOS - BLOWING DOWN.....	61
4.8 SWABBING.	62

CAPÍTULO V – EJECUCIÓN DE MANIOBRAS OPERATIVAS 64

5.1. APLICACIÓN DE PROCEDIMIENTOS DE RECUPERACIÓN DE POZOS CON CARGA DE LÍQUIDOS.	65
5.1.1 VENTEOS – BLOWING DOWN	65
5.2 EJECUCIÓN DE TRABAJOS DE INDUCCIÓN CON TUBERÍA DE ALTA PRESIÓN Y GAS DE POZOS ALEDAÑOS.....	70
5.3 EJECUCIÓN DE TRABAJOS DE RECUPERACIÓN DE POZOS CON CARGA DE LÍQUIDOS CON INYECCIÓN DE QUÍMICOS (TUBERÍA CAPILAR).....	72
5.4 EJECUCIÓN DE TRABAJOS DE RECUPERACIÓN DE POZOS APLICANDO PERTURBACIONES DE PRESIÓN EN EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.....	74
5.4.1 SWABBING.	74
5.5 COSTO DE LAS OPCIONES DE REMOCIÓN DE FLUIDOS.	76
5.5.1 COSTO DE LAS OPCIONES DE REMOCIÓN DE FLUIDOS TUBERÍA DE VELOCIDAD.	76
5.5.2 AUTOMATIZACIÓN INTELIGENTE DEL SISTEMA DE ASPIRACIÓN DE ÉMBOLO.....	77

5.5.3 COSTO DE LAS OPCIONES DE REMOCIÓN DE FLUIDOS UNIDADES DE BOMBEO.	77
---	----

CAPÍTULO VI - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 78

6.1 CONCLUSIONES	79
------------------------	----

6.2 RECOMENDACIONES	81
---------------------------	----

6.3 BIBLIOGRAFÍA	82
------------------------	----

ANEXOS	87
---------------------	-----------

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 DIAGRAMA DE FASES TÍPICO PARA HIDROCARBUROS	11
FIGURA 2 DIAGRAMA DE FASES DE UNA MEZCLA DE GAS CONDENSADO	12
FIGURA 3 DIAGRAMA DE FASES DE UNA MEZCLA DE GAS HÚMEDO	13
FIGURA 4 DIAGRAMA DE FASES DE UNA MEZCLA DE GAS SECO.....	14
FIGURA 5 RÉGIMEN DE FLUJO EN FLUJO MULTIFÁSICO VERTICAL	15
FIGURA 6 HISTORIA DE VIDA DE UN POZO PRODUCTOR DE GAS.....	18
FIGURA 7 PROBLEMA DE CARGA DE LÍQUIDO EN POZOS DE GAS	20
FIGURA 8 CURVA DE TIPO DE POZO CON PROBLEMA DE CARGA DE LÍQUIDO - REGISTRO DE PRESIONES (PRESIÓN VS TIEMPO)	22
FIGURA 9 EFECTO DEL RÉGIMEN DE FLUJO EN LA CAÍDA DE PRESIÓN EN UN ORIFICIO.	24
FIGURA 10 CAMBIO EN LA CURVA DE DECLINACIÓN DE UN POZO PRODUCTOR DE GAS.	24
FIGURA 11 CAMBIO EN LOS GRADIENTES DINÁMICOS DE UN POZO PRODUCTOR DE GAS.	25
FIGURA 12 CONIFICACIÓN DEL AGUA.....	27
FIGURA 13 YACIMIENTO DE HIDROCARBURO COMUNICADO HIDRAULICAMENTE CON UN ACUIFERO.....	28
FIGURA 14 ANÁLISIS NODAL (PRESIÓN VS CAUDAL) $P_2=(P_{WFS} - P_{WS})$ 31	
FIGURA 15 CORRELACIONES EN LA PREDICCIÓN DEL PUNTO DE FUNCIONAMIENTO DE UN POZO.....	32
FIGURA 16 METODO STANDING-KATZ.	37
FIGURA 17 METODO BIZANTI-MOONESAN.....	38
FIGURA 18 MÉTODO COLEMAN	39
FIGURA 19 MÉTODO TURNER.....	41
FIGURA 20 INDUCCIÓN CON TUBERÍA FLEXIBLE.....	45

FIGURA 21 SISTEMA DE EMBOLO VIAJERO.....	47
FIGURA 22 TUBERÍA CAPILAR PARA LA INYECCIÓN DE QUÍMICOS A NIVEL DEL CABEZAL DE PRODUCCIÓN	48
FIGURA 23 TUBERÍA CAPILAR	48
FIGURA 24 SARTA DE VELOCIDAD	53
FIGURA 25 SISTEMA DE COILED TUBING PARA INSTALACIÓN DE SARTA DE VELOCIDAD.....	54
FIGURA 26 BOMBAS JET	60
FIGURA 27 CURVA TIPO DE PROCESO BLOWING DOWN PSI	68

INDICE DE TABLAS

TABLA 1 COMPOSICIÓN TÍPICA DE YACIMIENTOS DE GAS.....	9
TABLA 2 DESCRIPCIÓN DE LOS DIFERENTES REGÍMENES DE FLUJO EN UN POZO PRODUCTOR DE GAS	16

LISTA DE ANEXOS

ANEXO N° 1 VENTAJAS DE MÉTODOS PARA ELIMINAR CARGA DE LIQUIDOS.....	88
ANEXO N° 2 DESVENTAJAS DE MÉTODOS PARA ELIMINAR CARGA DE LIQUIDOS.....	89
ANEXO N° 3 APLICACIÓN DE MÉTODOS PARA ELIMINAR CARGA DE LIQUIDOS.....	90
ANEXO N° 4 COSTOS REFERENCIAL DE INSTALACIÓN DE MÉTODOS PARA ELIMINAR CARGA DE LIQUIDOS	91
ANEXO N° 5 COMPARACION DE LOS AHORROS EN COSTOS Y EMISIONES AL UTILIZAR OPCIONES DE REMOCIÓN DE LIQUIDOS	92
ANEXO N° 6 DIAGRAMA DE PROCEDIMIENTOS PARA ELIMINAR CARGA DE LIQUIDOS	93

UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA
CARRERA DE INGENIERIA EN PETROLEO

“PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES DE CAMPO EN LA RECUPERACION DE PRODUCCION EN POZOS PRODUCTORES DE GAS CON PROBLEMAS DE CARGA DE LIQUIDOS”

Autora: Nathalie Lissette Bernabé Cruz.

Tutor: Ing. Fidel Chuchuca Aguilar MSc.

RESUMEN

El colgamiento de líquidos en pozos productores de gas en yacimientos maduros, es decir cuando el pozo de gas no es capaz de evacuar los líquidos que produce el pozo, ocasionando que se incremente la columna del líquido, aumentando así la presión hidrostática sobre la arena de la cara productora; es un problema muy común que ocasionan pérdidas económicas por la reducción de producción de gas de los pozos. El trabajo de investigación presentado tiene como propósito describir métodos operativos de campos seguros desde el punto de vista operativos y ambientales, que permitan el normal funcionamiento de los pozos que presenten problemas de carga de líquidos, eliminando y/o reduciendo la columna hidrostática producida al interior de la tubería del pozo. El proyecto se desarrolló planteando y ejecutando las buenas prácticas de operación de pozos y facilidades de superficie, implementando los procedimientos desarrollados en campo. Los métodos de campo usados actualmente para extender la vida productiva los pozos con problemas de carga de líquidos con el tiempo resultan ineficientes, poco prácticos y económicamente no rentables. Los costos que se generan al aplicar métodos de campo vs los métodos convencionales (workover) son reducidos, sin embargo, estos métodos solo sirven a corto tiempo.

Palabras claves: Yacimientos de gas, Pozos de gas, Arena, Presión.

STATE UNIVERSITY PENINSULA OF SANTA ELENA
FACULTY OF ENGINEERING SCIENCES
ENGINEERING CAREER IN PETROLEUM

"OPERATIONAL PROCEDURES OF FIELD IN THE RECOVERY OF PRODUCTION IN WELLS PRODUCERS OF GAS WITH PROBLEMS OF LOADING LIQUIDS"

Author: Nathalie Lissette Bernabé Cruz.

Tutor: Ing. Fidel Chuchuca Aguilar MSc.

SUMMARY

The hanging of liquids in wells producing gas in mature reservoirs is when the gas well is not able to evacuate the liquids produced by the well, causing the column of the liquid to increase, increasing the hydrostatic pressure on the sand of the producing face; it is a very common problem that cause economic losses due to the reduction of gas production from the wells. The research work presented is intended to describe operating methods of safe fields from the operational and environmental point of view, which allow the normal operation of the wells that present fluid loading problems, eliminating and / or reducing the altered hydrostatic column inside the well pipe. The project will be develop by proposing and executing the good practices of operation of wells and surface facilities, implementing the procedures developed in the field and the existing empirical calculations. The field methods currently used to extend the productive life of wells with fluid loading problems over time are inefficient, impractical and economically unprofitable. Costs that are generated when applying field methods vs conventional methods (workover) are reduced, however these methods only serve in a short time.

Keywords: Gas fields, Gas wells, Sand, Pressure.

CAPITULO I – GENERALIDADES

1.1 DESCRIPCIÓN DEL TEMA

Este proyecto de investigación permitirá establecer procedimientos seguros de operación que permitan la recuperación y estabilización de los pozos productores de gas que, debido al tiempo de producción extendida, reducen la energía del yacimiento generando un problema muy común asociado a la disminución de producción de gas y aumento en los líquidos (agua) generados desde yacimiento, conocido como carga de líquido que puede llegar a impedir la producción desde el pozo.

Los métodos de campo son muy usados en las etapas tempranas cuando se comienzan a experimentar los problemas de carga de líquidos; sin embargo, son soluciones paliativas, ya que para realizar una buena reparación de los pozos se deberá ejecutar un workover, que abarca registros eléctricos, instalación de un sistema de levantamiento artificial cuyo fin es extender la vida útil del pozo y maximizar la recuperación de hidrocarburos.

1.2 ANTECEDENTES

Los pozos productores de gas del yacimiento UPSE_GAS, producen gas pobre, 99% metano; mediante la interpretación de los parámetros del pozo (presión de cabeza, presión de fondo, Caudal de gas , caudal de agua y condensados) se estimó la acumulación de líquido en el pozo, realizando una predicción del tiempo en el que el pozo podría ahogarse; para reducir los efectos negativos que la acumulación de líquido en el pozo productor de gas genera, se realizan maniobras operativas que serán definidas por este proyecto de investigación.

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El colgamiento de líquidos en pozos productores de gas en yacimientos maduros, es un problema muy común que ocasionan pérdidas económicas por la reducción de producción de gas de los pozos.

El incremento de la columna hidrostática formada por los líquidos dentro del pozo, evita que el gas migre desde el yacimiento hasta superficie, debiéndose ejecutar métodos de campos paliativos que permitan extender la producción del pozo hasta que se defina la intervención por workover.

1.4 OBJETIVOS:

1.4.1 OBJETIVO GENERAL

Describir métodos operativos de campo seguros desde el punto de vista operativos y ambientales, que permitan el normal funcionamiento de los pozos que presentan problemas de carga de líquidos, eliminando y/o reduciendo la columna hidrostática formada al interior de la tubería del pozo.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Determinar valores de caudal críticos.
2. Análisis de presiones de cabeza, de fondo, y fluctuaciones presentadas en pozos tipos con problemas de acumulación de líquidos.
3. Describir los pasos necesarios a fin de recuperar la producción de los pozos con problemas de ahogamiento (fluidos del yacimiento fuera del pozo a eso se llama ahogamiento de un pozo).
4. Realizar un procedimiento de trabajo seguro con maniobras enfocadas en las buenas prácticas operacionales y ambientales.

1.5 JUSTIFICACIÓN.

La reducción de producción por problemas de carga de líquidos en pozos productores de gas es muy común, sin embargo, en la mayoría de los casos no se ejecuta ninguna maniobra operativa a fin de reducirlos, ya que las compañías operadoras planifican trabajos de workover que representan mayores gastos.

Las maniobras operativas que se definen en esta investigación permiten extender la vida útil del pozo mientras se espera los trabajos con torre, previo a la ejecución de las maniobras se deberá establecer cálculos básicos de ingeniería que permitan tener una visión extendida y más clara de los problemas presentados.

Los costos asociados a cierre de pozos, reducción de producción, aumento de aporte de agua, incremento en el uso de químicos para el tratamiento de agua de formación, aporte de finos desde el yacimiento, etc. son problemas que se presentan a lo largo de la vida productiva del pozo.

Los métodos de campo usados actualmente para extender la vida productiva de los pozos con problemas de carga de líquidos con el tiempo resultan ineficientes, poco prácticos y económicamente no rentables debido a los altos costos que se generan por el envío de gas a la atmosfera.

Las pérdidas económicas ascienden a \$ 1.25 dólares por cada MMBTU que corresponde al costo promedio en locaciones Costa Afuera, este valor variará de acuerdo al volumen de gas que se ventee a la atmósfera. El gas del Golfo de Guayaquil tiene un factor de conversión de aproximadamente 1017 MMBTU / MMPCD (valor de poder calorífico obtenido mediante cromatografía de gases conforme a norma INEN – ISO 13443). (Valor de poder calorífico).

Por otra parte, a nivel ambiental el Metano contamina 84 veces más que el CO₂ contribuyendo aún más al calentamiento global – fuente Forbes México. (Solís A., 2016)

1.6 HIPÓTESIS DE TRABAJO

La ejecución de maniobras operativas y la realización de cálculos asociados permitirán predecir los problemas de carga de líquido y reducir las afectaciones causadas por el incremento de la columna hidrostática en pozos que cuentan con la energía de yacimiento muy baja.

1.7 VARIABLES

1.7.1 Variable independiente

1. Cálculos de variables de los pozos productores de gas.
2. Métodos de aporte de agua desde yacimiento.
3. Manejo y operación de pozos de gas natural y cálculo de variables críticas.

1.7.2 Variable dependiente

Métodos de Operación, análisis de maniobras operativas.

1.8 METODOLOGÍA

El proyecto se desarrollará planteando y ejecutando las buenas prácticas de operación de pozos, y facilidades de superficie, implementando los procedimientos desarrollados en campo y los cálculos empíricos existentes.

Se analizarán los valores recolectados en los sistemas complementarios de producción del campo tipo, presentando los resultados satisfactorios de las maniobras ejecutadas.

Se presentan los Anexos 1, 2, 3, 4, 5 y 6 al final del libro donde se detallan las ventajas, desventajas, aplicaciones y costos referenciales de instalación de métodos utilizados para eliminar carga de líquidos.

CAPITULO II DESCRIPCIÓN DE YACIMIENTOS.

2.1 INTRODUCCIÓN

El gas natural es formado por la mezcla de compuestos más volátiles de la serie parafínica de hidrocarburos, el principal compuesto es siempre el metano, acompañado de porciones pequeñas de los demás componentes (etano, propano, butano, etc.), además de contener cantidades variadas de gases no hidrocarburos, como ejemplo dióxido de carbono (CO₂), ácido sulfhídrico (H₂S), helio (He), níquel (Ni), vapor de agua etc.

El gas natural se encuentra en yacimientos de gas, o asociado con yacimientos de petróleo y de condensados.

Los yacimientos se definen en dos tipos volumétricos y no volumétricos su diferencia radica en que el primero permanece constante durante su explotación mientras que el segundo en el límite del yacimiento (frontera exterior) se tiene intrusión de fluidos durante su explotación.

Dependiendo de las presiones y temperaturas del yacimiento, de la naturaleza de los fluidos y de los mecanismos de empuje los yacimientos además pueden clasificarse como:

1. Yacimiento de gas seco.
2. Yacimiento de gas húmedo.
3. Yacimiento de gas condensado.
4. Petróleo volátil.
5. Petróleo negro. (Sepulveda G., 2012)

La composición típica en porcentajes de moles de fluidos monofásicos en el reservorio se define a continuación en la **Tabla 1**. (Sepulveda G., 2012).

Componente	Petróleo Negro (mol)	Petróleo Volátil (mol)	Gas Condensado (mol)	Gas Húmedo (mol)	Gas Seco (mol)
C1	44.83	64.36	87.07	95.85	86.67
C2	2.75	7.52	4.39	2.67	7.77
C3	1.93	4.47	2.29	0.34	2.95
C4	1.60	4.12	1.74	0.52	1.73
C5	1.15	3.97	0.83	0.08	0.88
C6	1.59	3.38	0.60	0.12	-
C7+	42.15	11.91	3.80	0.42	-
Mwc7+	225	181	112	157	-
GOR	625	2000	18,200	105,000	-
API	34.3	50.1	60.8	54.7	-
COLOR	Verde claro	Naranja	Amarillo claro	Claro – cristalino	-

Tabla 1 Composición Típica De Yacimientos De Gas.

Elaborador Por Nathalie Bernabé Cruz

2.1.1 DIAGRAMA DE FASES

La representación gráfica de las condiciones de presión y temperatura en la que existen los sólidos, líquidos y gases se denomina diagrama de fases. La elaboración de un gráfico presión-temperatura en donde cada punto del gráfico representaría una condición determinada de presión y temperatura, mostrando una situación en la que puede encontrarse cada una de las sustancias en su estado físico. A bajas temperaturas y altas presiones es de esperar que los átomos se dispongan de una manera ordenada (sólidos), a temperaturas altas y bajas presiones (gases) y temperaturas y presiones intermedias (líquidos).

Para los hidrocarburos se han clasificado los yacimientos de acuerdo a un diagrama de fases (Composición) además desde el punto de vista del comportamiento termodinámico. Los yacimientos suelen clasificarse por las condiciones de temperatura y presión iniciales respecto a la región gas-petróleo (dos fases), en estos diagramas se relacionan temperatura y presión. (Bermúdez G., 2009)

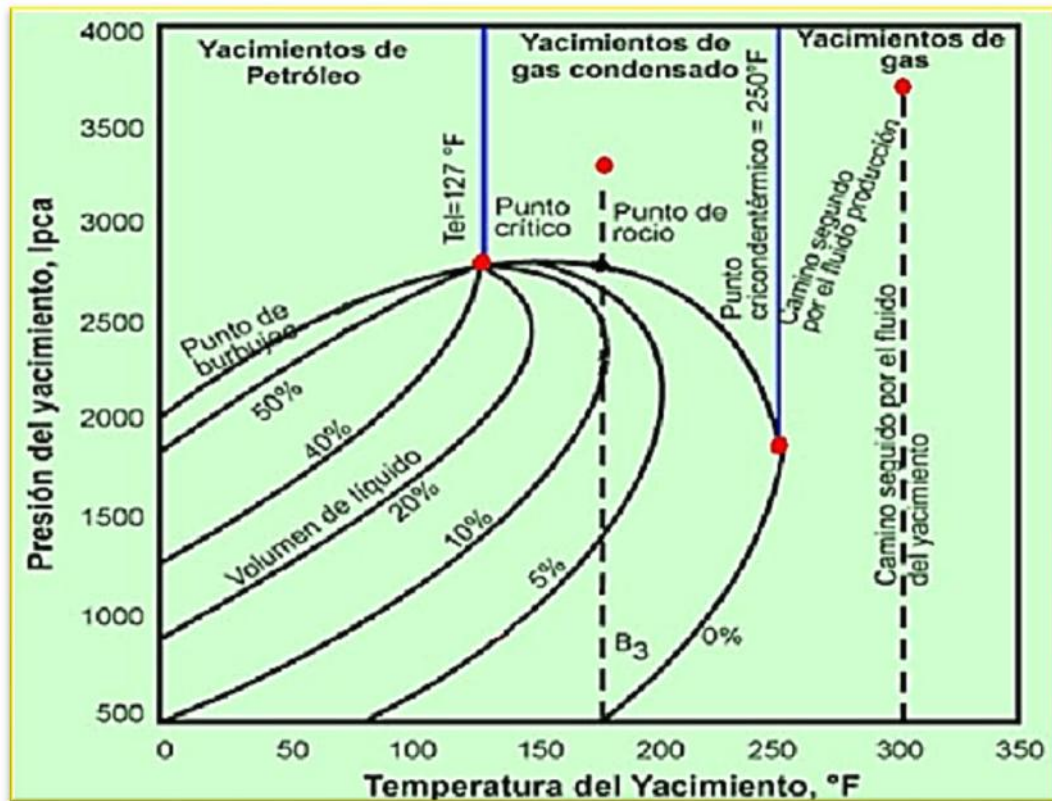


Figura 1 Diagrama De Fases Típico Para Hidrocarburos

Fuente: "Ingeniería De Yacimientos" (2)

2.1.1.1 YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADOS.

La temperatura en la que se encuentra el yacimiento está entre la temperatura crítica y la temperatura cricondentérmica (máxima temperatura en la cual coexiste la fase líquida y gaseosa), en condiciones iniciales del yacimiento se puede encontrar el hidrocarburo en fase gaseosa, al disminuir la presión y atravesar la curva de rocío por condensación del gas se encuentra líquido en la producción y también en el yacimiento.

El líquido producido tiende a ser incoloro, amarillo y se ha reportado en algunos casos negro, con una gravedad API entre 40° y 60°.

El comportamiento de estos yacimiento es particular debido que cuando se baja la presión isotérmicamente y al estar por debajo del punto de rocío se produce líquido y gas en cierta proporción inicial, al continuar disminuyendo la presión la proporción de líquido aumentaría con respecto a la de gas encontrada originalmente, pero, se llegará a una condición de presión en el yacimiento en la cual la saturación de líquido será máxima y desde ese punto en adelante comenzará a disminuir el líquido producido (1).

Esta categoría de yacimiento de gas es un tipo único de acumulación de hidrocarburo en que el comportamiento termodinámico especial de los fluidos es el factor controlador en el proceso de desarrollo y depleción del yacimiento (2).

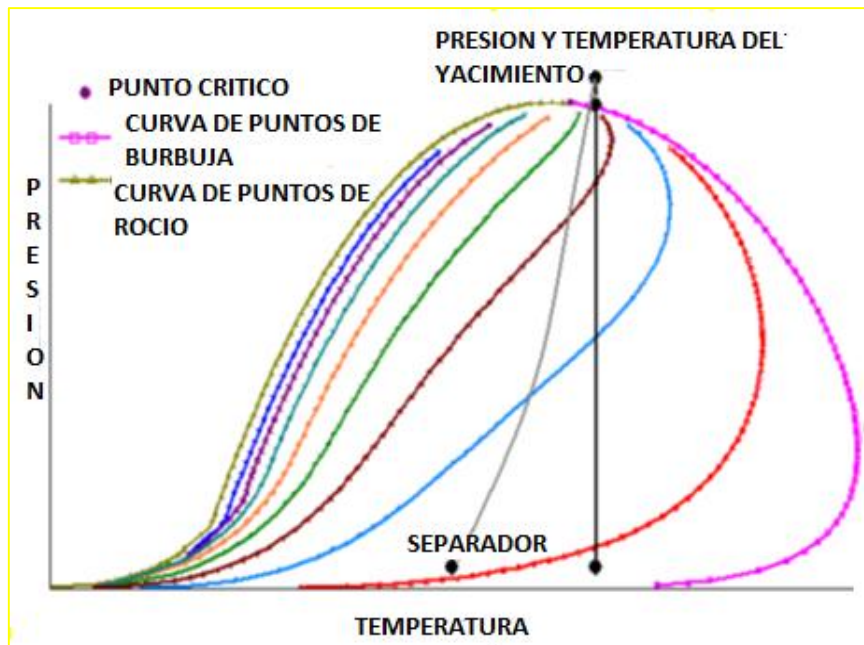


Figura 2 Diagrama De Fases De Una Mezcla De Gas Condensado

Fuente: Eclipse P V Ti "Curso De Gas Natural USCO" (1)

2.1.1.2 YACIMIENTOS DE GAS HÚMEDO

La temperatura de yacimiento es superior a la temperatura cricondentérmica del hidrocarburo. Por tal motivo los fluidos del yacimiento siempre estarán en la región de fase gas, cuando en el yacimiento la presión disminuye isotérmicamente a lo largo de la línea vertical 1-2 como se muestra en la figura 2. Sin embargo, a medida que el flujo de gas es producido hacia superficie mostrado en la curva 1-3, la presión y la temperatura del gas declinan y el gas entra en la región de dos fases produciéndose la liberación de líquido en superficie.

Los líquidos que se pueden recuperar son de muy alta gravedad API en el yacimiento, también en superficie se obtiene una mezcla de hidrocarburos líquidos y gaseosos, los compuestos que forman estas mezclas tienen un mayor componente intermedio que los yacimientos de gas seco, el líquido producido en estos yacimientos generalmente es incoloro, con una gravedad API mayor a 60°. (Bermúdez G., 2009)

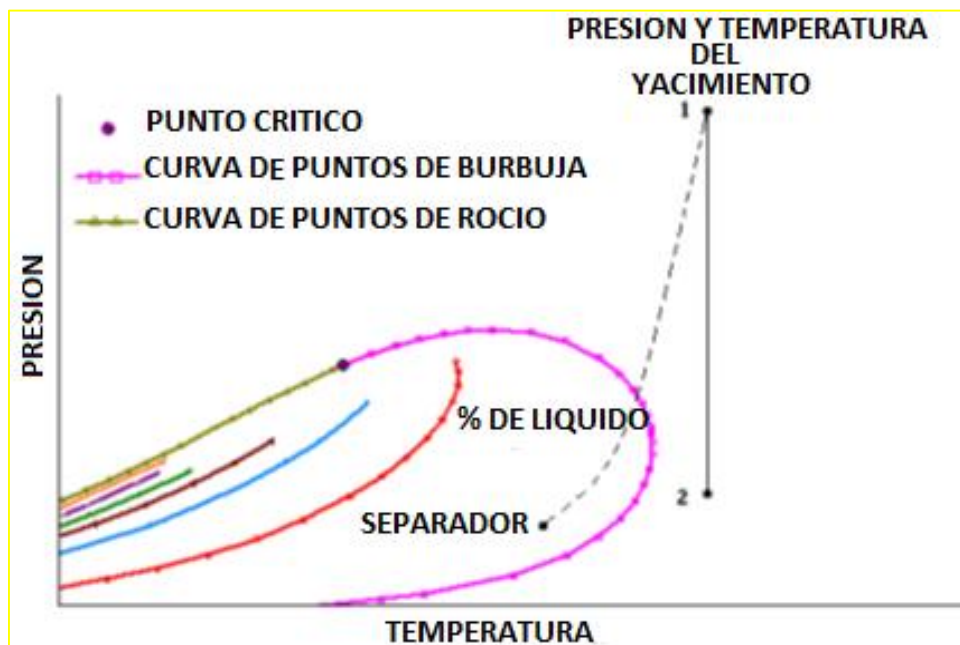


Figura 3 Diagrama De Fases De Una Mezcla De Gas Húmedo

Fuente: Eclipse P V Ti "Curso De Gas Natural USCO"

2.1.1.3 YACIMIENTOS DE GAS SECO.

El diagrama típico de un yacimiento de gas seco es mostrado en la Figura 4, donde la temperatura del yacimiento es superior a la temperatura cricondentérmica. La mezcla de hidrocarburos existe como un gas en el yacimiento y hasta en superficie, como lo muestra la isoterma a lo largo de la línea vertical 1-2 y la trayectoria del gas producido hacia superficie mostrado en la curva 1-3, ver figura 4. La mezcla de hidrocarburos se mantiene en fase gaseosa en el yacimiento y hasta la superficie independientemente de la reducción de la presión, la composición de hidrocarburos presente en el yacimiento es mayoritariamente gas metano (C1) >90%, en este tipo de yacimientos no se observa condensación retrograda debido a que siempre se mantendrá fuera de la curva de rocío. (Bermúdez G., 2009; Sepulveda G., 2012)

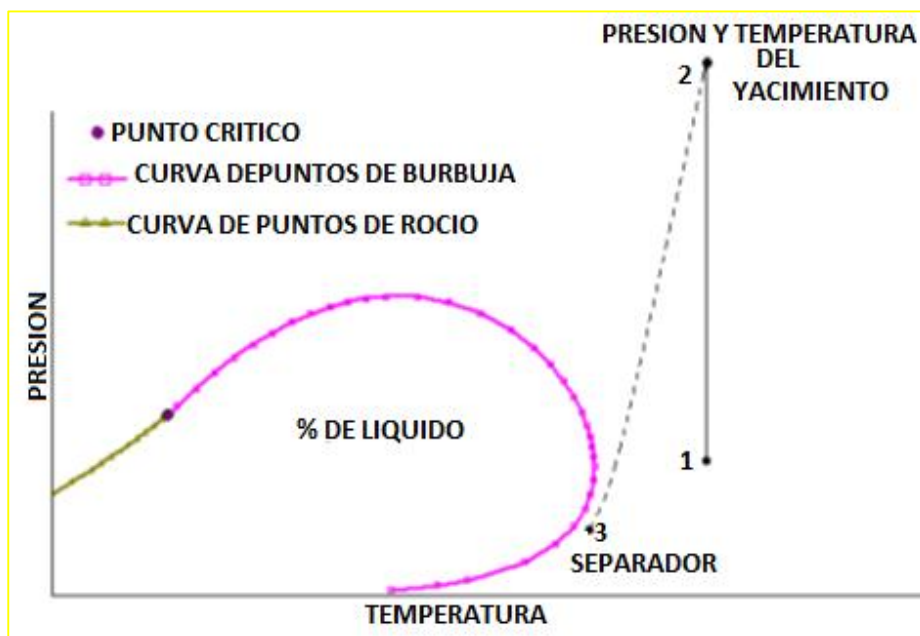


Figura 4 Diagrama De Fases De Una Mezcla De Gas Seco

Fuente: Eclipse P V Ti “Curso De Gas Natural USCO” (1)

2.1.1.4 FLUJOS MULTIFÁSICOS DE UN POZO DE GAS

El movimiento del gas y líquido se considera flujo multifásico, ya que ambos pueden estar mezclados formando una solución homogénea o pueden existir formando oleaje donde el gas empuja al líquido desde atrás o encima de él, provocando en algunos casos crestas en la superficie del líquido, puede darse el caso en el cual el líquido y el gas se mueven en forma paralela, a la misma velocidad y sin perturbación relevante sobre la superficie de la interface gas-líquido. El flujo multifásico en tuberías verticales suele presentarse por regímenes de flujo básico como se muestra en la figura 5. El régimen de flujo se determina por la velocidad de las fases de gas y líquido y las cantidades relativas del gas y líquido en cualquier punto dado en el flujo. Uno o más de estos regímenes estará presente en la historia de producción del pozo (Lea J., Nickens H., & Well M., 2003.)

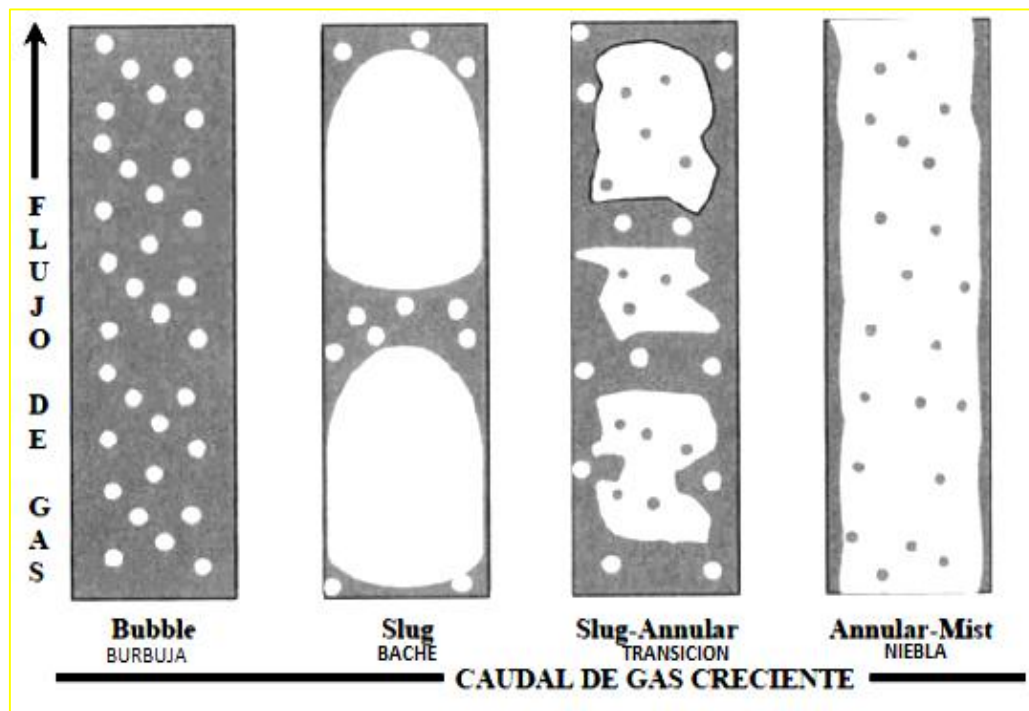


Figura 5 Régimen De Flujo En Flujo Multifásico Vertical

Fuente: James Lea, Henry Nickens, Michael Well. "Gas Well Delification – Solution to Gas Well Liquid Loading Problems" (3)

REGIMEN DE FLUJO	CACACTERISTICAS
FLUJO BURBUJA (BUBBLE)	<p>La tubería de producción está casi completamente llena con líquido. Gas libre está presente como pequeñas burbujas. El líquido tiene contacto con la pared superficial y las burbujas solo sirven para reducir la densidad.</p>
FLUJO BACHE (SLUG)	<p>Las burbujas de gas se expanden y forman baches. La fase líquida es todavía la fase continua. La película líquida alrededor de los baches puede descender. El gas y el líquido afectan significativamente el gradiente de presión.</p>
FLUJO TRANSICIONAL (SLUG – ANNULAR TRANSITION)	<p>El flujo cambia de fase líquida continua a fase gaseosa continua. Algo de líquido se puede encontrar como gotas en el gas. Aunque el gas predomina el gradiente de presión, los efectos de líquido aún son significativos.</p>
FLUJO NIEBLA (ANNULAR – MIST)	<p>La fase de gas es continua y la mayoría de los líquidos son encontrados en el gas como niebla. Aunque en la pared de la tubería está cubierta de una pequeña película de líquido, el gradiente de presión está determinado predominantemente por el flujo de gas.</p>

Tabla 2 Descripción De Los Diferentes Regímenes De Flujo En Un Pozo Productor De Gas

Elaborado Por: Nathalie Bernabé

**CAPÍTULO III - PROBLEMAS DE
CARGA DE LÍQUIDOS EN POZOS
PRODUCTORES DE GAS EN
YACIMIENTOS DE GAS SECO.**

Un pozo de gas atraviesa por los regímenes de flujo detallados en el ítem 2.1.1.4 durante toda su vida útil. En la figura 6 se detalla el proceso que tiene un pozo de gas desde su inicio de producción hasta el abandono. El pozo inicialmente puede tener una velocidad del gas elevada haciendo que el régimen de flujo sea tipo niebla dentro de las tuberías, sin embargo, en la zona de punzados pueden estar en bubble flow (flujo de burbuja), transición o en slug flow (flujo bache). (Lea J., Nickens H., & Well M., 2003.)

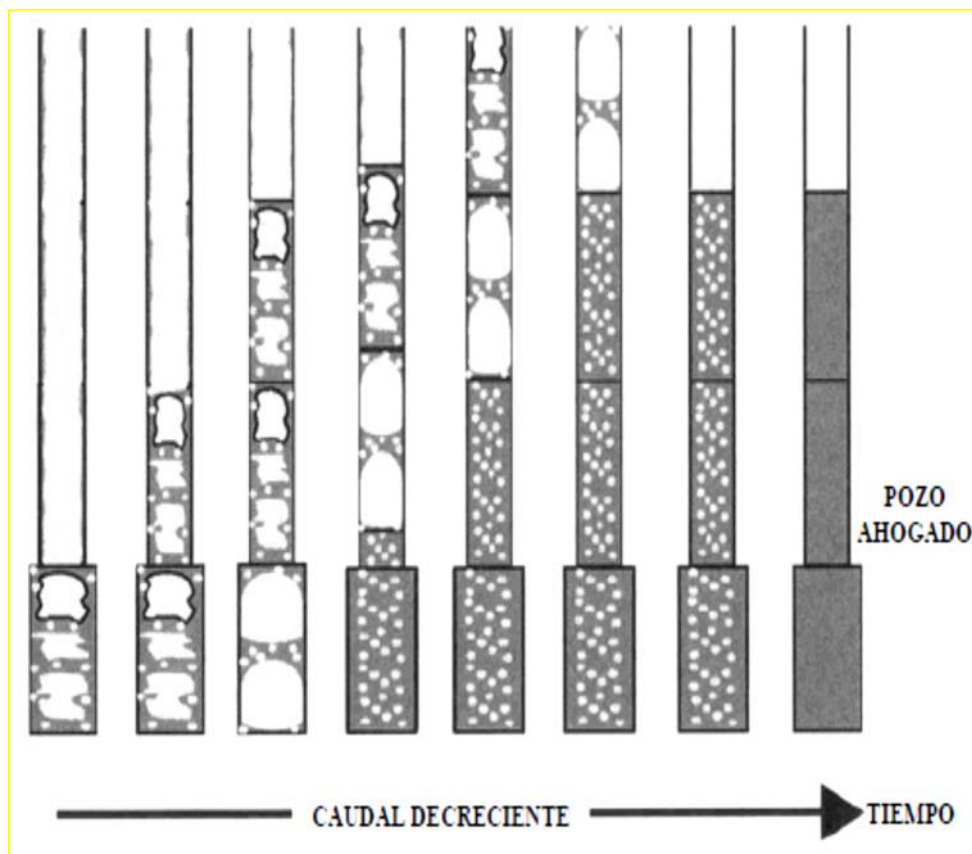


Figura 6 Historia de vida de un pozo productor de Gas

Fuente: James Lea, Henry Nickens, Michael Well

Gas Well Delification "Solution to Gas Well Liquid Loading Problems" (3)

La producción disminuye, los regímenes de flujo del pozo cambiarán a la medida que disminuya la velocidad del gas. La producción de líquidos aumentará también a medida que la producción de gas disminuye, el flujo en superficie continuará en flujo neblina hasta que las condiciones cambien lo suficiente como para que se presente un flujo de transición. (Lea J., Nickens H., & Well M., 2003.)

3.1 DEFINICIÓN DE PROBLEMA DE CARGA DE LÍQUIDOS EN POZOS PRODUCTORES DE GAS.

La carga de líquido es el momento en que la gota de líquido cae al fondo del pozo e incrementa el nivel de la columna del líquido, se presenta con mayor frecuencia en pozos con baja presión de fondo, sucede cuando el gasto de gas se vuelve ineficiente para transportar a superficie los líquidos producidos por el yacimiento, la producción declina fuertemente por la contra presión no deseada en la formación creada por los líquidos acumulados en la tubería (presión hidrostática) y la permeabilidad relativa al gas disminuye en la zona cercana al pozo restringiendo la producción de gas hasta que el pozo deja de producir. (Guerra J., Nieto C., 2014)

Cuando el gas fluye a superficie transportara líquidos siempre y cuando la velocidad de este sea elevada. Una velocidad de gas elevada da como resultado un patrón de flujo de niebla en el que los líquidos están finamente dispersos en el gas dando como resultado que la acumulación de líquidos en la tubería sea reducida, esto mostrará una baja caída de presión en el pozo por acción de la gravedad de los fluidos.

A medida que la velocidad del gas disminuye debido al tiempo de producción del pozo, aumentará la acumulación de líquidos en la tubería y en fondo del pozo, la presencia de cada vez más líquido al interior del pozo mermará la producción de gas hasta el punto de poder detenerla por completo.

Pocos pozos producen gas completamente seco, en algunas condiciones, los pozos de gas producirán líquido directamente en el pozo, tanto los hidrocarburos (condensados) como el agua pueden condensarse en la corriente del gas a medida que la presión y la temperatura disminuyen durante el desplazamiento a la superficie, en algunos casos estos fluidos pueden ingresar a la formación como consecuencia de la conificación del agua en una zona subyacente o de otras fuentes.

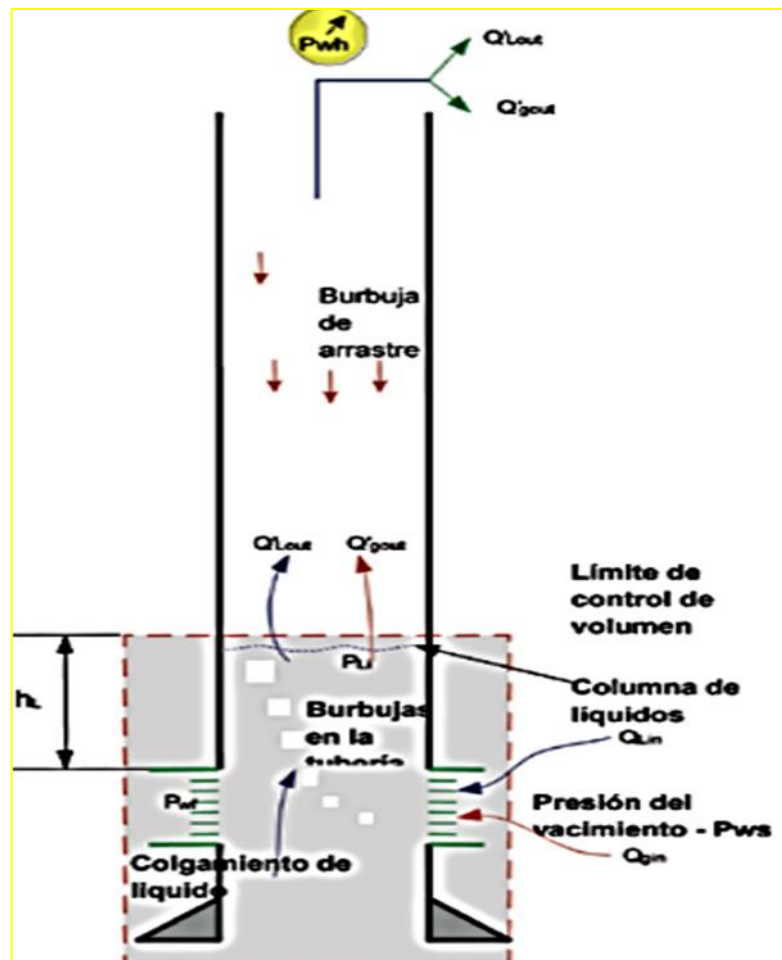


Figura 7 Problema De Carga De Líquido En Pozos De Gas

Fuente: Jesús Guerra Abad "Sartas de velocidad para Mantener Flujo continuo en pozos de gas con carga de líquidos" "Ingeniería Petrolera" 2014 (Guerra J., Nieto C., 2014)

3.2 PROBLEMAS CAUSADOS POR LA CARGA DE LÍQUIDOS

Eventualmente, el flujo slug inestable en superficie se transformará en slug estable y estacionario a medida que el caudal de gas sigue declinando. Esto ocurre cuando el caudal de gas resulta demasiado reducido como para transportar los líquidos a la superficie y simplemente burbujea a través de una columna líquida estática. Con el tiempo el pozo continuará declinando hasta salir de servicio. Es posible que el pozo continúe produciendo por largo tiempo en condiciones de ahogo, con el gas burbujeando a través de una columna de líquidos y sin arrastrar parte de esta última a la superficie. (Dupre J., Giegera R., & Segura R.)

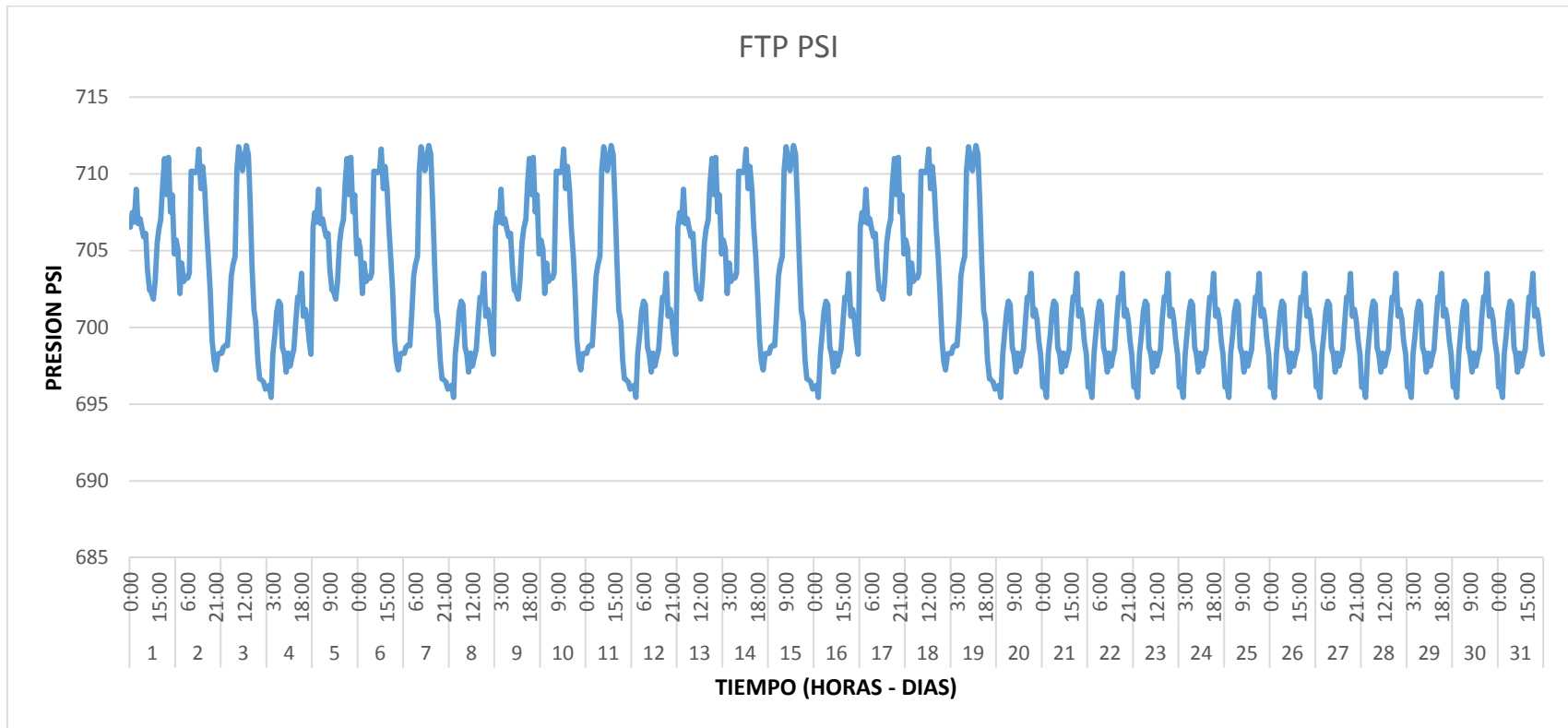


Figura 8 Curva De Tipo De Pozo Con Problema De Carga De Líquido - Registro De Presiones (Presión Vs Tiempo)

Elaborado Por Nathalie Bernabé

En la figura 8 se muestra claramente las fluctuaciones de presión en todos los periodos de tiempo, esto indica la presencia de grandes volúmenes de agua desalojados aun por el pozo, indicando que el caudal crítico del mismo aun permite mantener en producción el yacimiento, el pozo da una alerta temprana de los problemas que presentara.

Claramente se define en la curva la disminución de presión de cabeza del pozo (FTP) en el último periodo de presiones registradas indicando un agresivo almacenamiento de agua al interior del pozo provocando el crecimiento de la columna hidrostática.

Los síntomas de problemas de carga líquida son los siguientes:

- Presencia de picos de presión registrados mediante un sistema de medición (Figura 9).
- Producción errática e incrementos pronunciados en la curva de declinación (Figura 10).
- Cambios pronunciados en los gradientes dinámicos de un pozo (Figura 11).
- Cabeceo anular (apreciable en pozos sin packer).
- Cese en la producción de líquidos.
- Velocidades de gas inferiores a las críticas.
- Punto de operación inestable a partir del análisis nodal.

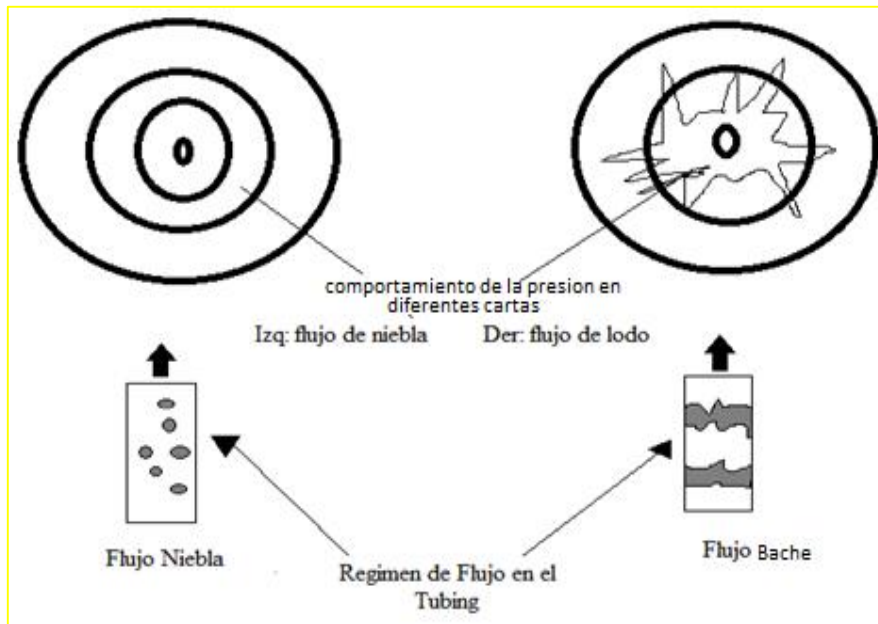


Figura 9 Efecto Del Régimen De Flujo En La Caída De Presión En Un Orificio.
Elaborado por Nathalie Bernabé Cruz

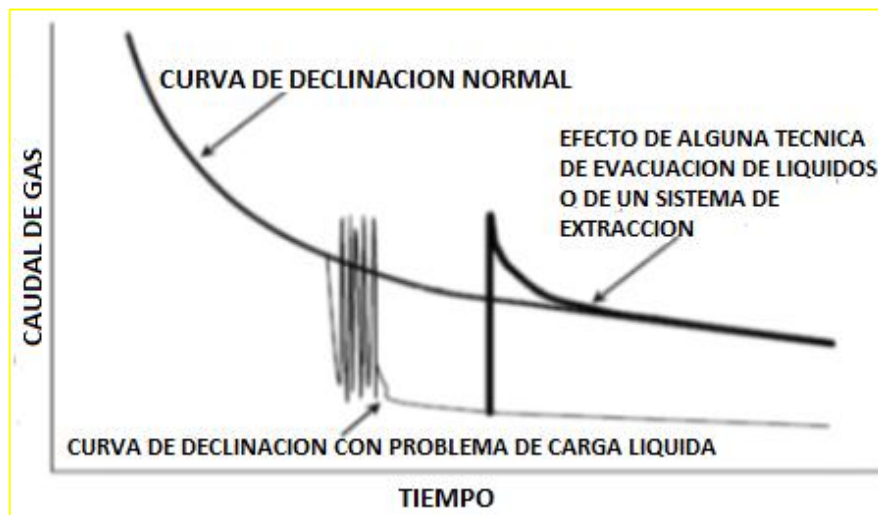


Figura 10 Cambio En La Curva De Declinación De Un Pozo Productor De Gas.

Fuente: James Lea, Henry Nickens, Michael Well

Gas Well Delification “Solution to Gas Well Liquid Loading Problems” (Lea J., Nickens H., & Well M., 2003.)

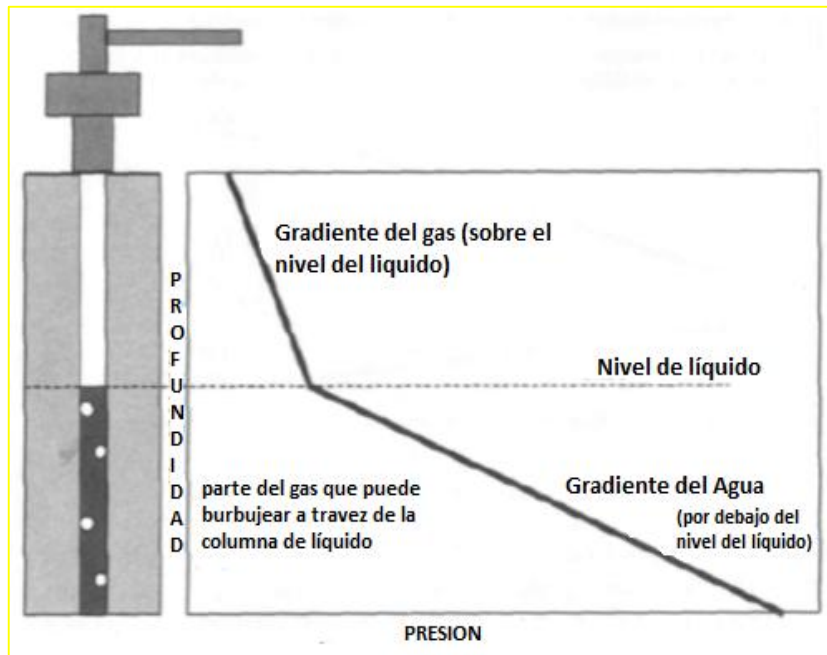


Figura 11 Cambio En Los Gradientes Dinámicos De Un Pozo Productor De Gas.

Fuente: James Lea, Henry Nickens, Michael Well

Gas Well Delification “Solution to Gas Well Liquid Loading Problems” (Lea J., Nickens H., & Well M., 2003.)

Como condición previa a la presencia de cargas líquidas severas se considera generalmente que un pozo gasífero transita un régimen de flujo anular – mist (flujo niebla) en el que el líquido es arrastrado por la velocidad del gas como pequeñas partículas y transportado por tensiones de corte en la interface gas/líquido como una delgada película formado sobre la pared del tubing.

Con lo anteriormente expuesto, se puede establecer que el cierre prolongado de un pozo de gas se dará estrictamente cuando ya no exista otra alternativa operativa para solucionar un problema en el ramal de producción-tratamiento o consumo. (Lea J., Nickens H., & Well M., 2003.)

3.3 CONIFICACION DE AGUA

La conificación es principalmente el resultado del movimiento de los fluidos del yacimiento en dirección de menor resistencia, balanceando por una tendencia de los fluidos a mantener un equilibrio gravitacional. (Piuca D., 2012)

Esto se debe a que la caída de presión que causa el flujo o producción de agua es mayor que la fuerza gravitacional:

$$P_{woc} - P_{wf} > 0,433(\rho_w - \rho_o) H$$

Dónde:

- P_{woc} = Presión en el contacto agua petróleo, psia
- P_{wf} = Presión de fondo fluyente, psia
- ρ_w = Gravedad específica del agua
- ρ_o = Gravedad específica del petróleo
- H = Distancia del fondo del pozo al contacto agua petróleo. (Escobar F., 2004)

La ecuación expresa que a cualquier tiempo (horas - días) esta desigualdad se satisface ocurriendo instantáneamente la conificación. También cuando la desigualdad no se satisface no habrá conificación puesto que la presión de fondo fluyente es controlable mediante la regulación de la tasa de flujo; luego la conificación es controlable.

La conificación causa que se reduzca la rentabilidad del pozo debido a que aumentan los costes por instalación de sistemas de levantamiento artificial y a la reducción de la producción, sumándole los trabajos de workover, etc. (Escobar F., 2004)

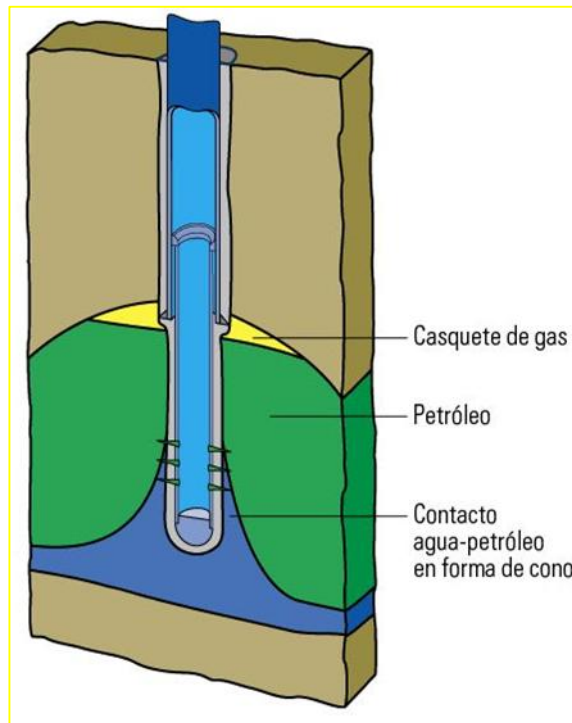


Figura 12 Conificación Del Agua

Fuente: Conificación del Agua. Schlumberger Oilfield Glossary

(https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/water_coning.aspx)

3.4 ACUÍFEROS

Acuífero es una formación subterránea compuesta de grava, arena o roca porosa, capaz de almacenar y producir agua. Las condiciones geológicas e hidrológicas determinan su tipo y funcionamiento.

La presión de un acuífero permitirá finalmente que el agua alcance el pozo, dando lugar a problemas de carga de líquidos.

Los pozos usan los acuíferos como mecanismo de producción, la producción de hidrocarburos desde el yacimiento ocasiona una rápida caída de presión, ante esto, el acuífero responde para compensar esta declinación. Esta respuesta se presenta mediante el flujo de agua.

Dependiendo del grado de declinación se tiene 2 tipos de acuíferos activo o infinito, no activo o finito. (www.portaldelpetroleo.com/2009)

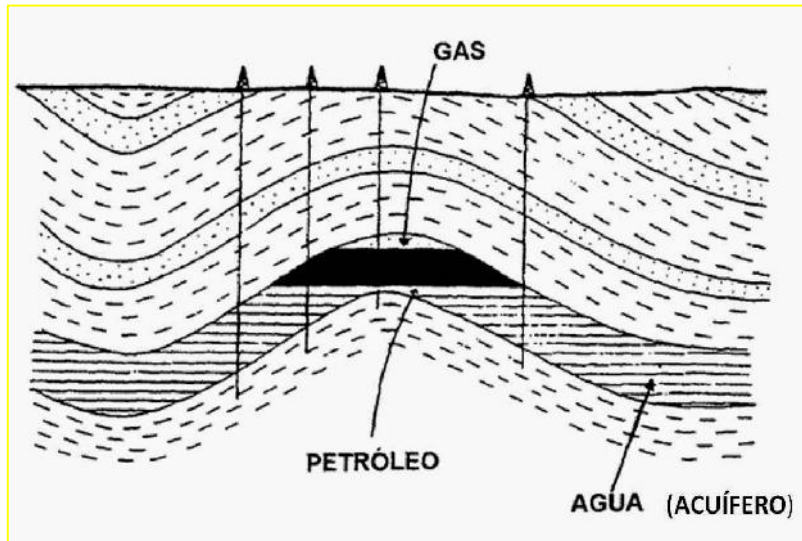


Figura 13 Yacimiento De Hidrocarburo Comunicado Hidraulicamente Con Un Acuífero

Fuente: (<http://yacimientosdehidrocarburos.blogspot.com/2014/>)

3.5 PRODUCCIÓN DE AGUA DE ZONAS CERCANAS AL YACIMIENTO

Una o varias zonas pueden estar produciendo agua dentro de un mismo pozo, la situación inversa que puede dar ventaja en esta situación es tener una zona de agua por debajo de la zona de gas de esta manera se podría inyectar agua en una zona subyacente y permitir que el gas fluya a la superficie sin problemas.

3.6 CONDENSACION DE AGUA E HIDROCARBUROS.

Si el gas saturado o parcialmente saturado entra en el pozo a lo largo de este camino la condensación puede ocurrir por acción de cambios, es decir disminución de presión y temperatura; esta situación puede formar un alto gradiente en la cadena de flujo donde

se producen la condensación y también dependiendo de las velocidades, los líquidos pueden retroceder y acumularse sobre las perforaciones.

El agua permanecerá en la fase de vapor hasta que la temperatura y las condiciones de presión bajen por debajo del punto de rocío; cuando esto ocurre, parte del vapor de agua se condensa a la fase líquida. Solo se producirá carga de líquido si las velocidades del gas son demasiadas bajas es decir la velocidad crítica no es capaz de levantar a superficie las gotas de líquido las cuales se acumularán en el fondo del pozo.

3.7 PREDICCIÓN DE CARGA DE LÍQUIDOS MEDIANTE ANÁLISIS DE VARIABLES DEL POZO.

En yacimientos de gas maduros o con temprana irrupción de agua en los pozos, es frecuente encontrar casos en los que la producción está restringida parcial o totalmente a causa de la formación del “tapón de líquido”. Este tapón comienza a formarse cuando el pozo produce por debajo del caudal crítico (mínimo caudal de gas con el cual podemos evacuar los líquidos del fondo del pozo), incrementando progresivamente la presión dinámica de fondo por acumulación de líquido hasta restringir totalmente el ingreso de fluido al pozo. Este fenómeno no puede ser reproducido utilizando herramientas de flujo estacionario, usadas normalmente para pronósticos de producción, como el acople del balance de materia y el análisis nodal; pero no considerarlo puede redundar en pronósticos de producción muy optimistas que no reflejen la realidad del yacimiento, provocando evaluaciones económicas incorrectas.

Para la predicción de carga de líquido se usa una metodología basada en correlaciones empíricas para predecir la formación del “tapón de líquido” y corregir la curva de outflow del pozo y los resultados de comportamiento de flujo vertical teniendo en cuenta este fenómeno.

El cálculo de gradientes de presión en pozos de gas y condensado, cuando las velocidades de flujo están en el orden o son inferiores a la velocidad crítica de Turner, cobra una gran importancia en yacimientos maduros, donde la irrupción de agua en los pozos es un factor preponderante en la declinación del caudal y del cierre de pozos. Un cálculo ajustado de estos gradientes de presión y de la curva de outflow en pozos en estas condiciones tiene gran incidencia en los pronósticos de producción y en la determinación de la presión de abandono de cada pozo, por lo que cobra una gran importancia económica en la evaluación de proyectos de desarrollo. (Bellini N., Gilardone C., & Canel C. 2013)

En la Figura 14 se observa un gráfico típico de análisis nodal, donde se aprecia claramente la incidencia del cálculo del gradiente de presión en la predicción del comportamiento futuro del pozo. La curva IPR roja representa la condición actual del pozo. Las dos curvas de outflow cortan esta IPR en el mismo punto, por lo que predicen el mismo caudal actual del pozo, pero a caudales menores esas curvas presentan valores muy distintos. Esto implica que si se utiliza la curva de outflow amarilla se verificará la presión de abandono a la presión estática correspondiente a la IPR amarilla punteada, mientras que, si se usa la curva magenta, esta presión de abandono será la presión estática correspondiente a la curva rojo punteado. (Bellini N., Gilardone C., & Canel C. 2013)

Esta diferencia en la presión de abandono implica una diferencia en la producción acumulada de gas que se pronosticará para este pozo.

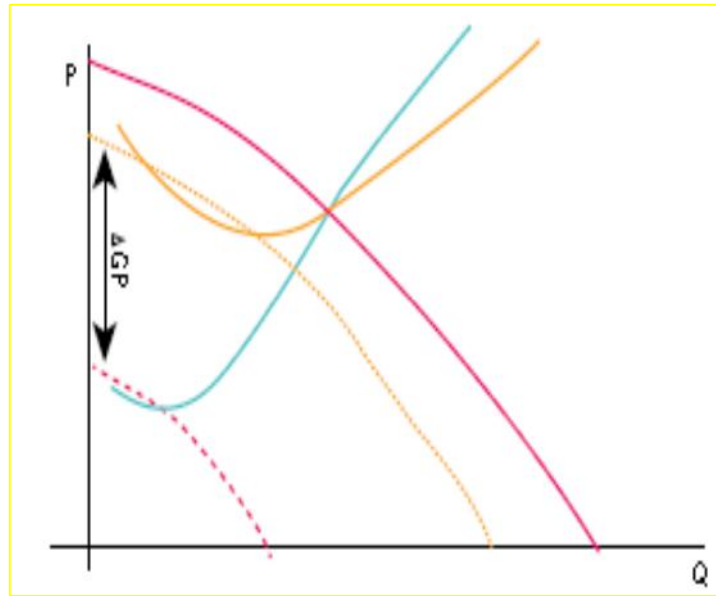


Figura 14 Análisis Nodal (Presión Vs Caudal) $P_2 = (P_{wfs} - P_{ws})$

Fuente Nicolás Bellini, Carlos Gilardone Y Carlos Canel (FDC) A “Acumulación De Líquido En Pozos De Gas Predicción De Comportamiento Y Análisis De Su Incidencia En Los Pronósticos De Producción” (Bellini N., Gilardone C., & Canel C. 2013)

En la Figura 15 se observa la incidencia del performance de las distintas correlaciones en la predicción del punto de funcionamiento de un pozo que produce con velocidades inferiores a la velocidad crítica de Turner. De acuerdo con la correlación que se seleccione para hacer el cálculo nodal, se obtendrán resultados muy distintos. Dos de las cinco correlaciones antes mencionadas mostrarían que el pozo está sin producción, otras dos indicarían que el pozo se encuentra en condición de flujo inestable y que en corto tiempo dejaría de fluir; y la restante indica un flujo continuo de $100 \text{ Mm}^3 \text{std/d}$. Los ejemplos mostrados en estas figuras destacan la importancia de contar con metodologías de cálculo ajustadas al comportamiento real de pozos de gas y condensado en estas condiciones.

Para analizar en profundidad este comportamiento, se utilizaron datos de monitoreo de pozos de gas y condensado, en yacimientos en la Argentina y en Chile, en los cuales se ha observado que cuando estos pozos están produciendo con velocidades de flujo inferiores a la velocidad crítica, se producen importantes desvíos entre los valores de presión calculados por correlaciones de flujo multifásico y los medidos en este estudio estadístico. (Bellini N., Gilardone C., & Canel C. 2013)

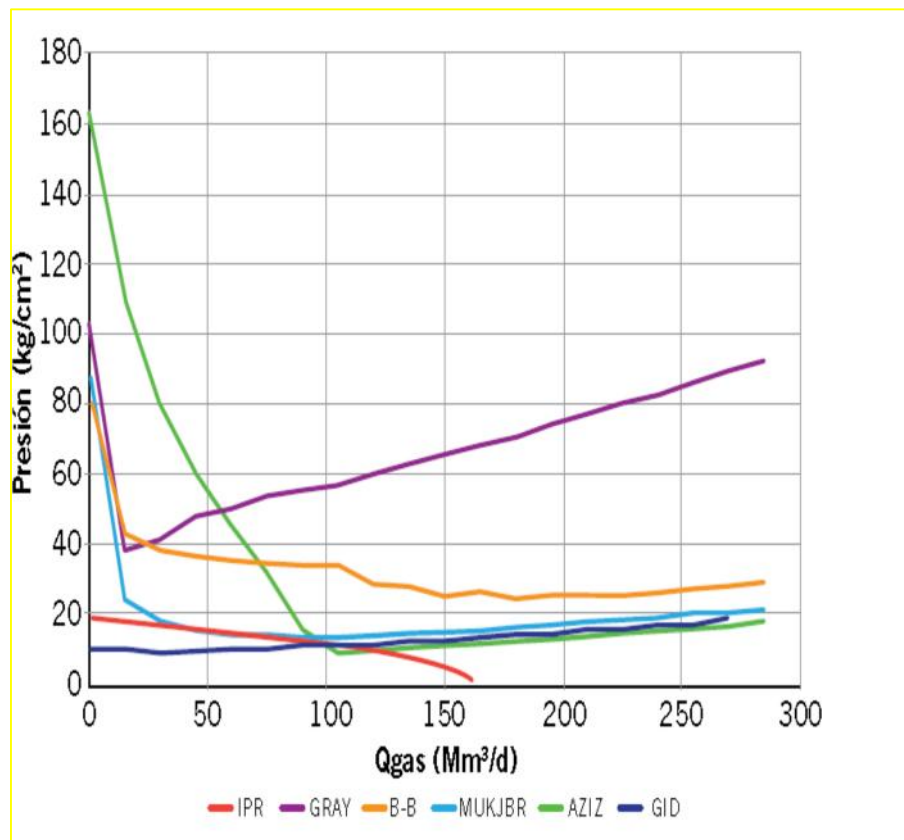


Figura 15 Correlaciones En La Predicción Del Punto De Funcionamiento De Un Pozo.

Fuente Nicolás Bellini, Carlos Gilardone Y Carlos Canel (FDC) A

“Acumulación De Líquido En Pozos De Gas Predicción De Comportamiento Y Análisis De Su Incidencia En Los Pronósticos De Producción” (Bellini N., Gilardone C., & Canel C. 2013)

Las correlaciones de flujo multifásico más usadas en pozos de gas y de condensado, cuando este tipo de pozos presenta velocidades menores que la crítica de Turner. Presentan un pobre ajuste y una muy alta dispersión cuando predicen gradientes de presión. Se desarrolló una correlación híbrida entre la Enap FDC presentada en el LACPEC 2007 y la correlación DriftFlux, que reduce notablemente el error promedio y la desviación estándar y puede aplicarse en un amplio rango de caudales, presiones y relaciones gas-líquido. La aplicación de la metodología puede tener un alto impacto económico ya que mejora el ajuste del cálculo del punto de funcionamiento en pozos de gas y del condensado, mejorando en consecuencia la calidad de los estudios de optimización de producción y rediseño de instalaciones que se van a realizar sobre estos pozos. Se espera que la aplicación de esta metodología también redunde en pronósticos de producción más realistas y predicciones mucho más precisas de la presión de abandono de cada pozo. Estos dos puntos son de alto impacto económico, y son determinantes en un análisis económico de proyectos. (Bellini N., Gilardone C., & Canel C. 2013)

3.8 CAUDAL Y VELOCIDAD CRÍTICA.

La velocidad y tasa crítica del gas (V_{gc} y Q_{gc}), el factor de resbalamiento de líquido (Holdup) y el volumen de líquido, son parámetros que están muy relacionados con la acumulación de líquidos y, por ende, influyen a que este fenómeno ocurra. Con la definición y estudio de estos parámetros, a través de una metodología, se puede conocer de una forma más precisa en cuales pozos se está presentando la acumulación de líquidos o cuales tienden a ello.

Cálculo de la velocidad y tasa crítica del gas: durante esta etapa se procedió al cálculo de la velocidad y tasa crítica para cada pozo, utilizando la correlación de Turner para tasa crítica y la correlación de Coleman y Cols para la velocidad crítica ya que ésta es utilizada para presiones de cabezal menores o iguales a 500 lpc y para la velocidad crítica.

$$V_{gc} = 1,593\sigma^{1/4} \frac{(\rho_l - \rho_g)^{1/4}}{\rho_g^{1/5}}$$

Conversión de la temperatura de superficie de °F a °R

$$T_{sup} = 95 + 460$$

- Tasa Crítica

$$Q_{gc} = \frac{3,06 P_{cab} V_{gc} A}{TZ}$$

Q_{gc} = tasa de gas crítica, MMPCGD

P y T = presión y temperatura promedio del pozo, lpca y °R

A = área interna de la tubería, pie²

Z_g = factor de compresibilidad del gas a presión y temperatura del yacimiento. (Rojas G., 1998)

Después de haber calculado la V_{gc} y Q_{gc} se compararon con la velocidad y tasa de gas de los pozos ya que estas últimas deberán ser mayores a las críticas para que no ocurra deslizamiento de los líquidos y por ende acumulación de los mismos. (Rojas G., 1998)

3.8.1 METODO STANDING-KATZ.

Basados en los principios de los estos correspondientes método Standing-katz presentaron una correlación gráfica la cual puede ser utilizada para determinar el factor de compresibilidad de un gas natural a partir de la presión y temperatura pseudocríticas. (Rojas G., 1998)

El Factor de compresibilidad (Z) se define como la razón entre el volumen molar de un gas real (V_{real}) y el correspondiente volumen de un gas ideal (V_{ideal}),

$$Z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}}$$

Y se utiliza para comparar el comportamiento de un gas real respecto al establecido por la ecuación de los gases ideales. Partiendo de esta definición y recordando que:

$$V_{ideal} = \frac{RT}{P}$$

Sustituyendo en la definición de Z :

$$Z = \frac{PV_{real}}{RT}$$

Por lo tanto:

$$PV_{real} = ZRT$$

Es decir Z representa un factor de corrección para la ecuación de los gases ideales. Con base en esto se encuentra tres tipos de comportamiento distintos:

- $Z = 1$, comportamiento de Gas Ideal. (Altas temperaturas y bajas presiones).
- $Z > 1$, gases como el Hidrógeno y Neón, difícilmente compresibles (altas temperaturas y presiones).
- $Z < 1$, gases como el O_2 , Argón y CH_4 , fácilmente compresibles (bajas temperaturas y altas presiones).

En forma breve las diferencias entre gas ideal y un gas real:

- Para un gas ideal la variable " z " siempre vale uno, en cambio para un gas real, " z " tiene que valer diferente que uno.

• La ecuación de estado para un gas ideal, prescinde de la variable "z" ya que esta para un gas ideal, vale uno. Y para un gas real, ya que esta variable tiene que ser diferente de uno, así que la formula queda de esta forma:

$$P V = z n R T.$$

Donde:

P: es la presión

V: el volumen

n: el número de moles.

T: temperatura absoluta

R: la constante de los gases ideales.

Los gases reales, a presiones y temperaturas cercanas a las ambientales, actúan como gases ideales.

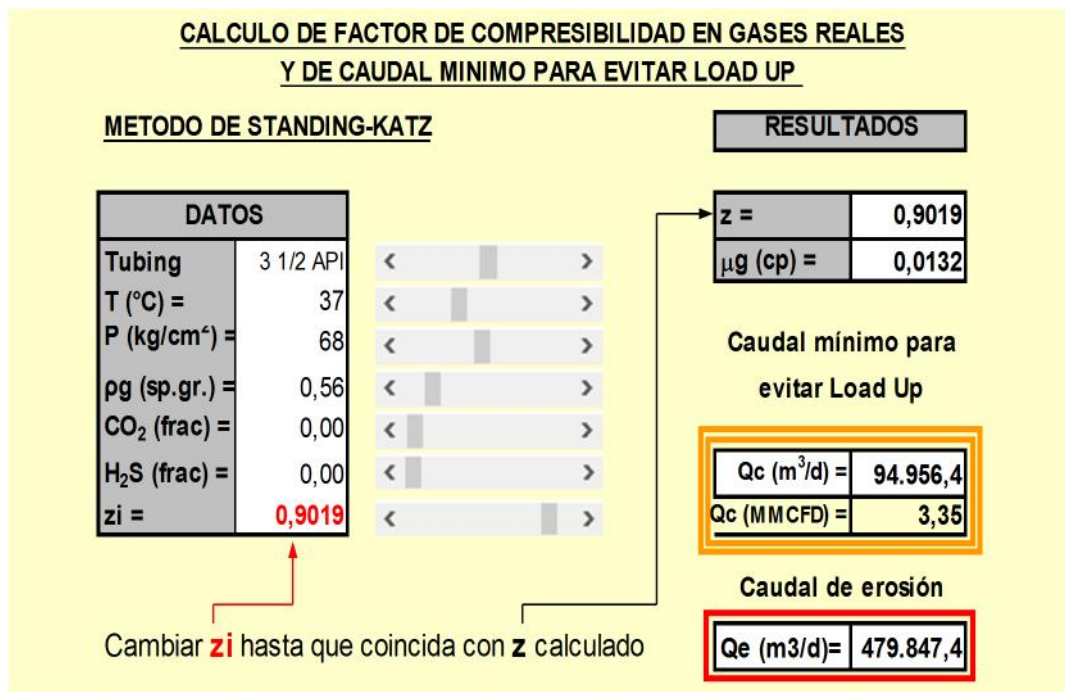


Figura 16 Metodo Standing-katz.

Calculo De Factor De Compresibilidad En Gases Reales y de Caudal Mínimo Para Evitar Load Up
Fuente: Rojas, G. 1998. Ingeniería De Yacimientos De Gas Condensado. 2da Edición. Pdvsa Puerto La Cruz. Venezuela, Pp. 24-34; 257-258; 315-333 (Rojas G., 1998)

**DETERMINACION DE CAUDAL MINIMO NECESARIO PARA
PRODUCIR TODO EL LIQUIDO DE UN POZO**

DATOS	
Tubing	3 1/2 API
T (°C) =	37
P (kg/cm ²) =	68
g (sp.gr.) =	0,56

FORMULA DE BIZANTI-MOONESAN

$$Dg = 2.69991 \cdot Pb(\text{psi}) \cdot g (\text{Lb/ft}^3) / (Tb \text{ abs } (^\circ\text{F}) \cdot Zf) \qquad Dg = \qquad 2,87$$

$$Vg = C1 \cdot (67 - Dg)^{0.25} / (Dg)^{0.5} \qquad Vg = \qquad 9,39$$

$$Qc = 3.06 \cdot Pb(\text{psi}) \cdot Vg \cdot A^{0.5}(\text{ft}^2) / (Tb \text{ abs } (^\circ\text{F}) \cdot Zf) \qquad C1 = \qquad 5,62$$

Qc (MMcfd)	3,27
-------------------	-------------

Qc (m³/d)	92.616,0
-----------------------------	-----------------

Figura 17 Método Bizanti-Moonesan.

Determinación de caudal mínimo para reducir todo el líquido para producir todo el líquido de un pozo
Fuente: Rojas, G. 1998. Ingeniería De Yacimientos De Gas Condensado. 2da Edición. Pdvsu Puerto La Cruz. Venezuela, Pp. 24-34; 257-258; 315-333 (Rojas G., 1998)

3.8.2 METODO DE COLEMAN Y COL. ⁷

Aplicaron el modelo de la partícula suspendida desarrollado por Turner y col., obteniendo buenos resultados en sus estudios, pero con 20% de desviación. Adicionalmente ellos concluyeron que factores tales como; la gravedad del gas, la tensión interfacial y la temperatura, tienen un efecto muy pequeño en la precisión del cálculo del flujo crítico, mientras que la geometría del pozo y la presión, tienen efectos significativos sobre el cálculo de la velocidad crítica. Este modelo está representado por la siguiente correlación:

$$v_{cg-c} = 1.593 \frac{\sigma^{0.25} (\rho_{liq} - \rho_g)^{0.25}}{(\rho_g)^{0.5}}$$

Donde:

V_{cg-c} : es la velocidad crítica del gas del modelo de Coleman y col. en pies/seg,

σ : es la tensión interfacial en dinas/cm

ρ_{liq} : es la densidad líquida en lbm/pie³

ρ_g es la densidad del gas en lbs/pie³.

Las sugerencias ofrecidas por Coleman y col., son extensamente aceptadas en la industria petrolera y gasífera, para aquellos pozos de gas que presentan presiones en el cabezal menores a las 500 lpca.

DETERMINACION DE CAUDAL MINIMO NECESARIO PARA PRODUCIR TODO EL LIQUIDO DE UN POZO

DATOS	
Tubing	3 1/2 API
T _b (°C) =	37
P _b (kg/cm ²) =	68
g (Lb/ft ³) =	0,56
Z factor	0,9019

FORMULA DE COLEMAN

D _g = 2.69991 . P _b (psi) . g (Lb/ft ³) / (T _b abs (°F) . Z _f)	D _g = 2,9
V _g = C1 . (67 - D _g) ^{0.25} / (D _g) ^{0.5}	V _g = 7,37
Q _c = 3.067 . P _b (psi) . V _g . A _{tb} (ft ²) / (T _b abs (°F) . Z _f)	C1= 4,43

<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 50%; text-align: center;">Qc (MMcfd)</td> <td style="width: 50%; text-align: center;">2,17</td> </tr> </table>	Qc (MMcfd)	2,17	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 50%; text-align: center;">Qc (m³/d)</td> <td style="width: 50%; text-align: center;">61.447,6</td> </tr> </table>	Qc (m ³ /d)	61.447,6
Qc (MMcfd)	2,17				
Qc (m ³ /d)	61.447,6				

Figura 18 Método Coleman

Determinación de caudal mínimo necesario para producir todo el líquido de un pozo.

Fuente: Rojas, G. 1998. Ingeniería De Yacimientos De Gas Condensado. 2da Edición. Pdvsa Puerto La Cruz. Venezuela, Pp. 24-34; 257-258; 315-333 (Rojas G., 1998)

3.8.3 METODO DE TURNER

El modelo más popular utilizado en la industria petrolera y gasífera para representar el concepto de la velocidad crítica por debajo de la cual la acumulación de líquidos en el fondo del pozo puede ocurrir, es el modelo de Turner y col. Este modelo está representado por la siguiente correlación:

$$v_{cg-T} = 1.912 \frac{\sigma^{0.25} (\rho_{liq} - \rho_g)^{0.25}}{(\rho_g)^{0.5}}$$

Donde

V_{cg-T} : es la velocidad crítica del gas del modelo de Turner y col. en pies/seg,

σ : es la tensión interfacial en dinas/cm,

ρ_{liq} es la densidad líquida en lbm/pie³

ρ_g : es la densidad del gas en lbs/pie³.

Turner y col. concluyeron, que las condiciones de flujo a nivel del cabezal del pozo, son los mejores factores de control para la formación de líquidos en el fondo, y sugieren la evaluación de la velocidad crítica a nivel del cabezal. Una de las grandes ventajas de utilizar las condiciones a nivel del cabezal, es la simplificación en los cálculos para determinar las presiones y temperaturas a lo largo de la tubería del pozo. Sin embargo, se ha probado que controlando mejor las condiciones de flujo en el fondo, el modelo de Turner y col., se comporta mejor en la determinación de la velocidad crítica, especialmente cuando el pozo presenta grandes diámetros de tubería.

**DETERMINACION DE CAUDAL MINIMO NECESARIO PARA
PRODUCIR TODO EL LIQUIDO DE UN POZO**

DATOS	
Tubing	3 1/2 API
T (°C) =	37
P (kg/cm ²) =	68
g (sp.gr.) =	0,56
Z factor	0,9019

FORMULA DE TURNER

$$Dg = 2.69991 \cdot P_b(\text{psi}) \cdot g (\text{Lb/ft}^3) / (T_b \text{ abs } (^\circ\text{F}) \cdot Z_f)$$

$$Vg = C1 \cdot (67 - Dg)^{0.25} / (Dg)^{0.5}$$

$$Qc = 0.0742 \cdot P_b(\text{psi}) \cdot D_{bg}(\text{pulg}^2) \cdot (67 - 0.0031 \cdot P_b(\text{psi}))^{0.25} / (T_b \text{ abs } (^\circ\text{F}) \cdot Z_f \cdot (0.0031 \cdot P_b(\text{psi}))^{0.5})$$

C1= 4,43

Dg= 2,90

Vg= 7,37

Qc (MMcfd)	2,09
-------------------	-------------

Qc (m³/d)	59.182,2
-----------------------------	-----------------

Figura 19 Método Turner.

Determinación De Caudal Mínimo Para Producir Todo el Líquido de un Pozo

Fuente: ³Rojas, G. 1998. Ingeniería De Yacimientos De Gas Condensado. 2da Edición. Pdvsa Puerto La Cruz. Venezuela, Pp. 24-34; 257-258; 315-333 (Rojas G., 1998)

CAPÍTULO IV - MÉTODOS PARA ELIMINAR CARGA DE LÍQUIDOS

Dentro de la industria hidrocarburífera existen muchos métodos para eliminar o atenuar la carga de líquidos, unos más efectivos de otros con costos variables que muchas veces no justifica la intervención del pozo, son varios los análisis que deben realizarse a fin de tener un plan de recuperación del pozo buscando siempre mantener la producción y extender la vida útil del pozo a través del tiempo. La carga de líquido es un problema que siempre se presentará a lo largo de la madurez del pozo productor de gas se debe actuar de manera inmediata en realizar procedimientos operacionales que mejoren el régimen de flujo y ayude a evacuar los líquidos acumulados en la tubería de producción ya que esto podría incluso llegar a matar al pozo.

Las tecnologías más usadas son inducción con tuberías flexibles, émbolos viajeros, tubería capilar, sarta de velocidad, sistema de flujo Venturi.

Al final del proyecto se especifica en los Anexos 1 y Anexo 2 ventajas y desventajas respectivamente de métodos para eliminar carga de líquido.

4.1 INDUCCIÓN CON TUBERIAS FLEXIBLES.

A fin de aligerar el peso de la columna hidrostática formada por los fluidos del pozo se realiza la inducción con la inyección de nitrógeno (N_2) debido a que es un gas inerte y de menor densidad produciendo un diferencial en el intervalo productor, permitiendo de esta manera a los fluidos del yacimiento fluir hasta superficie. La inyección del nitrógeno deberá llegar a tener la velocidad requerida y el gasto crítico adecuado para ser efectivo en el desalojo de fluidos del interior del pozo.

Realizando una breve descripción de los componentes de la tubería flexible se tiene como partes principales:

Unidad de Potencia: se encarga de generar la potencia necesaria para la operación de los otros componentes tales como unidad de motriz hidráulica, la turbina y la caja direccional. (<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009>)

Carrete de tubería: cumple con las siguientes funciones:

- Almacenar y proteger la tubería de tambor.
- Mantiene la tensión entre el carrete y la cabeza inyectora (sistema de manejo de carrete).
- Eficiencia al colocar la tubería sobre el carrete sistema level wind.
- Bombear fluidos con el carrete giratorio Swivel.
- Sistema de medición de profundidad contador y medidor de profundidad ensamblado. (Hernández M., Mireles E., Mireles C., & González F., 2017)

Cabina de control: cabina en superficie desde donde se operan los equipos y se monitorea la operación que se está llevando a cabo.
(<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009>)

Cabeza inyectora: proporciona esfuerzo de tracción para recuperar la tubería.
(<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009>)

Equipo de control de pozo: equipo necesario para contener la presión del pozo durante las operaciones con tubería flexible. (Hernández M., Mireles E., Mireles C., & González F., 2017)



Figura 20 Inducción Con Tubería Flexible

Fuente: Manuel Hernández, Edgar Mireles, Cesar Mireles, Fabián González. “Operaciones Con Tubería Flexible “Ingeniería de perforación” (Hernández M., Mireles E., Mireles C., & González F., 2017)

4.2 ÉMBOLOS VIAJEROS.

El sistema de émbolos viajeros o plunger lift es uno de los métodos de levantamiento artificial que usan un pistón accionado a gas. Éste sistema es una forma de levantamiento artificial basado en un método de cierre y apertura del pozo en superficie con el fin de utilizar la energía del yacimiento para producir los líquidos acumulados en el pozo mediante un pistón que actúa como una interface sólida entre el nivel de líquido y gas de levantamiento. El pistón es una restricción que permite el paso de gas alrededor de este por efecto del slip alcanzando velocidades superiores a la velocidad crítica del líquido con el fin de minimizar el líquido que se regresa alrededor del plunger. (Madrigal A., 2012)

Controlador de cabeza de pozo: su función es controlar la apertura y cierre de la válvula motora con el fin de realizar de la manera más eficiente el ciclo del pistón.

Válvula motora: dispositivo colocado en la tubería con el fin de regular, permitir o impedir el flujo a lo largo de la tubería, de acuerdo a las necesidades del operador.

Lubricador: es un elemento esencial situado en la cima del árbol de válvulas cuya función es amortiguar la llegada del embolo a la superficie.

Resorte de fondo: colocado en el fondo de la tubería de producción cuya función es amortiguar la llegada del embolo al fondo del pozo.

Embolo: tiene como función crea una interface mecánica entre el bache del líquido que desea producirse y el gas impulsor para incrementar la eficiencia de levantamiento de líquidos en una producción bifásica. Dicha función solida hace la función de un pistón que viaja libremente durante la carrera ascendente y descendente, produciendo líquidos durante su carrera ascendente. (Téllez I., 2012)

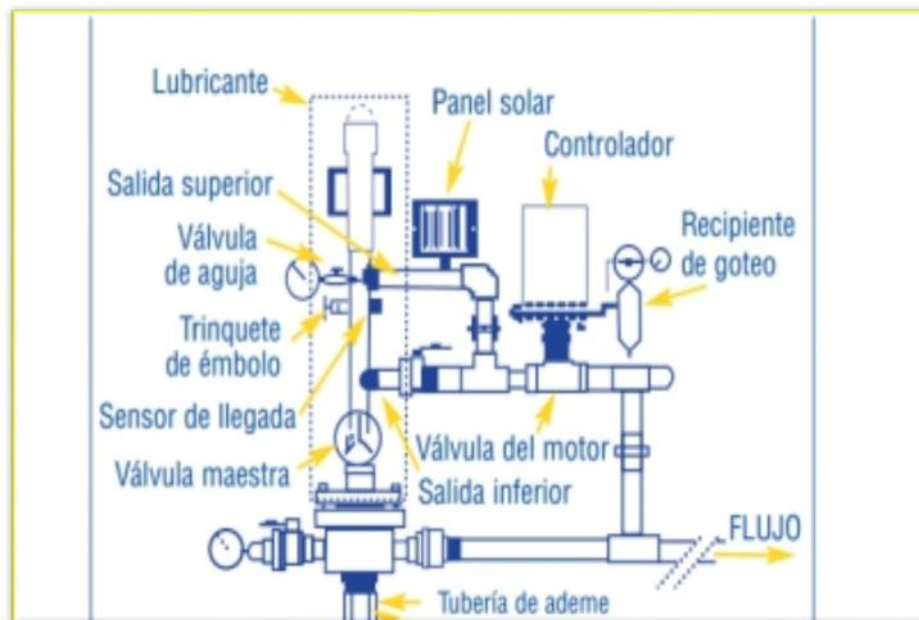


Figura 21 Sistema De Embolo Viajero

Fuente (Agencia de Protección del Medio Ambiente. Instalación de sistemas Plunger - Lift Bombeo en Pozos de Gas Natural The site of Artificial Lift Systems., 2016)

4.3 TUBERÍA CAPILAR

Una de las aplicaciones fundamentales de la tubería capilar es el facilitar la inyección de diferentes químicos al fondo del pozo a la profundidad que se desea, permitiendo proteger la formación y maximizar la producción del pozo, se pueden inyectar químicos que van a reaccionar con los fluidos que causan restricción del flujo de gas en el pozo mejorando los parámetros que permiten el normal flujo de gas a superficie. (Dupre, J., Giegera, R., & Segura, R.)

Uno de los químicos usualmente usados son los surfactantes que en contacto con el agua generan espuma que cambian la tensión superficial reduciéndola, generando así un fluido más liviano que facilita el arrastre de los líquidos debido a la velocidad del gas del pozo.

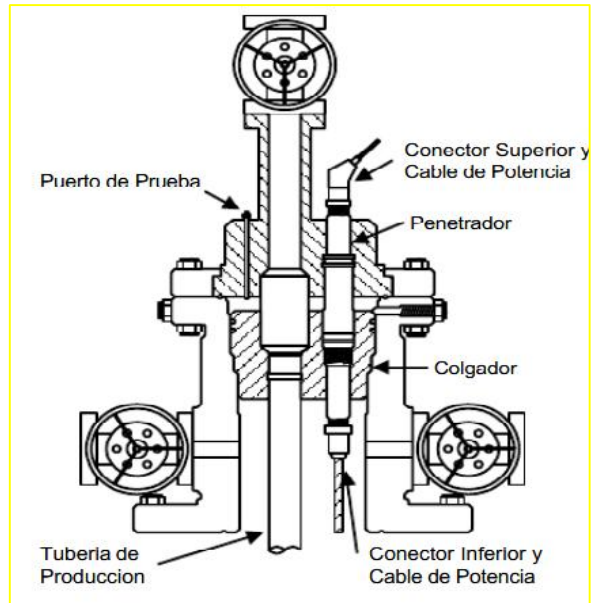


Figura 22 Tubería Capilar Para La Inyección De Químicos A Nivel Del Cabezal De Producción
Fuente Msc (Ramirez M.).



Figura 23 Tubería capilar

Fuente: Manuel Hernández, Edgar Mireles, Cesar Mireles, Fabián González. “Operaciones Con Tubería Flexible “Ingeniería de perforación” (Hernández M., Mireles E., Mireles C., & González F., 2017)

4.3.1 INYECCIÓN DE QUÍMICOS (SURFACTANTES)

Los agentes espumantes son más aplicables en pozos de gas con baja productividad y con producción de agua. Las moléculas de agua son polares y pueden construir películas relativamente fuertes mientras que, los hidrocarburos ligeros son no- polares y por lo tanto tienen menos fuerza de atracción molecular. Los agentes espumantes pueden ser utilizados en pozos de gas, produciendo condensados, sin embargo, la espuma resultante no es estable y fácilmente se disipará. Cuando ambos, agua y condensados, están presentes, el condensado tiende a emulsificarse y la espuma es generada en la fase externa del agua.

4.3.2 GENERALIDADES DE LOS SURFACTANTES

Agentes tenso-activos, también conocidos como surfactantes, son agentes de humectación que bajan la tensión superficial de un líquido, permiten una fácil dispersión y bajan la tensión interfacial entre dos líquidos. Los surfactantes son usualmente compuestos orgánicos anfifílicos (aquellos que son solubles en agua), y estos pueden ser cadenas cortas de ácidos grasos, alcoholes, jabones, detergentes sintéticos, proteínas u otras macromoléculas solubles en agua. Contienen grupos no polares hidrófobos o lipofílicos, solubles en hidrocarburos y grupos polares hidrofílicos solubles en agua. Por ello son solubles en solventes orgánicos y en agua. Todas las aplicaciones y usos de los surfactantes provienen de dos propiedades fundamentales de estas sustancias:

- La capacidad de adsorberse a las interfaces, la adsorción es un fenómeno espontáneo impulsado por la disminución de energía libre del surfactante al ubicarse en la interface y satisfacer total o parcialmente su doble afinidad polar - no polar.

- Su tendencia a asociarse para formar estructuras organizadas, asociación: fenómeno impulsado por efectos hidrófobos cuando se añade más surfactante a una solución acuosa.

4.3.3 SELECCIÓN DEL SURFACTANTE APROPIADO

Para la selección adecuada del surfactante, se recomiendan los siguientes pasos:

- Pruebas de laboratorio.
- Pruebas en campo, después de las pruebas en laboratorio.
- Aplicación a escala amplia.

El objetivo de las pruebas de laboratorio es seleccionar el producto que debe satisfacer todos los requerimientos para incrementar la producción de gas por la eliminación de líquidos en pozos de gas, en donde se intenta aplicar los agentes espumantes. La selección apropiada del producto es realizada a través de la determinación de una serie de parámetros los cuales incluyen: habilidad espumante, apariencia del líquido, características físicas y características químicas del agente espumante.

La habilidad espumante es determinada a través del peso/volumen de la espuma, el volumen del líquido remanente contra el tiempo, drenaje del líquido, estabilidad de la espuma y apariencia de la espuma. La apariencia líquida es un parámetro importante para determinar en dónde ambas fases, agua y condensado, están presentes para establecer la formación de emulsión y su estabilidad. Además de los parámetros citados, es importante checar la solubilidad del producto en el fluido de prueba del pozo, la sensibilidad pH del agua, el punto de dispersión del producto, su estabilidad térmica, gravedad específica, estabilidad mecánica del producto, y si las barras con tubo se piensan aplicar, la solubilidad del tubo bajo condiciones de yacimiento.

Normalmente, se realizan dos pruebas para determinar la habilidad de la espuma de un producto en presencia de fluidos del pozo:

- Pruebas de agitación
- Pruebas de burbujeo de gas.

4.3.3.1 PRUEBA DE AGITACIÓN

El principio de las pruebas de agitación considera el procedimiento donde el líquido de prueba con agente tenso-activo es agitado manualmente en vasos cilíndricos o por mezcla. Después de que la agitación se termina, los siguientes parámetros son medidos:

- Peso/volumen de la espuma resultante contra tiempo al final de la agitación y a diferentes intervalos más tarde (estabilidad de la espuma).
- Volumen del líquido remanente contra tiempo al final de la agitación y a diferentes intervalos más tarde (drenaje del líquido).
- Vida media de la espuma, disminución del volumen.
- Decadencia de la velocidad del líquido.

La vida media de la espuma es el tiempo cuando el volumen de la espuma es disminuido a la mitad del valor inicial registrado inmediatamente después de la agitación.

La velocidad de descenso de la espuma puede ser calculada utilizando la ecuación

Donde:

$$v = \frac{H_o - H_t}{60 * t}$$

v = Velocidad de descenso de la espuma, mm/seg.

H_0 = Altura inicial de la espuma (después de la agitación), mm.

H_t = Altura de la espuma después de un tiempo determinado, mm.

t = Tiempo, min.

La velocidad más pequeña es la mejor estabilidad.

4.3.3.2 PRUEBA DE BURBUJEO DE GAS

En el método de la prueba de burbujeo de gas, el líquido de prueba es airado con un controlador de volumen de aire (nitrógeno) a diferentes temperaturas, tipos de líquido, composición del agua y en la presencia de agentes espumantes. La espuma resultante y el volumen de líquido remanente son medidos durante la aeración y a diferentes intervalos más tarde. Básicamente, el equipo para la prueba consiste de un cilindro de cierto volumen, fuente de gas, difusor de piedras y baño de agua. Aparatos para características espumantes de lubricantes de aceite de acuerdo al método ASTM D 892 puede ser utilizado. Después de que las pruebas de laboratorio son terminadas y el producto es seleccionado, es recomendable empezar la prueba de campo. Si el monitoreo del programa muestra resultados esperados, se empieza la aplicación a escala amplia.

4.4 SARTA DE VELOCIDAD

Una sarta de tubería de diámetro pequeño corrida en el interior de la tubería de producción de un pozo como un tratamiento de remediación para resolver los problemas de carga de fluidos. A medida que se agota la presión del yacimiento de un pozo de gas, puede suceder que la velocidad sea insuficiente para transportar todos los fluidos del pozo. Con el tiempo estos fluidos se acumulan y deterioran la producción. (Shumblerger Oilfield Glossary)

La unidad de coiled tubing es una unidad autónoma de reparación workover, fácilmente transportable e hidráulica, que inyecta y recupera una tubería flexible y continua dentro

de una línea más grande de tubing o casing. Este sistema no requiere de un equipo adicional de workover. La unidad puede ser utilizada en pozos vivos y permite la continua inyección de fluidos o nitrógeno mientras se continúa moviendo la tubería flexible.

Gran cantidad de herramientas asociadas al uso de coiled tubing han sido desarrolladas para optimizar sistemas de producción convencional. (La Comunidad Petrolera)

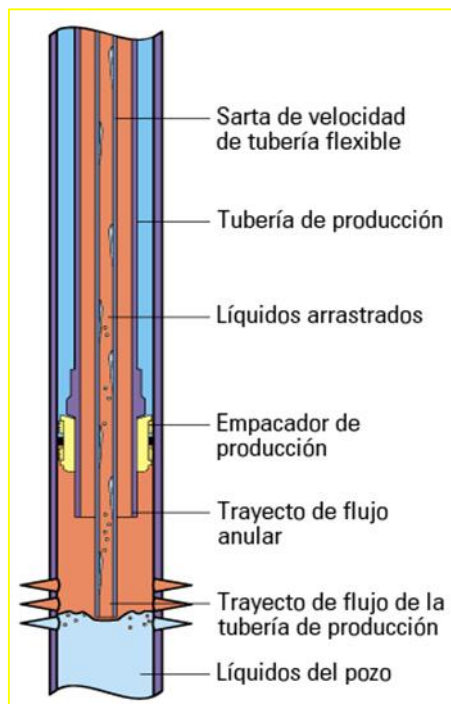


Figura 24 Sarta De Velocidad
Fuente : (Shumblerger Oilfield Glossary)

4.4.1 SARTAS DE VELOCIDAD E INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN ASISTIDAS CON COILED TUBING (TUBERÍA FLEXIBLE).

En este tipo de aplicaciones tan comunes, el coiled tubing se cuelga dentro de los tubulares existentes para reducir las áreas de flujo transversal. El aumento de la velocidad ascensional es de gran ayuda para pozos donde la presión de fondo comienza a declinar. (Oil Production). La velocidad del gas en la sarta de velocidad debe ser mayor que la velocidad crítica a fin de evitar colgamientos de agua en la tubería.

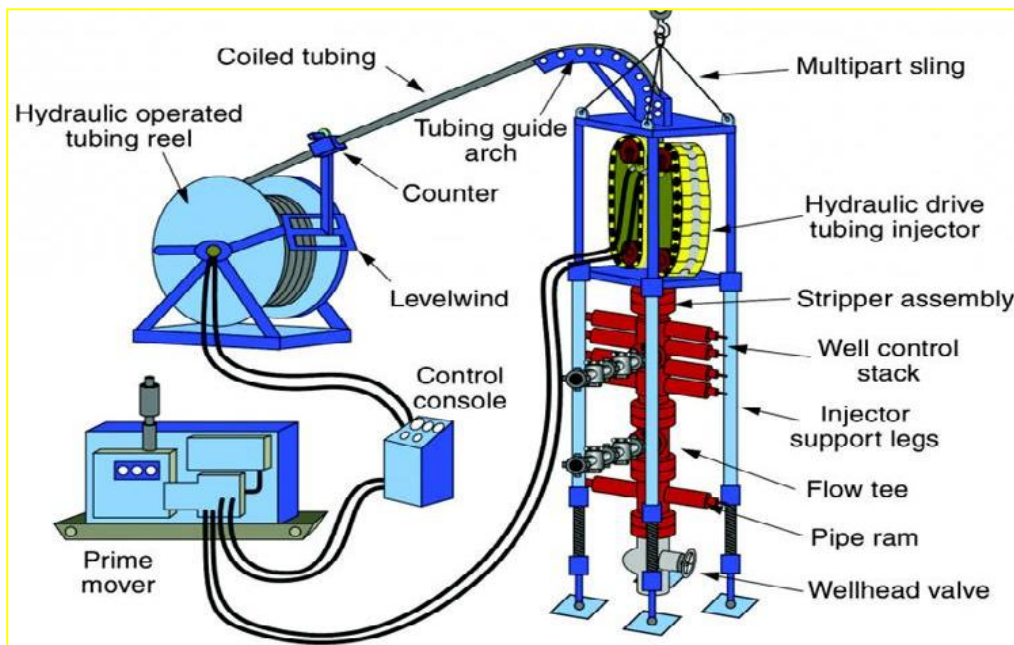


Figura 25 Sistema de Coiled tubing para instalación de sarta de velocidad.

Fuente: Coiled Tubing Oil Production (Oil Production)

4.4.2 OPERACIÓN DE ARRANQUE DE POZO CON SARTA DE VELOCIDAD

La operación de arranque de pozos a los que se les instala sarta de velocidad no difiere mucho del siguiente procedimiento:

Verificar condiciones iniciales del pozo: PWH, CHK, pozo fluyente o cerrado, presión de líneas, inspeccione las válvulas del cabezal del pozo (well head) y cierre el pozo. Tanto la válvula master como la válvula de suaveo, medir y registrar las presiones del well head (cabezal del pozo), libere presiones venteando al ambiente el gas, desmonte la válvula de suaveo, instale el colgador de tubería, reinstale válvula de suaveo.

Rig up de equipos coiled tubing: Conecte todas las líneas hidráulicas a la bobina de la tubería flexible, al power pack, a la cabina de control, al preventor de reventones (BOP) y al cabezal inyector verificar que todas las conexiones se encuentren debidamente realizadas verifique el cumplimiento íntegro del chek list, recuerde que cuando conecte las mangueras a la bobina o al inyector, debe conectar siempre en primer lugar las mangueras de drenaje.

Verifique stock de Nitrógeno, armado de mangueras criogénicas a iso tanques, asegúrese que el inventario de químicos es el adecuado para los trabajos previstos.

Test de funcionamiento de BOP: realizar prueba funcional del BOP. Este debe hacerse un ciclo de todas las funciones del BOP, observe a través del agujero los arietes de cierre y apertura, compruebe fugas hidráulicas, realice prueba hidráulica a los Pipe ram y blind ram. El cuerpo del BOP y los arietes del BOP se probarán, a presiones bajas 200 - 250 psi, luego a la presión máxima del potencial del pozo en el cabezal más un 10% como factor de seguridad.

Pack Off: Compruebe la presión hidráulica de introducción verifique que no produzca fugas. De detectarse fugas, reparar y repetir la prueba. Realice una prueba hidráulica que asegure que el stripper sea capaz de retener la presión del pozo.

Inyector: Compruebe que los cilindros de tensión y de tracción del inyector funcionen correctamente. Realice un ensayo de fuerza de tracción para confirmar el funcionamiento del equipo y del circuito instrumental, use cadenas o cables aprobados para amarrar el inyector, al menos por tres puntos (dos en la parte trasera y uno en la delantera), a elementos robustos, Conectar las líneas de bombeo de la unidad de Nitrógeno y del Coiled tubing, Todas las líneas de tratamiento de superficie, las uniones giratorias, la tubería flexible y las conexiones del BHA se probarán a una presión igual a la presión máxima de tratamiento prevista más un 10% de factor de seguridad.

Conexión las líneas de bombeo de la unidad de nitrógeno y del coiled tubing: las líneas de tratamiento de superficie, las uniones giratorias, la tubería flexible y las conexiones del BHA se probarán a una presión igual a la presión máxima de tratamiento prevista más un 10% de factor de seguridad.

Chequear estado físico del conector: Revisar tipo de BHA previsto a bajar al pozo. Una vez instalado el colgador de tubería entre la válvula de producción lateral y válvula de suaveo proceda a montar el BOP sobre el cabezal del pozo además conecte el Inyector a los lubricadores o riser.

Instale el Inyector: con los lubricadores o riser sobre el BOP en el cabezal del pozo, realice una prueba hidráulica de todos los elementos de control de pozo y lubricadores con una presión mínima de 200 @ 250 psi luego con presión igual a la presión máxima de tratamiento prevista más un 10% de factor de seguridad.

Cuando haya efectuado y registrado una prueba de presión satisfactoria de todos los componentes y líneas de tratamiento a alta presión, asegúrese que los ajustes de los

equipos que se indican a continuación sean adecuados a las condiciones del pozo: Presión hidráulica del carrete, freno del carrete, presión hidráulica del “stripper rubber”, tensión de la cadena y presiones de tracción, presión hidráulica del acumulador del BOP, ajuste del contador de correlación de profundidad, asegúrese de que las válvulas subterráneas hayan sido desmontadas o bloqueadas en posición abierta.

Abra el cabezal del pozo: Abrir válvula master contabilizando el número de vueltas y registrar.

RIH a 40 ft/min hasta los 100 ft, bombeando solo agua (0.8 bpm)

RIH a 80 ft/min hasta los 10000 ft, bombeando solo agua (0.5 bpm)

RIH a 25 ft/min desde los 10435 ft hasta profundidad bombeando agua de formación.

Correlacionar profundidades: Verificar presión en cabeza por posible arremetida de gas.

Realizar pull test cada 3000 ft. Tomar en cuenta gráfica del software.

Usar en todo momento gráfico de coildata.

4.4.3 PROCEDIMIENTOS DE DYNADRILL PARA COLGAR TUBERÍA CONTINUA

ETAPA INICIAL:

1. Inspeccionar el colgador para asegurarse que el tamaño de los componentes internos (sellos y cuñas) corresponden con el diámetro de la tubería continua que se va a correr en el pozo.
2. Verifique y asegúrese que los tres tornillos estén desenroscados completamente. De esta manera se garantiza que las cuñas estén completamente arriba y protegidas por el cuerpo del colgador. No aplique más de 15-30 lbs.-Ft de torque a los tornillos para evitar deformación de los retenedores internos.

3. Confirmar que las tuercas grandes (llamadas por algunos como Prensa-Estopa) estén apretadas antes de probar el equipo.
4. Instale el colgador safeset en el cabezal del pozo.
5. Conecte las herramientas a utilizar en la punta de la tubería
6. Vestir BOP & Inyector. Probar equipo con 3000 Psi. Mínimo.
7. Bajar tubería continua lentamente por el cabezal y continuar bajando hasta la profundidad deseada.

4.4.4 ASENTAMIENTO DE LAS CUÑAS PARA COLGAR TUBERIA

1. Al llegar a la profundidad requerida para colgar, ajuste los tornillos usando los mínimos incrementos en torque (Mismo número de vueltas por tornillos) y en la misma secuencia. Nunca ajuste un solo tornillo a la vez completamente esto causaría que la tubería se inclinara a un solo lado y dificultaría el logro de un buen sello al colgarla.
2. Luego de que los tornillos estén completamente enroscados y que las cuñas estén agarrando la tubería continua, mida tomando como referencia la brida superior del cuerpo del colgador. La distancia hasta cada tornillo, esta distancia no debe exceder 1/16" de diferencia entre uno y otro (Tolerancia). Si la diferencia es mayor de 1/16", saque los tres tornillos 3/4" mínimo. Asiente de nuevo asegurándose que los tornillos quedaron al mismo nivel.
3. No mida tomando como referencia la prensa estopa, ya que la posición de esta puede variar con el torque a cada uno de los tornillos.

4. Aplique la misma cantidad de torque a cada tipo de hanger en particular. El torque depende del tamaño de los tornillos y tamaño del colgador.

4.4.5 ETAPA FINAL DEL ASENTAMIENTO:

1. Después de confirmar que las cuñas fueron asentadas en forma uniforme y al mismo nivel. Aplique peso con la tubería continua (4000 a 6000 LBS) para asegurarse que las cuñas tienen agarrada la tubería continua. Por ningún motivo aplique tensión a la tubería continua ya que esto des-asienta las cuñas y obliga al operador a repetir el proceso.
2. Desahogue la presión entre el colgador y el Stripper del inyector y verifique que no exista fuga en el colgador (sellos).
3. Libere la tubería continua (BOP) y ajuste de nuevo los tornillos del colgador según el torque adecuado para el colgador utilizado.
4. Corte la tubería continua (puede utilizar el BOP) y desvista el equipo del coiled tubing.
5. Complete el ensamblaje en el cabezal del pozo.
6. Instalado y probado el colgador proceder a conectar líneas de Nitrógeno.
7. Comenzar el bombeo de nitrógeno, de acuerdo a lo Propuesta
8. Finalizado el bombeo de nitrógeno N₂, realizar el Rid Down de los equipos.

4.5 SISTEMA DE FLUJO VENTURI

En este sistema, el eyector primeramente se instala a una profundidad en el pozo a la cual se sospecha que puede ocurrir la acumulación de líquidos. Posteriormente, se inyecta gas en la zona convergente del eyector, fluyendo en forma ascendente hasta alcanzar la garganta del mismo y ocasionando con esto que la presión en esta zona disminuya mientras que la velocidad del gas aumenta. Debido a este descenso en la presión, se genera la succión de los líquidos acumulados en el fondo del pozo, haciéndolos fluir hacia la superficie junto con el gas. Un claro ejemplo de este sistema es el de bombas jet. (Quiroz E., 2011)

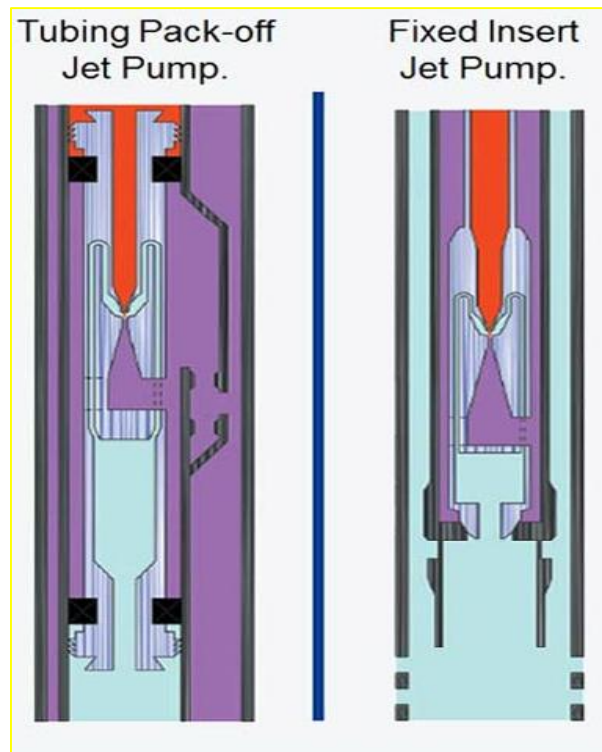


Figura 26 Bombas Jet

Fuente: Equipo de Levantamiento Hidráulico Oil Team Internacional S.A.De C.V (otimex) (Equipos de levantamiento hidráulico).

4.6 VENTEOS - BLOWING DOWN

La purga, venteo o blowing down con el objetivo de restaurar la producción puede ventear emisiones de metano significativas hacia la atmosfera, el proceso debe ser repetitivo puesto que los líquidos se almacenan nuevamente en el fondo del pozo, cuando ya este procedimiento no resulta efectivo se debe programar la instalación de algún método de levantamiento artificial.

Cuando los pozos de gas son terminados por primera vez, muchos pozos de gas natural tienen suficiente presión de reservorio como para hacer fluir los fluidos de formación (agua e hidrocarburos líquidos) a la superficie junto con el gas producido.

En tanto la producción de gas continúa, la presión del reservorio declina, y, en tanto la presión declina, la velocidad del fluido en la tubería de producción decrece.

Eventualmente, la velocidad del gas hacia arriba ya no es suficiente como para llevar las gotas a la superficie. Los líquidos se acumulan en la tubería de producción, creando una caída de presión adicional, volviendo más lenta la velocidad del gas, y elevando la presión en el reservorio que rodea los punzados de pozos y el interior de la tubería de revestimiento. Cuando la presión en el fondo del pozo se aproxima a la estática del reservorio, el flujo de gas se detiene y todos los líquidos se acumulan en el fondo de la tubería de producción.

Un enfoque común para restaurar el flujo temporariamente es ventear el pozo a la atmósfera (well “blowdown”), lo cual produce emisiones sustanciales de metano.

El proceso debe repetirse ya que los fluidos se re acumulan, resultando en emisiones de metano adicionales. Los operadores deben esperar hasta que el venteo de pozo se vaya tornando cada vez más inefectivo antes de instalar algún tipo de artificial lift. En este punto, las emisiones de metano acumuladas del pozo podrían ser sustanciales.

Cada método de elevación (lifting) tiene ventajas y desventajas a la hora de prolongar la vida económica de un pozo. Los ahorros de gas y reducciones de las emisiones de metano que resultan de reducir o eliminar el venteado variarán para cada pozo dependiendo de la presión operativa de la línea de flujo, presión del reservorio, volumen de líquido, gravedad específica y del número de purgas (blowdowns) eliminado.

4.8 SWABBING.

Reducir la presión en un pozo mediante el movimiento de la tubería, las herramientas operadas con cable o los sellos de caucho; en dirección hacia la superficie. Si la presión se reduce en grado suficiente, los fluidos de yacimiento pueden fluir hacia el interior del pozo y a la superficie.

En general, el proceso de suaveo se considera perjudicial en las operaciones de perforación porque puede producir golpes de presión y problemas de estabilidad del pozo. No obstante, en las operaciones de producción, el término se utiliza para describir cómo se inicia el flujo de hidrocarburos en algunos pozos terminados.

La necesidad de maximizar la producción de muchos campos de gas maduros, han conllevado a varias empresas en desarrollar nuevas tecnologías que garanticen producir los pozos en óptimas condiciones, especialmente en los casos cuando la formación de líquidos en el fondo comienza a generarse, donde la presión de fondo fluyente es necesaria disminuirla en este caso, así como también la de prolongar la presión de abandono del yacimiento.

Di Tulio y col. 15 (2009), desarrollaron un prototipo de compresor de gas en fondo denominado “DGC”, proveniente de los vocablos en inglés “Donwhole Gas Compressor”, el cual incluye las fases de diseño, manufactura y prueba, en un circuito cerrado simulando las condiciones de producción de ciertos yacimientos de gas. Este

prototipo está siendo ajustado para cubrir un rango amplio de flujo de gas, composición y diferentes condiciones de yacimiento.

La aplicación de la tecnología de compresión de gas en fondo, luce muy prospectiva debido a las siguientes razones:

- a) Aceleración de la producción temprana y mantenimiento de la misma en nuevos desarrollos de campos de gas.
- b) Bajo costos de rejuvenecimiento de campos maduros de gas, caracterizados por baja presión del yacimiento y la acumulación de líquidos en el fondo de los pozos.
- c) Optimización de la producción de gas por pozo y maximización del factor de recobro en los yacimientos de gas con poco impacto ambiental.

CAPÍTULO V – EJECUCIÓN DE MANIOBRAS OPERATIVAS

Antes de realizar las maniobras de campo a fin de mejorar las condiciones de flujo del pozo con carga de líquido se debe realizar un análisis previo de las condiciones mecánicas del pozo, de las facilidades entre ellas separadores, válvulas , líneas de venteo y flare (fría o caliente), esto con el fin de poder identificar posibles problemas durante el procedimiento de venteo, se deben registrar muestreo de líquidos del pozo esto es analizar la salinidad del pozo y verificar el aporte de arena u otros solidos que pueda aportar el pozo.

La aplicación de métodos para eliminar carga de líquido se muestra en el Anexo n°3. Mientras que la explicación de los pasos para ejecutar las maniobras operativas para remover carga de líquido en pozos productores de gas estará establecida mediante un diagrama de flujo en Anexo n° 6

5.1. APLICACIÓN DE PROCEDIMIENTOS DE RECUPERACIÓN DE POZOS CON CARGA DE LÍQUIDOS.

El procedimiento de venteo de un pozo se presenta a continuación:

5.1.1 VENTEOS – BLOWING DOWN

1. Alinear el pozo que se desee intervenir al manifold del separador que previamente se programe para su uso estricto en maniobras de venteos, registrar datos de variables de flujo al menos 1 hora.
2. Realizar apertura del choke (estrangulador) lentamente hasta alcanzar estabilidad en caída de presión, continuar con la maniobra hasta que la presión más baja del pozo se estabilice.

3. Abrir lentamente en el separador PCV válvula controladora de presión (presión control valve) de la línea de alivio y dirigir el flujo de gas al flare (línea de venteo), ventear hasta llegar a una presión de 100 psi en el separador.
4. Direccional la descarga de líquido al skid (conjunto que forma el equipo) del separador, verificar que los medidores de agua y condensados estén trabajando sin problemas.
5. Dejar en venteo durante una hora aproximadamente, dependiendo de las condiciones de presión de fondo, registrar cada 5 minutos parámetros de caudal de gas, aporte de agua, aporte de arena si llega a existir.
6. Observar si existen cambios latentes en el flujo, como incremento de aporte de agua, aumento en presión de fondo.
7. Si no se refleja un aumento en el aporte de agua o incremento de presión en fondo se procederá llevar a un mayor choque, el tiempo de venteo se determinará de acuerdo al comportamiento presentado al momento de realizar la maniobra.
8. Si al permanecer con el choke (estrangulador) completamente abierto no se obtiene variación en aportes de agua, caudal de gas o presión sea de fondo o en cabeza, se procederá a disminuir la presión del separador a 14.7 psi, para ocasionar un mayor diferencial entre formación y superficie, monitorear aporte de arena y suspender venteo de tener un mayor aumento de este elemento.
9. Una vez concluido el tiempo de venteo, estabilizar el flujo del pozo en parámetros del sistema e ingresar a prueba de producción de 24 horas.

10. Se analizará los resultados obtenidos y si se logra cambiar el régimen de flujo bache (tipo slug), se procederá a repetir la maniobra si se requiere de forma periódica.

Si se presenta cualquier variación anómala de parámetros (presión, producción de arena), se debe regular el nivel de flujo inmediatamente y llevar rangos operativos normales.

Verificar se cuente con las placas orificio adecuadas al momento de realizar las operaciones de venteo.

Un mejor resultado se obtendrá con un diferencial mayor entre la presión de cabeza y la presión de separador de prueba.



Figura 27 Curva Tipo De Proceso Blowing Down PSI

Elaborado Por Nathalie Bernabé

Fluctuación de presión. - El inicio del venteo obedece a periodos de fluctuaciones en la presión de cabeza del pozo, disminución en el aporte de agua y disminución en el caudal de gas.

Apertura de válvulas Chokes. - Después del periodo de fluctuaciones y disminución en caudales, se realiza la apertura de válvulas chokes ubicadas en el cabezal del pozo a fin de reducir cualquier tipo de restricción al flujo.

Inicio del venteo.- Se da con la apertura de la válvulas PCV (válvula controladora de presión) de manera paulatina controlando la disminución de presión en periodos adecuados a fin de disminuir la onda de presión resultante en el yacimiento, una reducción de presión violenta puede producir daños considerables en el la estructura productora, se realiza contabilización de Caudal de agua y condensados, el volumen a recuperar debe ser el estimado inicialmente en las pruebas con el echometer (medición de nivel, cuantificación de volumen), este valor dará el tiempo estimado de venteo, mismo que coincide con el momento del ligero incremento en la presión del separador.

Estabilización. - Con la presión más baja en el separador monitorear constantemente caudales de gas, agua, condensados, monitorear aporte de arena, registrar valores de presión y tiempo de recuperación de agua de la columna hidrostática del pozo.

Incremento de presión. - Esto se da luego del desalojo del agua acumulada al interior del pozo puesto que el flujo de gas logra incrementar presurizando el sistema.

Cierre de válvulas Chokes. - se realiza una vez que el incremento de presión se da en el separador a condiciones de venteo, volver a parámetros iniciales de apertura de chokes (estranguladores) monitorear parámetros, presión, caudal de gas, agua y condensados, verificar aporte de finos.

Estabilización de Pozo. - Al finalizar el venteo el pozo deberá volver a condiciones normales de operación, se debe prestar atención a los caudales ya que una disminución drástica de alguno de ellos es razón suficiente para repetir la maniobra.

5.2 EJECUCIÓN DE TRABAJOS DE INDUCCIÓN CON TUBERÍA DE ALTA PRESIÓN Y GAS DE POZOS ALEDAÑOS.

EMBOLO VIAJERO: PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS

1. Verificar que las válvulas de bola, ubicadas aguas arriba de la válvula shut down valve SDV (válvula de corte) se encuentre abierta.
2. Direccionar el pozo desde el manifold al separador de prueba.
3. Mantener el separador de prueba en presiones bajas aproximadamente 30 psi.
4. Colocar las protecciones del panel de control del separador para evitar un shut down (apagado total) de la plataforma.
5. Revisar en Manómetros y human Machine Interface HMI (sistema de control de planta desde cuarto de control) la lectura de presión acumulada en la línea de flujo del pozo, registrar el valor observado.
6. En el panel HPU (unidad de control de producción) verificar apertura de válvula Master
7. En el panel HPU (unidad de control de producción) verificar apertura de wing valve (válvula que conforma el árbol de navidad una sirve para control de producción y otra para tratamiento o control de pozo).

8. Chequear visualmente que la válvula SDV (válvula de corte) esté abierta.
9. Iniciar inyección de gas desde el pozo con mayor presión que el pozo receptor con problemas de carga de líquidos, este gas llegará directamente a la cabeza del pozo entre las PWV (válvula controladora de producción) Y PMV (válvula limitadora de presión), presurizando la línea desde el pozo hasta la válvula PWV (válvula controladora de producción).
10. Una vez que se tiene la presión deseada abrir la válvula de choke, y proceder con el well blowdown (venteo a la atmosfera, purga) desde el separador de prueba manipulando la válvula PCV (válvula controladora de presión), para reducir posibles problemas al desplazar el flujo se sugiere levantar la placa orificio. Verificar aporte de agua en el contador de turbina del separador.
11. Verificar aporte de agua y arena tanto en el separador como en la pantalla del sensor de arena
12. Monitorear presión del pozo.
13. Esperar a que el pozo desplace todo el volumen de agua acumulado, de no restablecerse las condiciones normales del pozo y no estar en producción, repetir los puntos detallados anteriormente.

5.3 EJECUCIÓN DE TRABAJOS DE RECUPERACIÓN DE POZOS CON CARGA DE LÍQUIDOS CON INYECCIÓN DE QUÍMICOS (TUBERÍA CAPILAR).

Los químicos mayormente usados en pozos de gas para contrarrestar los problemas de acumulación de líquidos son los surfactantes, los cuales han dado excelentes resultados en muchos pozos de gas.

La formación de espuma por acción de los surfactantes produce una mezcla con menor densidad esto se da por el incremento del área de superficie del líquido con las burbujas el slippage (reducción de partículas líquidas deslizándose hacia el fondo por las paredes de la tubería), el gas fluye con mayor facilidad a la superficie.

Dependiendo de los análisis de laboratorio que se realicen pueden utilizarse para la aplicación en los pozos surfactantes de diferentes tipos, entre los que se encuentran:

- **No iónicos**, compuesto de fenoles y alcoholes, poseen propiedades importantes respecto a la solubilidad, son más solubles a temperaturas bajas.
- **Aniónicos**: excelentes espumantes pero son afectados por concentraciones alta de sal en el agua de formación, se degrada a altas temperaturas mayores a 125°C.
- **Catiónicos**: son aminas cuaternarias, se desenvuelven mejor en agua salina que en agua fresca, genera emulsiones si la dosificación es excesiva.
- **Anfotéricos**: son más versátiles en la formación de espuma, son estables en altas temperaturas y tolerables a altas concentraciones de sal.

PROCEDIMIENTO:

- La inyección más simple se debe realizar por baches directo al fondo del pozo.
- La efectividad es alta, pero requiere de un periodo de cierre del pozo para que la acción de los agentes espumantes se adecuada y lleguen a la zona de acumulación de líquido.
- Si el pozo no posee empacaduras se puede inyectar por el espacio anular casing-tubing.
- Por otro lado, muchas empresas prefieren la inyección continúa debido a la alta efectividad.
- El gerenciamiento adecuado de los yacimientos y la aplicación de inyección de surfactantes antes de que se alcance la velocidad crítica del gas reducirá notablemente los problemas de colgamiento de agua en el pozo.
- La inyección de surfactantes es una alternativa económica para la reducción de la formación de líquidos en el fondo del pozo, pero el costo es directamente proporcional a la cantidad de surfactante requerido.

5.4 EJECUCIÓN DE TRABAJOS DE RECUPERACIÓN DE POZOS APLICANDO PERTURBACIONES DE PRESIÓN EN EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.

5.4.1 SWABBING.

Este método consiste en generar perturbaciones a la masa de agua al interrumpir súbitamente el well blowdown y luego de varios instantes nuevamente continuar con el well blowdown, repitiendo estas acciones hasta que el pozo logre desplazar la columna hidrostática.

Este movimiento busca crear una disminución temporal de la presión del fondo. Si la reducción de la columna hidrostática es grande como para crear una condición de bajo balance; eventualmente el pozo fluirá.

PROCEDIMIENTO

1. Monitoreo de presión de fondo, con sensor de fondo. Calcular caudal crítico y presión crítica del pozo para evaluar condiciones de ahogamiento.
2. Monitoreo constante de parámetros de superficie (presión, caudal de petróleo, agua y gas).
3. Colocar un by pass en las protecciones de seguridad del separador usado para el proceso de swabbing.
4. Cuantificar la producción total de gas, agua y petróleo
5. Comprobar que los datos de presión diferencial, estática y temperatura estén registrándose correctamente en la carta barton (instrumento

versátil diseñado para el registro gráfico de temperatura y de presión). Estos registros nos ayudaran a determinar la efectividad de las maniobras.

6. Bajar la presión del separador a 100 psi por debajo de la presión del sistema.
7. En la cabeza del pozo abrir a 32/64 avos el choke.
8. Realizar la apertura lenta y constante de PVC, hasta que la presión del separador caiga a 50 psi y mantener por 10 minutos.
9. Cerrar PCV (válvula controladora de presión) totalmente, esperar a que la presión en el separador incremente a 300 psi aproximadamente.
10. Abrir PCV (válvula controladora de presión) totalmente, evaluar si el caudal de agua incrementado.
11. Repetir la maniobra 5 veces más. Si se tiene un incremento importante en el volumen de agua restablecer a condiciones normales el pozo, e ingresarlo al sistema de monitorear y repetir el procedimiento siempre y cuando el pozo baje en su aporte de gas, agua y condensando o baje abruptamente la presión de cabeza del pozo.
12. De no cumplir el punto anterior, abrir el full choke (totalmente la válvula) 64/ 64 avos, el pozo.
13. Bajar la presión del separador a 30 psi, dejar en venteo prolongado, periodos de cada 15 minutos cerrar totalmente PCV por 5 minutos, luego abrir totalmente, repetir la maniobra 10 veces aproximadamente

a fin de causar una perturbación que haga que la masa de agua en el pozo pueda desplazarse a superficie.

14. Una vez restablecido el pozo ingresarlo a producción con monitoreo constantes.

5.5 COSTO DE LAS OPCIONES DE REMOCIÓN DE FLUIDOS.

Los costos relacionados con las diversas opciones de remoción de fluidos incluyen gastos de capital, de puesta en funcionamiento, y de mano de obra para comprar e instalar el equipo, así como los costos de operar y mantener los sistemas.

La comparación de costos será establecida en los anexos 4 y 5.

Los socios informan que los costos de capital y de puesta en funcionamiento para instalar lanzadores de jabón van de \$500 a \$3,880 por pozo. El costo mensual del agente espumante es de \$500 por pozo, o de aproximadamente \$6,000 al año. Es decir, los costos típicos varían entre \$500 y \$9,880.

5.5.1 COSTO DE LAS OPCIONES DE REMOCIÓN DE FLUIDOS TUBERÍA DE VELOCIDAD.

Un socio informa que los costos totales de capital e instalación son de por lo menos \$25,000 por pozo, que incluye el tiempo del equipo de workover, las herramientas del fondo del pozo, las conexiones de tubing y la supervisión. Otro socio ha colocado tubería de velocidad en más de 100 pozos e informa que los costos totales de instalación van entre \$8,100 a \$30,000 por pozo. Basado en las experiencias de los socios, puede decirse que los costos típicos variarían entre \$7,000 y \$64,000 por pozo.

5.5.2 AUTOMATIZACIÓN INTELIGENTE DEL SISTEMA DE ASPIRACIÓN DE ÉMBOLO.

Dos socios reportaron haber implementado sistemas automatizados con control inteligente para sus sistemas operados con sistema de aspiración de émbolo. Una operación es bastante pequeña, consistente en 21 pozos. La segunda abarcó toda la cuenca en más de 2,150 pozos. Se informaron costos de \$6,300 por pozo en la más pequeña, El costo total en un período de cinco años para la más grande es de \$12,200 o de aproximadamente \$5,700 por pozo. Los costos típicos fluctuarán entre \$5,700 y \$18,000 dependiendo de la complejidad del sistema automatizado inteligente. Estos costos se sumarían a los de la instalación del sistema de aspiración de émbolo.

5.5.3 COSTO DE LAS OPCIONES DE REMOCIÓN DE FLUIDOS UNIDADES DE BOMBEO.

Los costos de capital e instalación incluyen el uso de un equipo de workover con su personal, por aproximadamente un día, varillas de bombeo, costos para las guías de varillas y la bomba, y el costo de la unidad de bombeo con su motor. Otros costos de puesta en marcha pueden incluir operaciones de limpieza misceláneas para preparar el pozo para que reciba una bomba y varillas de bombeo pozo abajo.

Los socios informan que la preparación de la locación, la limpieza del pozo, el equipo de artificial lift, y una unidad de bombeo pueden ser instaladas por \$41,000 a \$62,000 por pozo. El costo promedio únicamente para la unidad de bombeo informado se encuentra en el rango de \$17,000 hasta \$27,000. La mayor parte de las compañías tienen unidades excedentes en stock que pueden ser activadas pagando sólo los gastos de transporte y reparación, o también se pueden comprar unidades usadas.

CAPÍTULO VI - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

En la industria hidrocarburífera existen varios métodos para eliminar el problema de carga de líquido en pozos productores de gas. Una vez planteadas ventajas, desventajas y costos de instalación de los métodos descritos en este proyecto de investigación, se establece que los métodos más aplicables para reducir los problemas de carga de líquidos en el yacimiento UPSE_GAS son los métodos de venteo o blowing down, embolo viajero, tubería capilar (inyección con surfactantes), y swabbing. El método más aplicado es el método de venteo o blowing down debido al costo que es mucho más económicamente aplicable.

Los análisis de presiones de cabeza, de fondo, y fluctuaciones son aspectos claves en pozos tipos con problemas de acumulación de líquidos, los cuales permiten identificar las maniobras que se requieren ejecutar a fin de contrarrestar los problemas causados por la acumulación de agua además de dictar los pasos a seguir para la ejecución de un venteo tal como muestra la figura 27.

Muchos de los métodos de campos usados actualmente para extender la vida productiva del pozo con problemas de carga de líquidos con el tiempo resultan ineficientes, poco prácticos y económicamente no rentables.

El aumento de producción de agua y cambio de salinidades permite predecir qué pozos presentarán, a corto plazo, problemas de carga de líquidos. El análisis de estos parámetros es muy importante ya que se podría preparar una alternativa que permita extender la vida productiva del campo donde se ubicará los pozos productores de gas natural, reduciendo así la afectación sobre la producción total del bloque UPSE –GAS.

Los costos económicos que se generan al aplicar métodos de campo vs los métodos convencionales (workover) son reducidos, sin embargo estos métodos solo sirven a corto tiempo, puesto que el patrón de flujo de los pozos continúa cambiando y mientras no se realice ninguna intervención que corrija los problemas del pozo este seguirá aumentando la inestabilidad en sus presiones, aumentando también el aporte de agua y la acumulación de fluido en el fondo del mismo.

6.2 RECOMENDACIONES

Los cierres prolongados de pozos con problemas de carga de líquidos solo deben darse cuando ya no exista otra alternativa operativa que permita mantenerlos produciendo.

Actualizar los cálculos relacionados a la declinación de cada pozo a fin de tener mayores datos que ayuden a la toma de decisiones referentes al método de campo que mejor se ajusta a cada pozo.

Realizar una inspección de integridad periódica de las facilidades usadas para los venteos de pozo, ya que en cada maniobra se genera altas velocidades de erosión que reducirán la vida útil de los equipos.

Realizar programa de medición de columna de líquido con *ECHOMETER*, esto asegurará una mejor planificación de las tareas a ejecutar en los pozos a fin de prolongar su vida productiva.

Ajustar la curva de declinación de los pozos luego de cada maniobra realizada en los pozos con el objetivo de poder determinar las fechas tentativas de salida de producción.

6.3 BIBLIOGRAFÍA

1. BELLINI, N., GILARDONE, C., & CANEL, C. (s.f.). (2013). Acumulación De Líquido En Pozos De Gas Predicción De Comportamiento Y Análisis De Su Incidencia En Los Pronósticos De Producción. FDC. Publicación Técnica. Págs. 11.
2. BERMÚDEZ, G. (2009). Ingeniería de yacimientos. Publicación Digital.
3. DUPRE, J., GIEGERA, R., & SEGURA, R. (s.f.). Aplicación de productos químicos específicos empleando la tecnología de capilar en el yacimiento loma Lata. Unidad Económica Loma La Lata, Repsol-YPF S.A. Argentina. Págs. 26
4. ESCOBAR, F. (s.f.). (2004). Fundamento de ingeniería en yacimientos. Editorial Universidad Surcolombiana. Neiva Huila Colombia. Págs. 331
5. GRAJEDA N., RAMÍREZ S. (2012). Métodos para eliminar carga de líquidos en pozos de gas. Tesis de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México. Págs. 364.
6. GUERRA J., & NIETO C. (2014). Ingeniería Petrolera. En Satras de velocidad para mantener flujo continuo en pozos de gas con cargas de líquidos. Vol. 54 No. 9, septiembre 2014. ISSN 0185-3899.

7. HERNÁNDEZ, M., MIRELES, E., MIRELES, C., & GONZÁLEZ, F. (s.f.). (2017). Ingeniería de perforación en Operación con tubería flexible. Publicación Digital. Universidad del Atlántico. Colombia.
8. LEA, J., NICKENS, H., & WELL, M. (s.f.). (2003). Gas Well Delification-Solution to gas well liquid loading problems. Massachusetts, Elsevier. Págs. 314.
9. MADRIGAL, A. (s.f.). (2012). Sistema de levantamiento plunger lift. Publicación Digital.
10. PIUCA D. (2012). Conificación del agua y el gas. Reservorios y Prospección. Universidad Privada Domingo Savio. Santa Cruz, Bolivia.
11. QUIROZ E. (2011). Análisis del efecto de dispositivos venturi en la producción de gas en pozos con arrastres u acumulación de líquidos. Tesis de Grado. Instituto Tecnológico Celaya. Celaya, México. Págs. 129.
12. RAMIREZ M. (s.f.). Tubería Capilar. Diplomado en sistemas artificiales de producción "SAP". Pemex. México. Págs. 74.
13. ROJAS, G. (1998). Ingeniería De Yacimientos De Gas Condensado. En PDVSA. Venezuela. Págs. 197.

14. SEPULVEDA, G. J. A. (2012). Fundamento de ingeniería de yacimientos de gas natural. Universidad Sur Colombiana USCO. Neiva. Huila. Colombia.
15. SOLIS, A. (2016). Gas metano contamina 84 veces más que el dióxido de carbón. Publicación digital de Forbes. México.
16. TÉLLEZ I. (2012). Nuevos modelos para el analisis del pistón viajero. Publicación en diapositivas.
17. VALOR DE PODER CALORÍFICO. (s.f.). En P. EP. Norma INEN ISO13443.

Paginas Web

19. Acuíferos en yacimientos de Petróleo (2009)
<http://www.portaldelpetroleo.com/2009/04/la-importancia-del-empuje-hidraulico-en.html>
20. Aplicaciones en Coiled Tubing. La comunidad Petrolera.
<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/06/aplicaciones-coiled-tubing.html>
21. Coiled Tubing. Oil Production.
http://www.oilproduction.net/files/coiled_tubing_handbook.pdf

22. Instalación de sistemas de Plunger-lift bombeo en Pozos de gas natural. Agencia de Protección del Medio Ambiente. Instalación de sistemas Plunger - Lift Bombeo en Pozos de Gas Natural The site of Artificial Lift Systems. (2016).

<http://oilproduction.net/produccion/artificial-lift-systems/gas-well-deliquification/item/1985-instalacion-de-sistemas-de-plunger-lift-bombeo-en-pozos-de-gas-natural>

23. Conificación del agua

https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/water_coning.aspx

24. Equipos de levantamiento Hidráulico. Oil Team International.

http://otimex.com/equipo_artificial_hidraulico.html

25. Opciones para retirar fluido acumulado y mejorar el flujo acumulado en pozos productores de gas

http://www.oilproduction.net/files/Opciones_de_mejora_Flujo_Pozos_Gas.pdf

26. Sarta de Velocidad. Shumblerger Oilfield Glossary.

https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/v/velocity_string.aspx

27. Tubería flexible. (2009). En Coiled Tubing.

<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/06/nueva-tecnologia-coiled-tubing.html>

28. Yacimiento de Hidrocarburos comunicado hidráulicamente con un Acuífero
(2014)

<http://yacimientosdehidrocarburos.blogspot.com/2014/>

ANEXOS

ANEXO N° 1 VENTAJAS DE MÉTODOS PARA ELIMINAR CARGA DE LIQUIDOS

METODOS PARA ELIMINAR CARGA DE LIQUIDOS	VENTAJAS
INDUCCION CON TUBERIAS FLEXIBLES	<ul style="list-style-type: none"> • El punto de inyección puede moverse hacia arriba y hacia abajo a lo largo de la tubería. • Es un método rápido. • En cuanto se alcanza la reducción de la presión deseada se puede retirar la tubería flexible y para la inyección de N₂
EMBOLO VIAJERO	<ul style="list-style-type: none"> • Recuperable / instalable sin sacar tubería. • Opera en flujo continuo o intermitente. • Mantiene la tubería limpia de parafina e incrustaciones. • No se requieren periodos de cierre en el embolo a flujo continuo.
TUBERIA CAPILAR (INYECCION DE QUIMICOS)	<ul style="list-style-type: none"> • Se pueden inyectar químicos que van a reaccionar con los fluidos que causan restricción del flujo de gas en el pozo mejorando los parámetros que permiten el normal flujo de gas a superficie.
SARTA DE VELOCIDAD	<ul style="list-style-type: none"> • Puede ser más efectivo en pozos de alto potencial de producción y puede ser una solución a largo plazo. • Sin embargo, estas sargas de velocidad tendrían que ser redimensionadas a futuro, a medida que la energía del pozo disminuye en el tiempo.
SISTEMA DE FLUJO VENTURI	<ul style="list-style-type: none"> • Resistencia a la contaminación por sedimentos o por el propio fluido que circula a través de él.
BLOWING DOWN	<ul style="list-style-type: none"> • restaurar la producción • puede ventear emisiones de metano significativas hacia la atmosfera
SWABBING	<ul style="list-style-type: none"> • Si la presión se reduce en grado suficiente, los fluidos de yacimiento pueden fluir hacia el interior del pozo y a la superficie. • En las operaciones de producción, el término se utiliza para describir cómo se inicia el flujo de hidrocarburos en algunos pozos terminados.

Elaborado por: Nathalie Lissette Bernabé Cruz

Fuente: Nancy Aurora Grajeda Santos, Sandra Aramis Ramírez vallejo. (Mayo 2012). Métodos para eliminar carga de líquidos en pozos de gas.

ANEXO N° 2 DESVENTAJAS DE MÉTODOS PARA ELIMINAR CARGA DE LIQUIDOS

METODOS PARA ELIMINAR CARGA DE LIQUIDOS	DESVENTAJAS
INDUCCION CON TUBERIAS FLEXIBLES	<ul style="list-style-type: none"> • Si la presión de fondo es muy alta, el volumen requerido es mayor. Alto costo asociado al suministro de N₂. • Se requiere una unidad de almacenamiento de N₂. • No es recomendable en pozos desviados u horizontales.
EMBOLO VIAJERO	<ul style="list-style-type: none"> • El embolo viajero convencional no es recomendable en pozos de baja presión. • Se requiere un controlador para regular los periodos de apertura y cierre de válvula. • No funciona en pozos con presencia de sólidos a menos que se instale un embolo especial.
TUBERIA CAPILAR (INYECCION DE QUIMICOS)	<ul style="list-style-type: none"> • No es recomendable en pozos muy profundos por la instalación de válvula de pie. • El sistema tiene limitaciones si se producen impurezas como H₂S y CO₂. Se incrementa el costo por impurezas. • Es común que se presenten fallas mecánicas a la tubería.
SARTA DE VELOCIDAD	<ul style="list-style-type: none"> • Generan mayor caída de presión en el fondo. • En pozos de bajo potencial y en terminaciones y en terminaciones con empacadores limita muchos casos el proceso de descarga. • Limita la corrida de herramientas de diagnóstico en el fondo del pozo
SISTEMA DE FLUJO VENTURI	<ul style="list-style-type: none"> • Tiene un costo considerable más elevado y que sus características de operación no pueden modificarse en campo.
BLOWING DOWN	<ul style="list-style-type: none"> • Las emisiones de metano acumuladas del pozo podrían ser sustanciales
SWABBING	<ul style="list-style-type: none"> • Se considera perjudicial en las operaciones de perforación porque puede producir golpes de presión y problemas de estabilidad del pozo.

Elaborado por: Nathalie Lisette Bernabé Cruz

Fuente: Nancy Aurora Grajeda Santos, Sandra Aramis Ramírez vallejo. (Mayo 2012). Métodos para eliminar carga de líquidos en pozos de gas

ANEXO N° 3 APLICACIÓN DE MÉTODOS PARA ELIMINAR CARGA DE LIQUIDOS

METODOS PARA ELIMINAR CARGA DE LIQUIDOS	APLICACIÓN
INDUCCION CON TUBERIAS FLEXIBLES	<ul style="list-style-type: none"> • Dentro de los servicios básicos de las tuberías flexibles se encuentran la limpieza de tubería, la estimulación selectiva, cementaciones y pesca.
EMBOLO VIAJERO	<ul style="list-style-type: none"> • Para eliminar la problemática de acumulación de líquidos en pozos de gas, el cual se caracteriza por emplear únicamente la energía del yacimiento para producir los líquidos.
TUBERIA CAPILAR (INYECCION DE QUIMICOS)	<ul style="list-style-type: none"> • Una de las aplicaciones fundamentales de la tubería capilar es el facilitar la inyección de diferentes químicos al fondo del pozo a la profundidad que se desea, permitiendo proteger la formación y maximizar la producción del pozo.
SARTA DE VELOCIDAD	<ul style="list-style-type: none"> • Su aplicación es limitada en pozos con empacador. Si el diámetro de la tubería de producción es muy grande, los efectos de la instalación de una sarta de velocidad duran en un intervalo de tiempo corto.
SISTEMA DE FLUJO VENTURI	<ul style="list-style-type: none"> • En este sistema, el eyector primeramente se instala a una profundidad en el pozo a el cual se sospecha que puede ocurrir la acumulación de líquidos. Pueden manejar sólidos en suspensión y fluidos viscosos
BLOWING DOWN	<ul style="list-style-type: none"> • Los operadores deben esperar hasta que el venteo de pozo se vaya tornando cada vez más inefectivo antes de instalar algún tipo de artificial lift.
SWABBING	<ul style="list-style-type: none"> • Generar perturbaciones a la masa de agua al interrumpir súbitamente el well blowdown y luego de varios instantes nuevamente continuar con el well blowdown, repitiendo estas acciones hasta que el pozo logre desplazar la columna hidrostática.

Elaborado por: Nathalie Lissette Bernabé Cruz

Fuente: Nancy Aurora Grajeda Santos, Sandra Aramis Ramírez vallejo. (Mayo 2012). Métodos para eliminar carga de líquidos en pozos de gas.

**ANEXO N° 4 COSTOS REFERENCIAL DE INSTALACIÓN DE MÉTODOS
PARA ELIMINAR CARGA DE LIQUIDOS**

METODOS PARA ELIMINAR CARGA DE LIQUIDOS	COSTO REFERENCIAL DE INSTALACIÓN (\$)
INDUCCION CON TUBERIAS FLEXIBLES	7.000
EMBOLO VIAJERO	5.700
TUBERIA CAPILAR (INYECCION DE QUIMICOS)	500
SARTA DE VELOCIDAD	7000
SISTEMA DE FLUJO VENTURI	41.000
BLOWING DOWN	2.796,75
SWABBING	2.796,75

Elaborado por: Nathalie Lissette Bernabé Cruz

Fuente: Dc, Washington. (2011). Opciones para retirar fluido acumulado y mejorar el flujo acumulado en pozos productores de gas.

ANEXO N° 5 COMPARACION DE LOS AHORROS EN COSTOS Y EMISIONES AL UTILIZAR OPCIONES DE REMOCIÓN DE LIQUIDOS

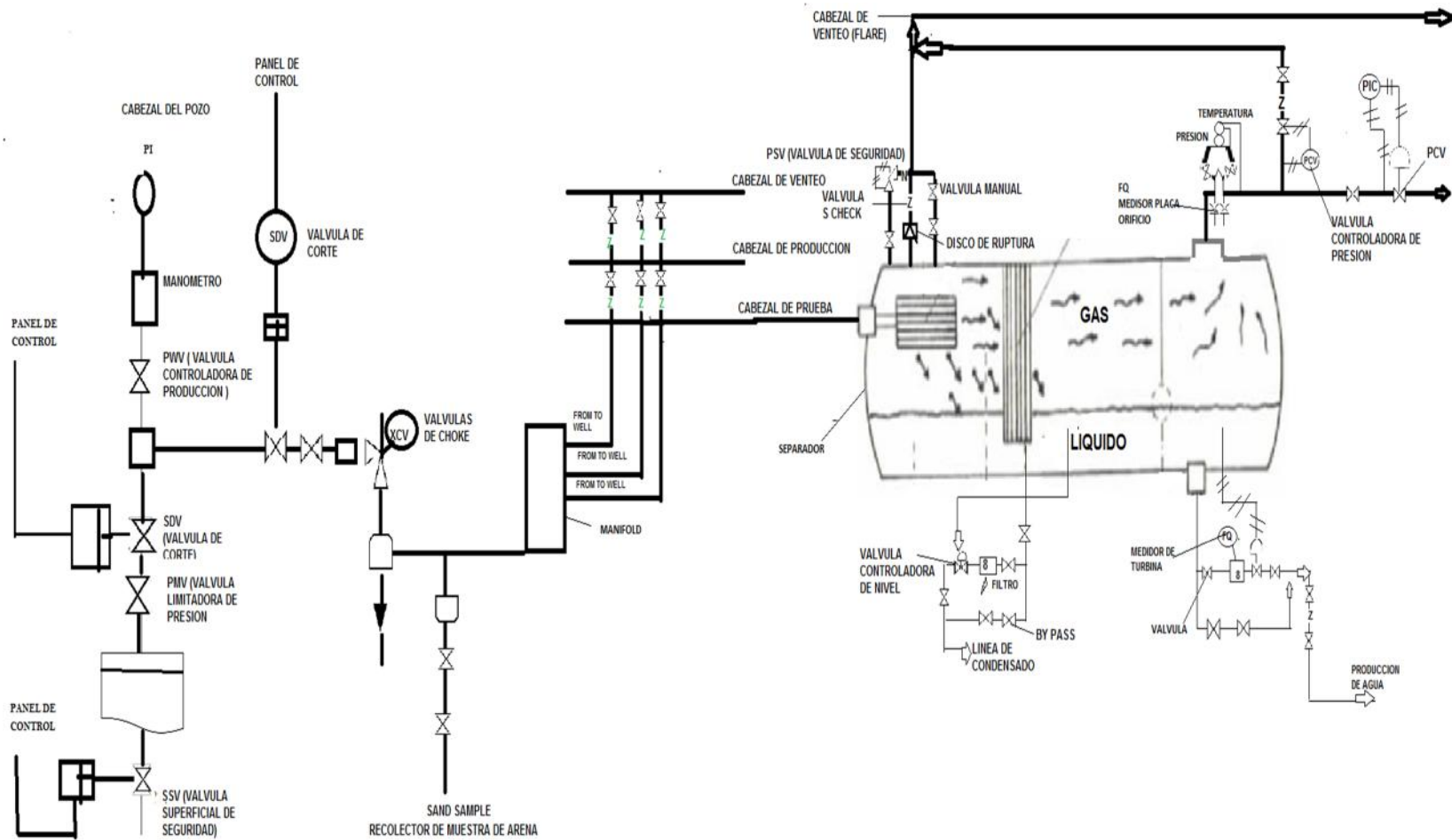
Enfoque de remoción de fluido	Costos de instalación (\$/pozo)	Aumento en la producción de gas (Mcf/pozo/año)	Emisiones de metano ahorradas al no haber swabbing / purga² (Mcf/pozo/año)	Otros ahorros en costos potenciales (\$/pozo)
Uso de agentes espumantes	\$500 - \$9,880 <i>(instalación del lanzador de jabón); \$500/mes (surfactante)</i>	365 – 1,095	178 – 7,394	\$2,000 <i>(eliminación de swabbing del pozo)</i>
Instalación de Tubería de velocidad	\$7,000 - \$64,000	9,125 – 18,250	146 – 7,394	\$2,000 - \$13,200 <i>(eliminación de swabbing y purga)</i>
Controles automatizados inteligentes para los sistemas de aspiración de émbolo¹	Costo promedio informado por el socio = \$5,700 - \$18,000	No informado por los socios <i>(5,000 Mcf estimado para un pozo prom. en EEUU asumiendo un 10 -20% de aumento de producción)</i>	Informado por el socio = 630 – 900 <i>(500 Mcf estimado para un pozo promedio en EEUU asumiendo un 1 % de la producción anual)</i>	\$7,500 <i>(reducción de costos laborales para controlar el sistema de aspiración de émbolo en el pozo)</i>
Instalación de bombas de inserción y unidades de bombeo	\$41,000 - \$62,000	No informado	769 – 1,612	\$22,994 <i>(valor de rescate al final de la vida del pozo)</i>

¹Aumento de costos y de producción, ahorros de emisiones de metano por la instalación de un sistema de aspiración de émbolo automatizado. ²Asume que el contenido de metano del gas natural en la cabeza del pozo es 70 %, a menos que se informe lo contrario.

Fuente: Opciones para retirar fluido acumulado y mejorar el flujo acumulado en pozos productores de gas.

http://www.oilproduction.net/files/Opciones_de_mejora_Flujo_Pozos_Gas.pdf

ANEXO N° 6 DIAGRAMA DE PROCEDIMIENTOS PARA ELIMINAR CARGA DE LIQUIDOS



Elaborado por Nathalie Lissette Bernabé Cruz.