



Universidad Nacional del Comahue
Facultad de Ingeniería

Proyecto Integrador Profesional Ingeniería en Petróleo

“Sistema de Gestión de Presiones Anulares en Fase Operativa basado en casos de estudio”

Neuquén, 2022

Alumno:	RODRIGUEZ RAMONDA, Aldana	RUIZ LLANCA, Lucas Alejandro
Legajo:	ING-4268	ING-3898
Mail:	aldanarodrigueزامonda@gmail.com	lucasruiz013@gmail.com

Tutor: Ing. González, Esteban

Tutor externo: Ing. Stillger, Alexis

Resumen

La producción de reservorios shale oil y shale gas trae consigo complejidades superiores a la de reservorios convencionales, al tratarse en general con pozos horizontales donde la entubación, la cementación y las múltiples etapas de fractura pueden comprometer las barreras del pozo, y por lo tanto, su integridad.

Uno de los problemas más frecuentes es la presencia de presiones en las entrecolumnas. Estas presiones se pueden clasificar según su fuente en tres tipos: Impuesta por el operador, Inducida térmicamente y SCP (presión de casing sostenida).

Para la detección temprana, manejo seguro y clasificación de presiones anulares se desarrollará, en el presente trabajo, un sistema de gestión para un yacimiento no convencional basado en las recomendaciones prácticas de la API RP 90-2. Esto a su vez establecerá criterios que permitan identificar riesgos que requieran mayor evaluación.

Adicionalmente se aplicará el sistema de gestión a casos de estudio.

Abstract

Shale oil and shale gas production bring higher complexities than the conventional case, due to the fact that in horizontal wells the casing running, cementing and multistage operations can negatively impact the well's safety barriers, and therefore, its integrity.

One of the most common problems is annular casing pressure presence. This pressure can be classified by their source as: operator imposed pressure, thermal induced pressure or sustained casing pressure.

For early detection, safety management and source classification annular casing pressure, a management control system will be developed for non conventional fields, in accordance to API RP 90-2 recommended practices. It will also set a criteria to identify possible risks in need of further evaluation.

In addition this management control system will be applied to cases.

Índice

Introducción.....	1
Marco teórico.....	3
Definiciones:.....	3
Fuentes de presión anular de casing.....	6
Presión inducida térmicamente.....	6
Presión impuesta por el operador.....	6
Presión sostenida de casing.....	7
Operación de desfogue anular.....	7
Desarrollo.....	8
Alcance:.....	8
Sistema de pozo.....	10
Tipos de diseño de pozo.....	14
Sistema operativo de gestión anular.....	16
MAWOP (Maximum allowable wellhead operating pressure).....	16
Cálculo de MAWOP con el método SDM.....	17
POS (Presión de operación segura).....	25
Valores de referencia.....	26
Monitoreo de campo.....	26
Detección y validación.....	27
Análisis de datos.....	29
UNCO.x-01.....	30
UNCO.x-02.....	32
UNCO.x-03.....	34
Responsabilidades.....	36
Ingeniería de Producción.....	36
Servicio a Pozos.....	36
Operaciones Producción.....	36
Diagrama de proceso de gestión de presiones anulares.....	39
Conclusiones.....	40
Bibliografía:.....	42

Introducción

Durante años, las operaciones estuvieron dirigidas a la búsqueda y extracción de petróleo y gas alojados en los poros microscópicos de rocas "permeables"; es decir, reservorios convencionales.

El crecimiento de la matriz energética y al mismo tiempo el decline de la producción de estos, llevó a la búsqueda de nuevas fuentes. Siendo uno de los resultados la producción de reservorios no convencionales, en particular, los yacimientos shale oil y shale gas. Esta solución trajo consigo nuevos desafíos, ya que la complejidad de estas prácticas es superior a lo que ya se conocía, ya sea por cuestiones operacionales o por la búsqueda de rentabilidad de los proyectos.

Por lo general, la explotación de este tipo de yacimientos se realiza con pozos horizontales, los cuales una vez llegados a la formación objetivo se extienden varios miles de metros. Donde las principales complejidades se ven en las operaciones de entubación y cementación de esta última etapa.

Una vez terminada la perforación se realizan múltiples etapas de fractura sobre esta rama con el objetivo de abrir camino al flujo de producción en estas rocas que tienen muy baja permeabilidad. Durante estas fracturas, en los casos de los reservorios shales se pueden llegar hasta los 12.000 psi para lograr la estimulación deseada, por lo tanto, se debe asegurar que las barreras del pozo puedan soportar estos valores sin comprometer su integridad.

Un problema común en la cuenca Neuquina como también en otras cuencas del mundo, que tienen las operadoras que eligen producir este tipo de yacimientos es la de lidiar con presiones en las entrecolumnas.

Estas presiones se pueden clasificar según su fuente en tres tipos: Impuesta por el operador, Inducida térmicamente y SCP (presión de casing sostenida).

La primera es una presión impuesta deliberadamente, ya sea por el tipo de sistema de extracción o por simple monitoreo.

La presión inducida térmicamente se debe a la transferencia de calor generado por la fricción del flujo hacia los anulares.

Si bien aún no hay certeza de las causas que generan SCP se le podría atribuir a las operaciones de cementación y estimulación de los pozos, por lo que sólo la definiremos como aquella presión que proviene desde una fuente (conocida o no) externa al anular. De lo que sí se tiene certeza, es que estas presiones en un futuro pueden traer consecuencias

en la integridad de los pozos comprometiendo la producción buscada o peor aun poniendo en riesgo a las personas, el medio ambiente y las instalaciones.

Como la única que puede dar indicios de una barrera comprometida es la SCP, una vez identificada la presencia de presiones anulares, es importante identificar el tipo de fuente de dichas presiones.

Dado que es un problema recurrente, aparece la necesidad de la implementación de sistemas que ayuden a la detección temprana de estas presiones anulares para poder identificar y clasificar los riesgos asociados para un manejo seguro. Dichos sistemas utilizan datos como análisis de muestras de fluido, perfiles de pozo o tests de presión de casing/cabeza de pozo y/o datos obtenidos desde una rutina de monitoreo que a su vez se retroalimenta con los resultados de los análisis modificando la rutina o identificando la necesidad de un plan de intervención.

En el siguiente trabajo se desarrollará un sistema de este tipo, para un yacimiento no convencional de la cuenca neuquina aplicado a casos de estudio, basado en las recomendaciones prácticas de la API RP 90-2.

Marco teórico

A continuación, se darán algunas definiciones que serán importantes para entender el desarrollo del trabajo.

Definiciones:

Pozo: un agujero y un sistema de barreras, construidos con tubos de acero, cemento, un cabezal de pozo y otros componentes destinados a funcionar como un conducto para contener y transmitir de forma segura fluidos (líquidos y / o gas) desde un reservorio subterráneo a la superficie o para inyectar fluidos en un intervalo subterráneo.

Presión: Fuerza que ejerce un gas, un líquido o un sólido sobre una superficie. Se mide en psi (pound square inch) [Sistema Inglés].

Anular: espacio entre el pozo y el casing o entre casings, donde el fluido puede fluir.

Casing: Tubería de gran diámetro bajada a un agujero abierto y cementada en su lugar.

- Casing de producción: tubería concéntrica más próxima a la tubería de producción.
- Casing de superficie/guía: tubería de revestimiento que opera dentro del tubo conductor para proteger zonas de aguas superficiales y formaciones más débiles, puede ser cementada dentro de la tubería conductora y es frecuentemente cementada hasta superficie.
- Overlap: medida de solapamiento de los casing desde el colgador del liner hasta el zapato de la fase anterior a la que se está entubando.

Measured depth (MD): profundidad de un pozo medido según su trayectoria.

Pozo horizontal: pozo con alto grado de desviación con respecto a la vertical, con ángulos mayores a 80°.

- Kick off point: punto donde comienza la desviación de un pozo.
- Landing point: fin del incremento del ángulo (ángulo máximo) y comienzo de la sección.

Cementación: proceso de mezcla y desplazamiento de una lechada dentro del espacio anular entre el revestimiento y el hueco abierto.

- Cementación primaria: proceso de ubicar una lechada de cemento en el espacio anular entre el casing y las formaciones expuestas al perforar el pozo.
- Cementación secundaria: proceso de aplicar presión hidráulica para forzar y/o colocar una lechada de cemento dentro de la formación o contra alguna zona porosa.
- Stand off: porcentaje de concentricidad del casing en el pozo.

Barrera: sistema que contiene presión y flujo, o práctica (s) que contribuyen a la integridad del pozo previendo la comunicación involuntaria de presión y el flujo involuntario de fluido (líquido y / o gas) de una formación a otra, o hasta la superficie.

Tipos de barreras:

- Barrera Primaria de pozo es aquella envolvente que está en contacto directo con la fuente de presión y que previene el escape accidental del fluido. Está conformada por los elementos que “ven” la presión del pozo.
- Barrera Secundaria del pozo es una envolvente exterior cuyos elementos no están en contacto directo con la presión del pozo pero que puede ser activada para evitar el escape de los fluidos en caso de fallar la barrera envolvente primaria.

Puesta en marcha de pozo: operación inicial o reanudación de la operación después de un cierre.

Presión Anular de Casing o ACP (Annular Casing Pressure): presión medida en la boca del pozo en el espacio anular entre tubing y casing de producción o en el espacio anular entre otros casing que terminan en la boca del pozo.

MAWOP (Presión Operativa Máxima Permitida en Boca de Pozo): el límite de presión establecido para un anular en particular, medido en la boca del pozo en relación con la presión ambiente.

Se aplica a todas las fuentes de presión, incluida la SCP, la presión inducida térmicamente y la presión impuesta por el operador.

POS (Presión anular operativa): Establece límites de diagnóstico superior e inferior que determinan un rango de presiones anulares aceptables en las que solo se requerirá monitoreo. Dichos límites pueden ser generales para todo el yacimiento o variar según diseño, producción y condiciones particulares de cada pozo, pudiendo llegar a determinar POS particulares para cada anular.

Presión impuesta por el operador: presión que se aplica y gestiona intencionalmente en la superficie con fines operativos, como gas lift, inyección / eliminación de agua y monitoreo anular.

SCP (Presión Sostenida del Casing): presión involuntaria en un espacio anular contenido como resultado del flujo de fluidos de una fuente externa presurizada (líquido y / o gas) en comunicación con el anillo, asociado a que:

- Es medible en el anular de casing en la boca de pozo,
- Existe una recuperación después de haber sido desfogado¹, y
- No es causado por fluctuaciones de temperatura del pozo.

Presión de casing inducida térmicamente: presión del anular de casing resultante de la expansión térmica de fluidos de pozo (líquidos y / o gas) contenido (o atrapado) dentro del anular.

Flujo anular involuntario: flujo no planificado de fluidos (líquidos y / o gas) a través de un espacio anular debido a la falta de una barrera o una barrera ineficaz entre el sistema anular y un sistema externo (entre espacios anulares, espacio anular y directa de producción o entre espacio anular y formaciones).

Integridad del pozo: se define como la aplicación de soluciones técnicas, operativas y organizativas para reducir el riesgo de la liberación incontrolada de fluidos de formación a lo largo del ciclo de vida de un pozo.

En fase de operación: La integridad es alcanzada cuando en función de las condiciones operativas definidas, el riesgo de operar el pozo resulta tolerable, es decir, la probabilidad de falla y las consecuencias de daño a las personas, medio ambiente y al activo se encuentran controladas.

Presión de trabajo (RWP): presión interna máxima que puede por diseño, contener y/o controlar un equipo.

Presión mínima de colapso (MCP): la mínima presión de colapso en la tubería o en la unión.

Mínima tensión de fluencia (MIYP): la mínima presión de estallido en la tubería o en la unión.

¹ Part. Del verbo desfogar.

Acuíferos/napas de agua: agua subterránea de una calidad definida por la entidad reguladora correspondiente, que se puede utilizar para fines públicos, domésticos, agrícolas, industriales u otros fines.

Desfogar: igualar o aliviar presión de un recipiente o sistema.

En fase de operación: proceso de purga con alto grado de control para evitar el efecto de despresurización súbita.

Falla por fatiga: deformación plástica o ruptura de un componente bajo carga cíclica.

Bullheading: Bombear fluidos en una formación en forma forzada.

Build up: Recupero de presión en un intervalo de tiempo.

Fuentes de presión anular de casing

La presión anular de casing se clasifica según la fuente de presión como presión inducida térmicamente, presión de casing impuesta por el operador, o SCP. Existe la posibilidad de fuentes concurrentes.

Presión inducida térmicamente.

La presión de casing inducida térmicamente es el resultado de la expansión de los fluidos atrapados (líquidos / o gas) en un sistema cerrado causado por un aumento en la temperatura del pozo al ponerlo en producción o inicio o ajuste de la inyección. Esta presión puede desfogarse o puede permanecer, dependiendo del diseño del pozo o la filosofía del operador.

Una vez desfogada, la presión inducida térmicamente no se espera que se recupere sin un aumento adicional de la temperatura.

Presión impuesta por el operador.

Un operador puede imponer presión sobre un espacio anular para diversos fines operativos, como el gas lift, inyección, monitoreo de la presión dentro del anular, o para otros propósitos. La presión puede ser temporal o permanente, según la operación o función planificada del pozo. Al igual que la presión inducida térmicamente, no se espera que la presión impuesta por el operador se recupere una vez que se haya purgado el espacio anular.

Presión sostenida de casing.

La presión sostenida de casing (SCP) es el resultado del flujo de una fuente externa (al sistema en estudio) en comunicación abierta con el anular por ausencia de una barrera, o una falla de barrera que crea una senda de flujo.

Una ruta de flujo puede resultar de una fuga de conexión tubular, fuga de empaquetador o sellos de cabeza de pozo, presión hidrostática, pérdida de presión hidrostática, o como resultado de una falta de cemento o un anillo de cemento ineficiente.

La fuente de SCP puede ser cualquier formación presurizada, incluida una formación con hidrocarburos, formación con agua, zona de gas poco profunda o zona de agua poco profunda. La estimulación también puede ser fuente de SCP.

De los tres tipos de presión de revestimiento anular, la SCP es la única que se restablecerá una vez que se haya desfogado el anular.

Operación de desfogue anular

Para despresurizar las secciones anulares, se monta una configuración de varios elementos para hacerlo de forma controlada y segura. Para ello se monta una cañería desde la salida lateral anular a desfogue hasta el choke manifold, éste puede ser un cuadro armado con dos cajas porta orificio y válvulas o ser del tipo aguja regulable. Luego de disminuir la presión, desde el choke se montará otra línea hasta el golpeador donde se separará los líquidos hacia una pileta, mientras el gas irá por la línea de venteo caliente hasta una fosa de quema. En la figura 1 se muestra una configuración típica de desfogue.

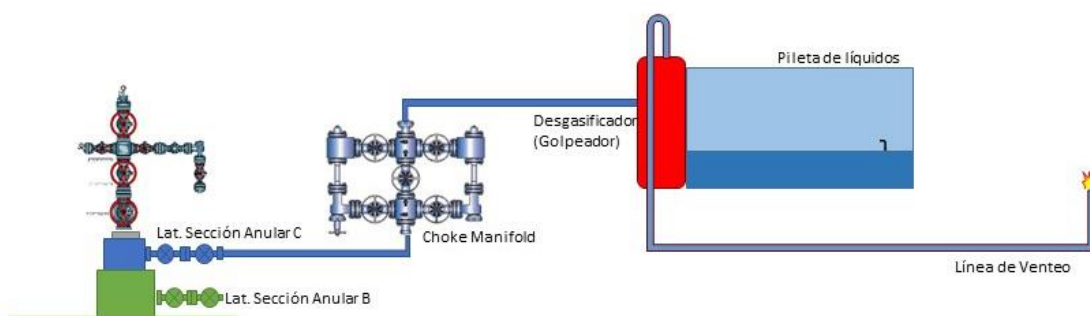


Figura 1: Esquema de configuración de sistema de desfogue [Autoría propia]

Desarrollo

Alcance:

El concepto de Gestión de Integridad de Pozos durante todo el ciclo de vida previene la ocurrencia de incidentes que pueden afectar a las personas y al medio ambiente, generando lucro cesante e impactando en la imagen de la compañía.

Para la gestión de la integridad de los pozos, pasando por la parte de diseño, construcción, operación y final abandono, es posible la aplicación de un WIMS (well integrity management system).

WIMS es una herramienta integrada basada en el ciclo de mejora continua que comprende todos los aspectos relacionados con el diseño, perforación, terminación, operación y mantenimiento de un pozo, a través de la planificación y ejecución de actividades coordinadas de evaluación, monitoreo, inspección, mitigación, reparación, revisión, capacitación y auditoría.



Figura 2: WIMS [Autoría propia]

El proceso de gestión de integridad de pozo en sus distintas fases del ciclo de vida, implica interacciones y responsabilidades entre distintos sectores con roles diferenciados, a través de actividades que regulan y que deben ser garantizadas por el responsable de la instalación en cada etapa del pozo.

Durante este trabajo nos centraremos en el desarrollo de un sistema operativo de gestión anular basado en los pilares Monitoreo y Control Operativo, Gestión del Cambio y Organización y Responsabilidad del WIMS, para ello se seguirán las recomendaciones prácticas de la norma API RP90-2 y la norma ISO/TS 16530-2.

Este sistema servirá como guía para el monitoreo y control de presiones anulares en pozos productores. Determinará valores límite de operación como así también rangos de operación segura, brindando un encuadre para el análisis y diagnóstico de las fuentes de presión, para una posterior categorización según nivel de criticidad.

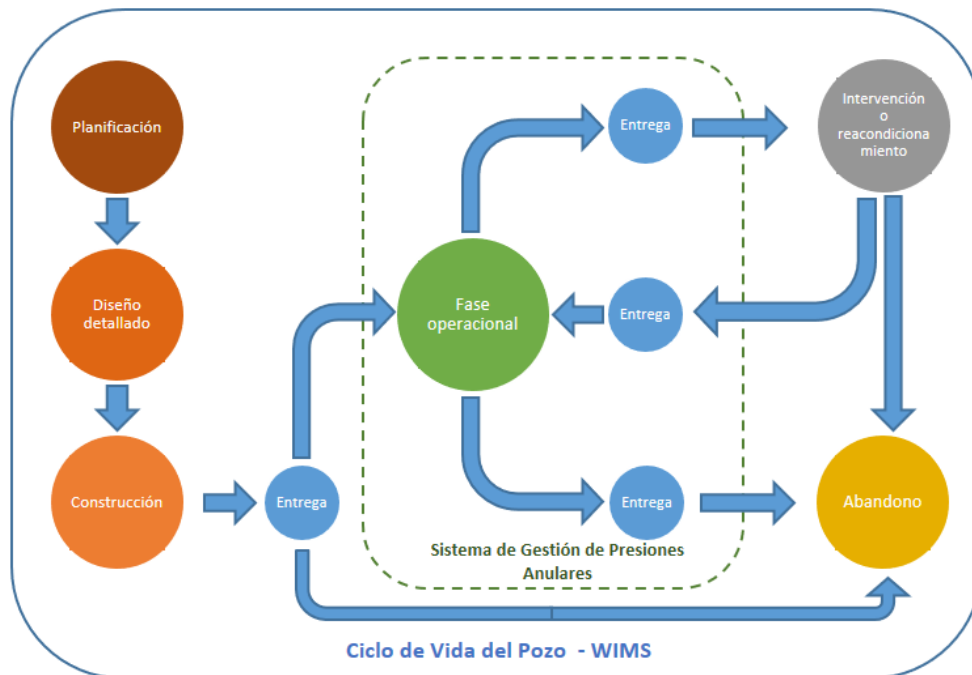


Figura 3: Esquema de ciclo de vida de pozo [Autoría propia]

Aplicará específicamente para los pozos en fase de producción, es decir, comienza al finalizar el proceso de construcción del pozo y se extiende hasta el inicio de las operaciones de abandono, excluyendo cualquier período de intervención o actividades de workover.

Sistema de pozo.

Los sistemas de pozos se pueden clasificar en dos grandes grupos: pozos convencionales y pozos no-convencionales.

En el tabla 1, se reflejan datos promedios de dos yacimientos, uno convencional y otro no convencional de la cuenca Neuquina.

	Convencional	No convencional
Tipo de pozo	Vertical	Horizontal
Profundidad	700-1700m	2600-2800 m
Largo rama horizontal	N/A	2100-2600m
Explotación	Roca reservorio	Roca madre
Formaciones productoras	Quintuco/Sierras Blancas	Vaca muerta
Tipo de roca	Arenisca/conglomerado	Lutita/Marga
Porosidad	15%	< 10%
Permeabilidad	2 mD	< 0.1 mD
Presión de capa	1500 psi	4500 psi
Sistema de extracción	AIB/BES	Surgente
Etapas de perforación	2-3	3-4
Estimulación	Acidificaciones/Fracturas hidráulicas	Fracturas hidráulicas
Número de etapas	1-2	35-40
Volumen de fluido total	60-80 m3	40-60 Mm3
Propant total	0.3 MMlb	13-25 MMlb
Cantidad de pozos por locación	1	4-6

Tabla 1: Cuadro comparativo entre pozo convencional y no convencional.

Además de las diferencias reflejadas en la comparativa, los yacimientos no convencionales poseen mayores complejidades operativas:

- En el caso de existir una comunicación del anular con formaciones que contengan hidrocarburos debido a la existencia de barreras ineficientes o dañadas, se podría generar que burbujas de gas con presión original alcancen la superficie, afectando la vida productiva del pozo, entre otras cosas.
- Tiempos de operación: Dado que se perforan por fases en islas (más de un pozo por locación) las cementaciones de las etapas que no son de aislación (producción), se realizan en modo offline, es decir, sin el equipo de perforación. Esto quita la posibilidad de realizar maniobras durante la cementación (por ejemplo, rotar el casing) complejizando la operación y su resultado final.
- En general las operadoras no están a favor de utilizar sistemas de centralización que provean un 75% de stand off ² en la sección horizontal. Una alternativa busca asegurar la centralización del casing de producción entre el KOP³ y el overlap⁴ del casing de producción e intermedio a efectos de ubicar en esa zona una lechada de cabecera especial y en la sección horizontal del pozo, otra lechada mecánicamente mejorada en previsión de la etapa de fractura.
- Además, deben sumarse los efectos de tracción y compresión debidos a cambios de presión y temperatura a los que se somete el cemento durante la etapa de estimulación hidráulica.
- Por otra parte, la utilización de técnicas como bullheading en la cementación pueden traer consigo consecuencias. En los casos de estudio a desarrollar, en la fase de aislación se aplica como práctica operativa estandarizada la cementación por bullheading inmediatamente después de realizar la cementación primaria. Si bien esta práctica, que es adoptada por la mayoría de las operadoras que producen en la fm. Vaca Muerta, se utiliza para la eliminación de posible SCP en el anular involucrado a esta fase, también puede ser la causa de la misma, ya que se corre el riesgo de fracturación prematura de la formación, provocando una migración del gas a través de la lechada y presurizando el espacio anular antes de finalizar su completación.

Teniendo en cuenta todas las razones antes nombradas, la aplicación de este trabajo, será para un reservorio no convencional de shale gas de la Fm. Vaca Muerta,

²Porcentaje de concentricidad del casing en el pozo.

³ Kick Off Point: Punto de inicio de desvío de pozo.

⁴ Medida de solapamiento de los casing desde el colgador del liner hasta el zapato de la fase anterior a la que se está entubando.

perteneciente a la cuenca Neuquina, produciendo en el yacimiento UNCOMA donde se cuenta con dos tipos distintos de diseños de pozos: slim y robusto (ilustrados en las figuras 4 y 5 respectivamente). Un 40% del total del yacimiento cuenta con pozos con un tipo de construcción slim y los restantes son robustos.

El primer diseño de perforación fue el tipo Slim, es decir, con tres fases:

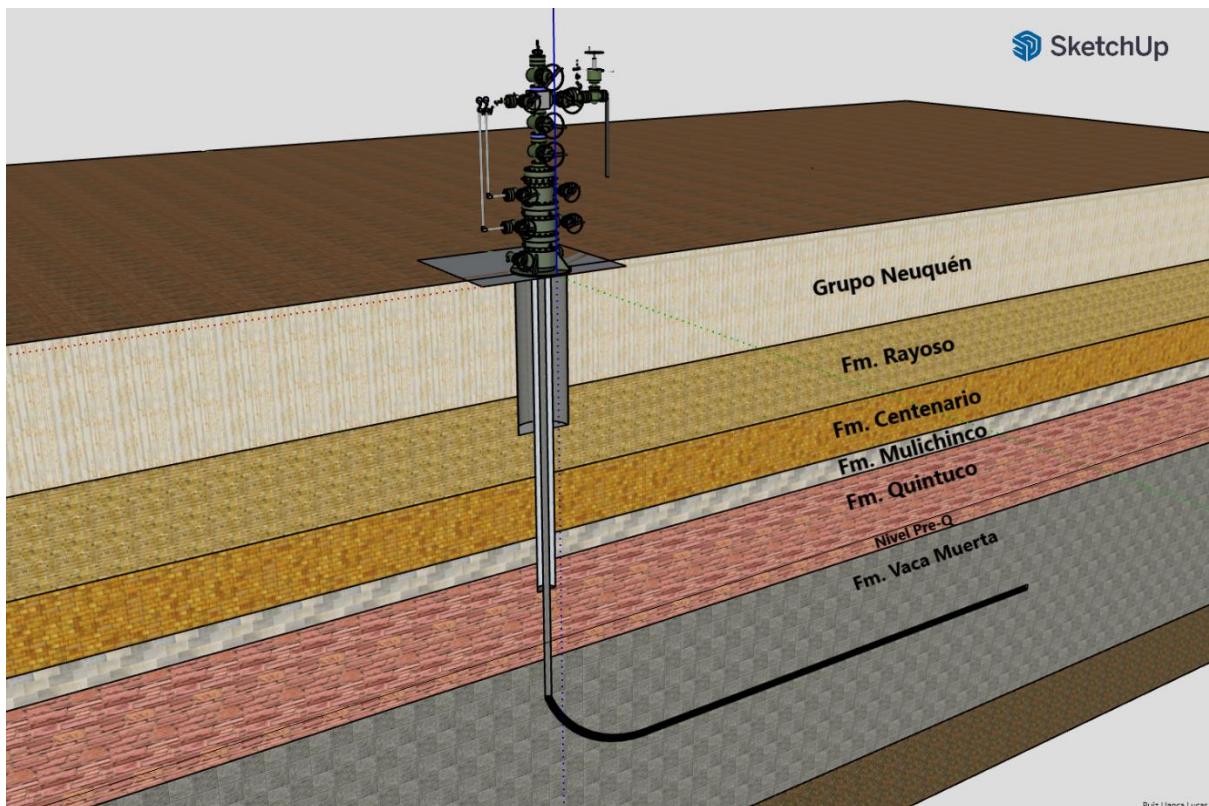


Figura 4: Pozo Slim [Autoría propia]

Luego de recolectar información con pozos posteriores, se optó por un nuevo diseño de pozo debido a las complicaciones operativas durante la perforación, sumando una fase intermedia más a las tres fases ya utilizadas.

Por lo que los restantes pozos (que representan el 60% del total) se realizaron con este nuevo diseño de pozo llamado Robusto:

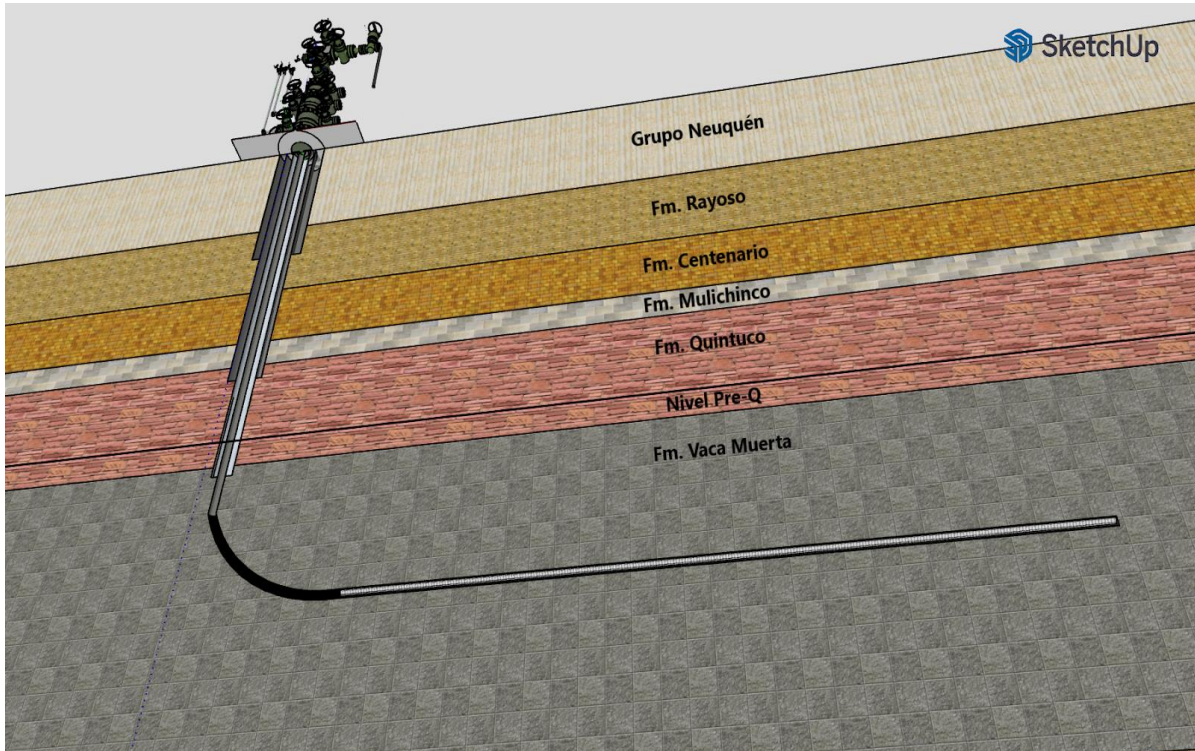


Figura 5: Pozo Robusto [Autoría propia]

Tipos de diseño de pozo.

Las principales características/diferencias son:

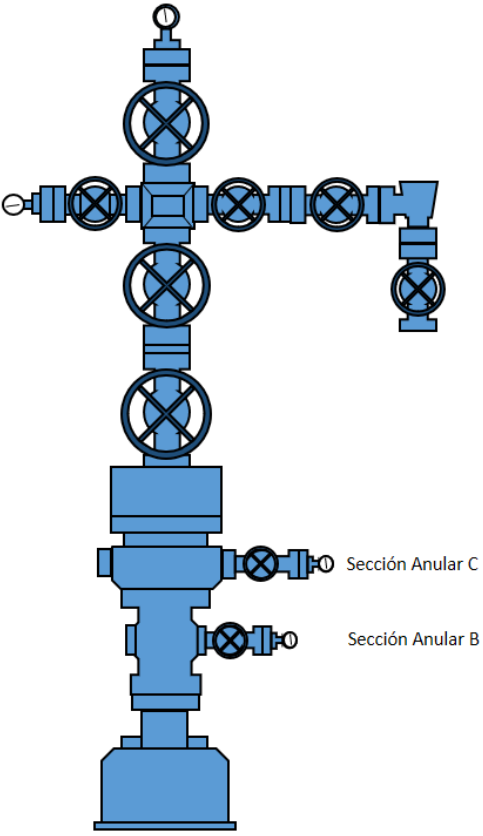
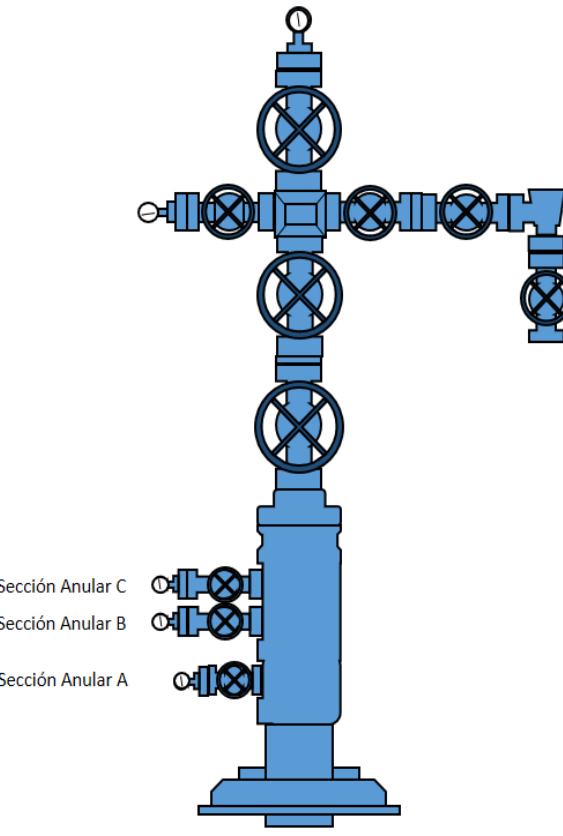
SLIM	ROBUSTO
 <p data-bbox="305 1470 706 1501"><i>Figure 6: Diseño Slim [Autoría propia]</i></p>	 <p data-bbox="868 1470 1315 1501"><i>Figure 7: Diseño Robusto [Autoría propia]</i></p>

Tabla 2: Cuadro comparativo de tipos de diseño de armadura y cabeza de pozo.

Pozos			UNCO.x-02	UNCO.x-01	UNCO.x-03
Diseño			Slim	Robusto	
Etapa de perforación			1°	2°	
Fase	Guía	Perforación	9 5/8" que atraviesa la Fm Grupo Neuquén, ubicando el zapato en la Fm Rayoso.	13 3/8" atraviesa Fm Grupo Neuquén, ubicando el zapato en la Fm Rayoso.	
		Cementación	Primaria	Primaria	
	Intermedia 1	Perforación	7" atraviesa Fm Rayoso, Centenario y Mulichinco; y verifica el pase a Quintuco	9 5/8" atraviesa Fm Rayoso, Centenario y Mulichinco; y verifica el pase a Quintuco	
		Cementación	Primaria	Primaria	
	Intermedia 2	Perforación	N/A	7" atraviesa Fm Quintuco (Fm. sobrepresionada) y Nivel Pre-Q (zona naturalmente fisurada con un bajo gradiente de fractura), y verifica el pase a la Fm. Vaca Muerta con la aparición de las primeras margas.	
		Cementación	N/A	Primaria	
	Aislación	Perforación	4 1/2" atraviesa Fm Quintuco (Fm. sobrepresionada) y Nivel Pre-Q (zona naturalmente fisurada con un bajo gradiente de fractura), y finalmente entra a la Fm. Vaca Muerta y navegarla con la rama horizontal.	5" que alcanza la profundidad deseada y navega con la rama horizontal la zona de interés hasta alcanzar el largo proyectado.	
		Cementación	Primaria	Primaria + Bullheading	
Estimulación Hidráulica	N° de etapas		27	34	34
	Volumen de fluido total		40.5 Mm3	50 Mm3	55 Mm3
	Propant total		13 MMlb	17 MMlb	19 MMlb
	Volumen por etapa promedio		1500 m3	1470 m3	1647 m3
	Propant por etapa promedio		496 Mlb	496 Mlb	555Mlb

Tabla 3: Cuadro comparativo de pozos en estudio.

Sistema operativo de gestión anular

La gestión de las presiones anulares es fundamental para asegurar que la integridad de los pozos se mantenga durante el ciclo de vida del mismo. Cada operador debe asegurar el manejo de estas presiones mediante el monitoreo y registro, pruebas e identificación de fuentes, cálculo y seguimiento de MAWOP y límites operativos. Cualquier cambio de la presión anular, incremento o reducción, podría indicar un problema de la integridad del pozo.

La aplicación de este sistema durante las operaciones del pozo permitiría identificar el requerimiento de una mayor evaluación y una posible intervención.

El proceso consiste en la medición de presión en boca de pozo y debe abordar los tres tipos de presión del anular del casing, incluyendo los siguientes elementos de la norma API RP 90-2:

- Maximum allowable wellhead operating pressure (MAWOP) ⁵;
- Upper and lower diagnostic thresholds (POS)⁶;
- Methods and frequency of monitoring annular casing pressure⁷;
- Annular casing pressure evaluation test⁸.

MAWOP (Maximum allowable wellhead operating pressure).

Según la práctica de referencia API RP 90-2, la MAWOP es la máxima presión que el anular puede soportar, medida en boca de pozo, sin comprometer la integridad de cualquier elemento de la barrera del anular.

La práctica de referencia recomienda que se debe calcular la MAWOP para todos los anulares de todos los pozos o grupo de pozos y establece que la misma debe ser recalculada si:

- Existe algún cambio en los criterios de aceptación de los elementos de barrera de pozo;
- Existe algún cambio en el tipo de servicio del pozo (por ejemplo, de productor a inyector);
- Existen cambio en la densidad del fluido anular;

⁵ API RP90-2, (2016). Annular casing pressure management for onshore wells, Cap 7.

⁶ API RP90-2, (2016). Annular casing pressure management for onshore wells, Cap 8.

⁷ API RP90-2, (2016). Annular casing pressure management for onshore wells, Cap 9.

⁸ API RP90-2, (2016). Annular casing pressure management for onshore wells, Cap 10.

- Se produce pérdida del grosor de la pared de la tubería de revestimiento y/o tubería para pozos;
- Existe algún cambio en la presión del reservorio, fuera de los cálculos del caso de carga original.

Para el cálculo de la MAWOP la práctica recomendada establece los siguientes métodos:

- a) DDM (Default Designation Method): es el más conservador y simple de los métodos, es aplicable a pozos donde se manejan bajas presiones anulares y simplemente consiste en definir una presión máxima para cada uno de los anulares sin realizar análisis.
- b) SDM (Simple De-rating Method): es el método apropiado para pozos con presiones anulares altas, sin problemas de corrosión ni erosión. Se basa en las características mecánicas de los casing internos y externos.
- c) EDM (Explicit De-rating Method): reemplaza al criterio SDM en los casos donde exista corrosión y erosión. Para el cálculo se requiere información y análisis de las condiciones de operación de los pozos.

Dadas las condiciones actuales del yacimiento en estudio, se opta por el método SDM para el cálculo.

Cálculo de MAWOP con el método SDM.

Se basa en la presión de estallido interna mínima (MIYP) de ambos tubulares (el que se está evaluando y el siguiente exterior), así como la presión de colapso mínima (MCP) para el tubular interno, que se calculan de acuerdo con la norma API TR 5C3. Se establece que la MAWOP para un anular sea menor que lo siguiente:

- a) 50% de la presión de estallido interna mínima (MIYP) de la sarta de casing que se está evaluando; o
- b) 80% del MIYP del siguiente casing; o
- c) 75% de la presión mínima de colapso del cuerpo del tubular interno.

En el caso de la cañería más externa, la MAWOP no puede exceder:

- a) 30% de su MIYP; o
- b) 75% del MCP del tubular interior.

Si hay comunicación de presión entre dos o más anulares de los casing externos (p. Ej., Comunicación entre los anillos "B" y "C" o entre los anillos "C" y "D", etc.), entonces la carcasa que separa estos anillos no se considera una barrera competente y no debe usarse en el cálculo de MAWOP.

Para realizar el cálculo para los pozos en estudio, se utilizará el anexo B de la norma, tanto para el diseño tipo slim como robusto, antes descritos.

Pozos Slim

En el caso de este diseño, el pozo cuenta con tres barreras de contención de presión:

- Cabezal
- Casing
- Cemento

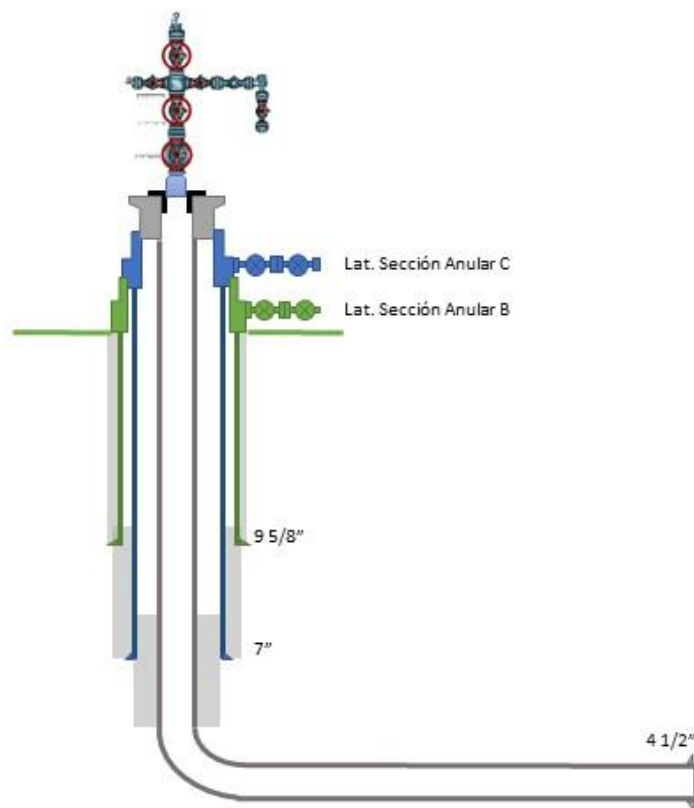


Figura 8: Esquema de un pozo Slim [Autoría propia]

El valor de MAWOP se establecerá como la menor de las siguientes presiones:

- Presión máxima admisible de cabezales;
- Presión máxima admisible de anular de acuerdo al criterio SDM;
- Presión máxima admisible de anular de acuerdo al análisis triaxial realizado por el proveedor de los casing (optativo).

Presión máxima admisible de cabezal de pozo.

La API RP 90-2 indica que debe disminuirse un 20% la RWP (Rated Working Pressure) del elemento a considerar.

Para las secciones intermedia y producción, la presión mínima RWP de los componentes del cabezal es 10000 psi y para las secciones guía es de 3000 psi, dando los siguientes resultados:

Anular	Presión Cabeza (psi)	
	RWP	Máx Admisible
Prod - Int (C)	10000	8000
Int - Guía (B)	3000	2400

Tabla 4: Cuadro de presiones máximas para pozo diseño Slim.

Presión máxima admisible de anular de acuerdo al criterio SDM.

Según los datos del fabricante los valores para los casing en este diseño de pozo son:

Casing	MIYP (psi)	MCP (psi)
9 5/8" 36# K55	3520	2030
7" 26# N80	7240	5410
4 1/2" 13.5# P110	14100	11620

Tabla 5: Cuadro de presiones máximas para pozo diseño Slim según criterio SDM.

Según los puntos descritos en el método de cálculo SDM, se definen las presiones:

- Presión 1: 50% del MIYP del casing en evaluación.

$$Presión\ 1 = 0.5 * MIYP (csg\ 7") = 0.5 * 7240\ psi = 3620\ psi$$

- Presión 2: 80% del MIYP del casing siguiente externo.

$$Presión\ 2 = 0.8 * MIYP (csg\ 9\ 5/8") = 0.8 * 3520\ psi = 2816\ psi$$

- Presión 3: 70% del MCP del casing interno.

$$\text{Presión 3} = 0.7 * \text{MCP} (\text{csg } 4 \frac{1}{2}'') = 0.7 * 11620 \text{ psi} = 8134 \text{ psi}$$

Para la sección guía:

- Presión 1: 30% del MIYP.

$$\text{Presión 1} = 0.3 * \text{MIYP} (\text{csg } 9 \frac{5}{8}'') = 0.3 * 3520 \text{ psi} = 1056 \text{ psi}$$

- Presión 2: 75% del MCP del tubular anterior.

$$\text{Presión 2} = 0.75 * \text{MCP} (\text{csg } 7'') = 0.75 * 5410 \text{ psi} = 4057 \text{ psi}$$

Anular	Presión SDM (psi)		
	Presión 1	Presión 2	Presión 3
Prod - Int (C)	3620	2816	8134

Tabla 6: Presiones calculadas según criterio SDM para pozo diseño Slim.

Anular	Presión SDM (psi)	
	Presión 1	Presión 2
Int - Guia (B)	1056	4057

Tabla 7: Presiones calculadas según criterio SDM para pozo diseño Slim.

Presión máxima admisible de anular de acuerdo al análisis triaxial realizado por el proveedor de los casing.

Para complementar este análisis, se puede optar por el uso de simuladores para el cálculo de esfuerzos triaxiales en determinadas condiciones. En el caso de los pozos en estudio las consideraciones fueron:

- Para los cálculos se consideraron las ecuaciones de API Technical Report 5C3 para la estimación de las resistencias mecánicas de la tubería.
- No se tiene en cuenta la sellabilidad de las uniones API.
- Se asumen tubos nuevos, sin considerar ninguna pérdida de espesor por corrosión/desgaste/erosión.
- No se tienen en cuenta aspectos de sellabilidad del colgador/cabeza de pozo.
- Se consideran las condiciones más desfavorables tanto para cálculo de presión de estallido, como de colapso.

Los resultados arrojados por este método fueron:

Anular	Presión Máx Simulada (psi)	
	MCP	MIYP
Prod - Int (C)	4850	5450
Int - Guia (B)	4550	2850

Tabla 8: Presiones máximas simuladas según esfuerzos triaxiales para pozo diseño Slim.

Resumiendo los cálculos realizados con las diferentes metodologías y resaltando el valor de MAWOP para cada anular:

Anular	Presión Max (psi)					
	Cabezal	Método SDM			Simulación	
		Presión 1	Presión 2	Presión 3	MIYP	MCP
Prud - Int (C)	8000	3620	2816	8134	4850	5450
Int - Guia (B)	2400	1056	4057	-	4550	2850

Tabla 9: Resumen de presiones máximas calculadas para pozo diseño Slim.

Pozos Robustos

Aunque este tipo de diseño incluye una cañería intermedia adicional, mantiene los mismos tipos de barreras de contención de presión: cabezal, casing y cemento, como se puede observar en la figura 9.

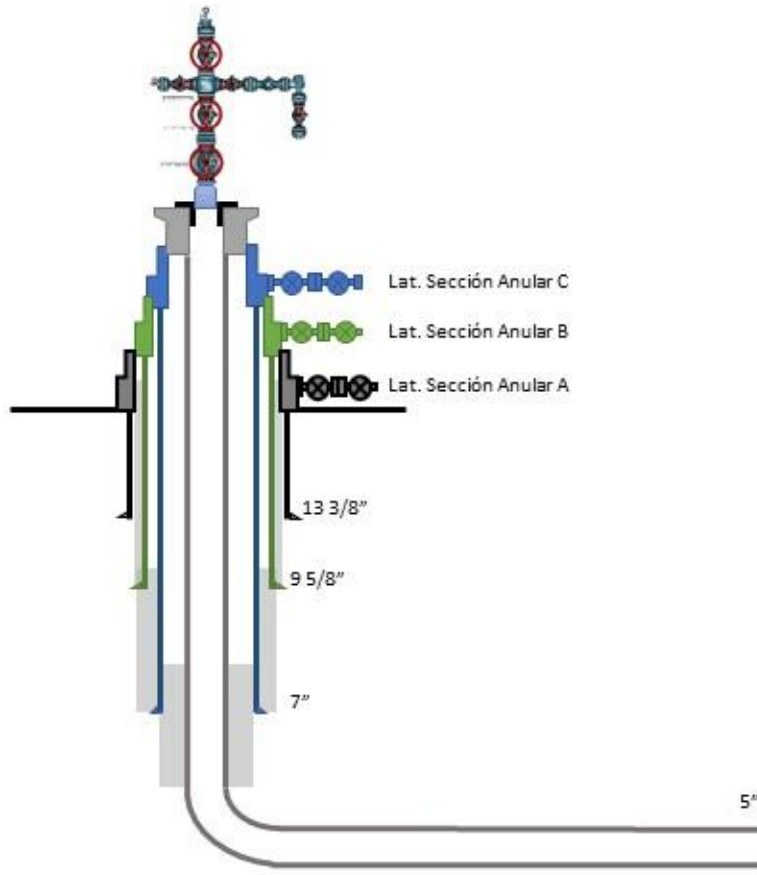


Figura 9: Esquema de un pozo Robusto [Autoría propia]

Análogamente, el valor de MAWOP se establecerá como la menor de las siguientes presiones:

- Presión máxima admisible de cabezales;
- Presión máxima admisible de anular de acuerdo al criterio SDM;
- Presión máxima admisible de anular de acuerdo al análisis triaxial realizado por el proveedor de los casing (optativo).

Presión máxima admisible de cabezal de pozo.

Anular	Presión Cabeza (psi)	
	RWP	Máx Admisible
Prod - Int II (C)	10000	8000
Int I - Int II (B)	10000	8000
Int I - Guia (A)	3000	2400

Tabla 10: Cuadro de presiones máximas para pozo diseño Robusto.

Presión máxima admisible de anular de acuerdo al criterio SDM.

Casing	MIYP (psi)	MCP (psi)
13 3/8" 54.5# K55	2730	1130
9 5/8" 40# N80	5750	3090
7" 26# N80	7240	5410
5" 21.4# P110	16820	17550

Tabla 11: Cuadro de presiones máximas para pozo diseño Robusto según criterio SDM.

Anular	Presión SDM (psi)		
	Presión 1	Presión 2	Presión 3
Prod - Int II (C)	3620	4600	12285
Int II - Int I (B)	2875	2184	3787

Tabla 12: Presiones calculadas según criterio SDM para pozo diseño Robusto.

Anular	Presión SDM (psi)	
	Presión 1	Presión 2
Int I - Guia (A)	819	2317

Tabla 13: Presiones calculadas según criterio SDM para pozo diseño Robusto.

Presión máxima admisible de anular de acuerdo al análisis triaxial realizado por el proveedor de los casing.

Anular	Presión Máx Simulada (psi)	
	MCP	MIYP
Prod - Int II (C)	7600	3450
Int I - Int II (B)	2350	2500
Int I - Guia (A)	2550	2300

Tabla 14: Presiones máximas simuladas según esfuerzos triaxiales para pozo diseño Robusto.

Resumiendo los cálculos realizados con las diferentes metodologías y resaltando el valor de MAWOP para cada anular:

Anular	Presión Max (psi)					
	Cabezal	Método SDM			Simulación	
		Presión 1	Presión 2	Presión 3	MIYP	MCP
Prod - Int II (C)	8000	3620	4600	12285	7600	3450
Int I - Int II (B)	8000	2875	2184	3787	2350	2500
Int I - Guia (A)	2400	819	2317	-	2550	2300

Tabla 15: Resumen de presiones máximas calculadas para pozo diseño Robusto.

POS (Presión de operación segura).

Establece límites de diagnóstico superior e inferior que determinan un rango de presiones anulares aceptables en las que solo se requerirá monitoreo. Dichos límites pueden ser generales para todo el yacimiento o variar según diseño, producción y condiciones particulares de cada pozo, pudiendo llegar a determinar POS particulares para cada anular.

Por lo general, cada compañía operadora determina sus valores de POS teniendo en cuenta varios criterios, como pueden ser, cercanía a poblaciones, precisión de los manómetros, antigüedad del pozo y su condición, etc; adoptando un porcentaje del valor de MAWOP de cada anular.

El propósito de establecer y utilizar un rango de POS es poder definir un umbral para iniciar el diagnóstico y responder a los cambios de presión, mitigando así los riesgos para la integridad del pozo, concentrando los esfuerzos en los casos de mayor relevancia y optimizando recursos.

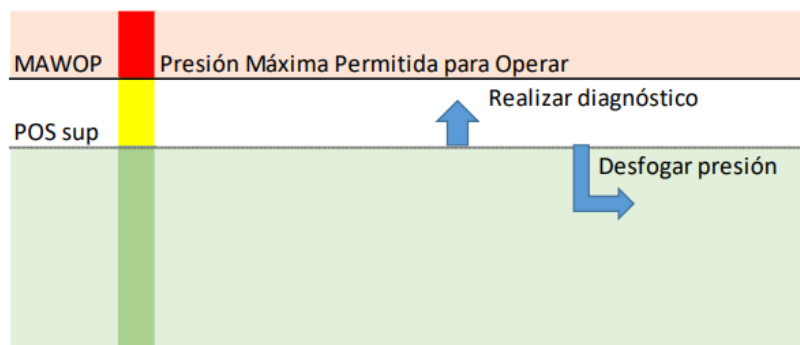


Figura 10: Referencia de valores de presiones [Autoría propia]

Si bien la recomendación práctica sugiere tener un valor superior e inferior de POS, para el presente sistema sólo se tendrá en cuenta la POS superior que corresponde a un 80% de la MAWOP calculada anteriormente.

Valores de referencia.

Los valores correspondientes de POS y MAWOP finales para los diseños de pozo en estudios, serán:

Diseño Slim

Anular	MAWOP (psi)	POS superior (psi)
Prud - Int (C)	2816	2250
Int - Guia (B)	1056	850

Tabla 16: Valores de referencia de MAWOP y POS para pozo diseño Slim.

Diseño Robusto

Anular	MAWOP (psi)	POS superior (psi)
Prod - Int II (C)	3450	2750
Int I - Int II (B)	2184	1750
Int I - Guia (A)	819	650

Tabla 17: Valores de referencia de MAWOP y POS para pozo diseño Robusto.

Monitoreo de campo.

Cada sección anular en la cabeza de pozo debe estar habilitada para la instalación de equipos de medición de presión con el fin de poder monitorear, desfogar o inyectar fluidos al anular.

Para el monitoreo se pueden optar por varios métodos de medición de presión como por ejemplo telemetrías, relevamientos en campo, u otros; en los cuales se deberá detallar como mínimo la siguiente información:

- Nombre de pozo;
- Tipo de pozo (cantidad de secciones);
- Fecha de relevamiento;
- Estado de los elementos que componen la armadura y cabeza de pozo;
- Presión medida en cada anular;
- Estado del pozo (cerrado/en producción).

Independientemente del método utilizado para el relevamiento, se debe asegurar el almacenamiento de estos datos para su posterior análisis.

Detección y validación.

Siguiendo el punto 9.2 de la norma API RP 90-2, una vez detectado algún valor de presión anular por fuera del rango definido por la POS (si ya se descarta que sea producto de efectos térmicos a través de su evaluación correspondiente y no fué impuesta deliberadamente), el operador debe asegurar la validez de los valores medidos, pudiendo hacerlo con los siguientes métodos:

- Chequeo de la precisión de los instrumentos ante una presión conocida;
- Recambio de instrumento medidor, para descartar fallas;
- Utilización de medidores con memory;
- Utilización de sistema SCADA.

Una vez obtenidos los valores de presiones, se pre-categorizará a cada pozo en función del siguiente criterio de aceptación:

Pre Categoría	Criterio de aceptación
1	Presión Anular > MAWOP
2	Presión Anular < MAWOP Presión Anular > POS
3	Presión Anular < POS

Tabla 18: Criterio de aceptación para pre categorización de pozos.

Esta pre categorización se utiliza para definir frecuencias de relevamiento, que deben ser adoptadas y revisadas frecuentemente por el operador considerando los siguientes factores:

- Accesibilidad al pozo;
- Magnitud de la presión observada y presión de estallido/colapso del casing;
- Tasa de incremento y estabilidad de presión anular;
- Existencia de comunicación de presión a través de múltiples anulares;
- Características de la fuente de presión (en los casos donde se conoce);
- Operaciones simultáneas en cercanías al pozo ;
- Riesgos potenciales para las personas, el medio ambiente y las instalaciones.

En la figura 11, se representa un caso hipotético de la evolución de la presión anular de un pozo en el tiempo y como debería pre categorizarse al mismo en función de los cambios. Además, como se menciona anteriormente a medida que se definen las pre categorías se deben ir actualizando las frecuencias de monitoreo, generando así un bucle de retroalimentación en el sistema.

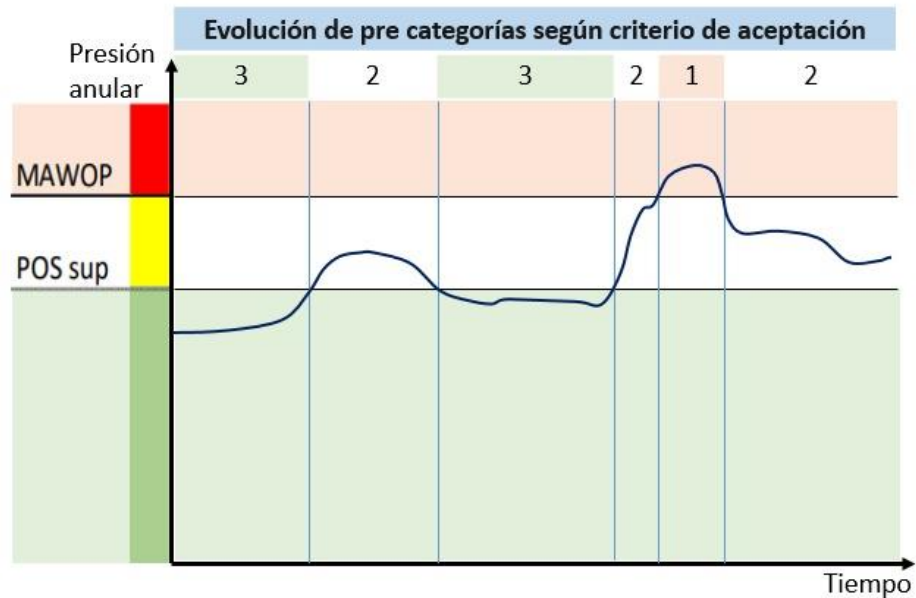


Figura 11: Evolución de pre categorías según criterio de aceptación [Autoría propia]

Para un eficiente manejo de la información, se pueden utilizar herramientas como los tableros de control que automaticen las pre-categorizaciones aplicando lógicas que sigan los límites operacionales establecidos.

Análisis de datos.

Si la presión anular observada no es impuesta por el operador la presión puede ser inducida térmicamente, SCP o una combinación de ambas.

Los anulares con presión fuera del rango definido por la POS deberían ser evaluados. Es importante determinar/conocer el tipo de presión utilizando técnicas recomendadas por la norma API RP 90-2, debido a que el tipo de fuente de presión puede definir un nivel de criticidad más alto o más bajo.

En el presente trabajo se evaluarán casos de estudio de tres pozos del yacimiento previamente descrito, donde se analizará la fuente o causa que origina las variaciones de presiones en los anulares, siguiendo las consideraciones de la RP 90-2 sobre la realización de los métodos de diagnóstico, que siguen:

- a) La presión térmicamente inducida que exceda el rango establecido por la POS debería ser desfogada al valor más bajo posible;
- b) Si se sospecha SCP y la presión anular está por encima del valor de POS, la SCP puede ser diagnosticada mediante un proceso de desfogue del anular en cuestión y su posterior monitoreo de la tasa de build up. Si la presión anular vuelve al valor previo a su desfogue, se confirma SCP.

Los pozos seleccionados para el análisis son:

- **UNCO.x-01**
- **UNCO.x-02**
- **UNCO.x-03**

UNCO.x-01

Diseño de pozo: Tipo Robusto

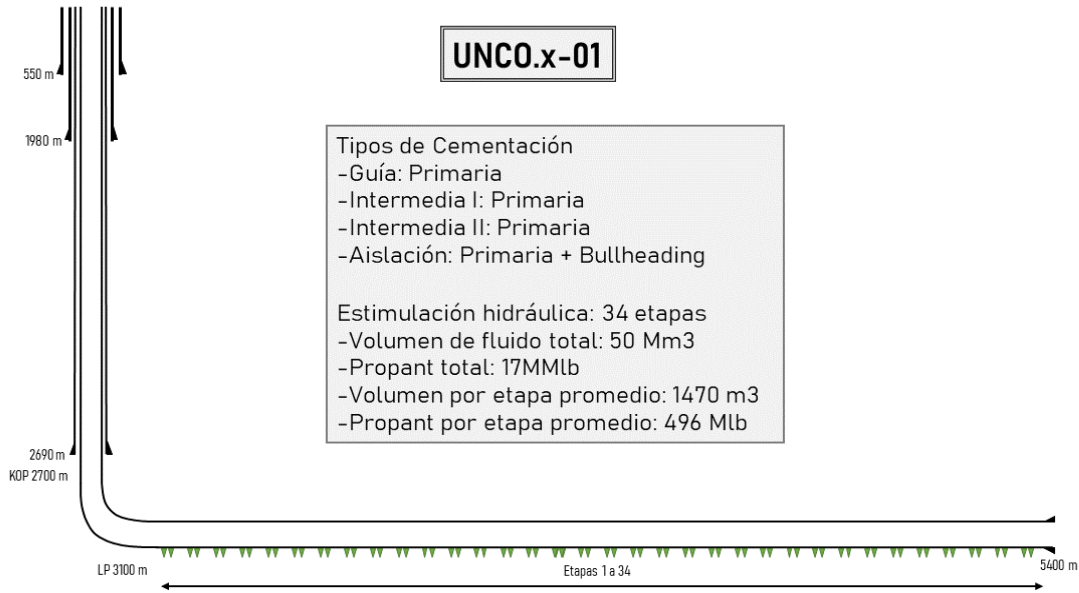


Figura 12: Esquema de pozo UNCO.x-01 [Autoría propia]

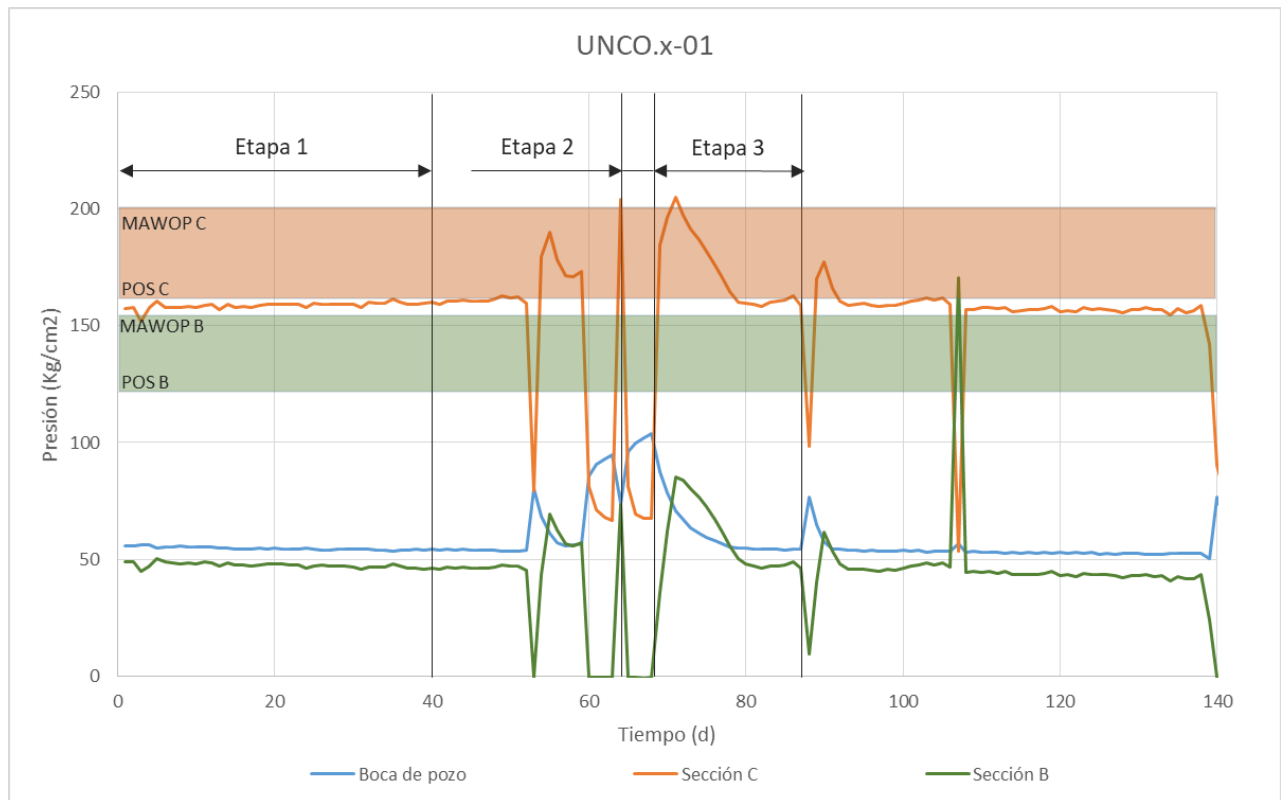


Figura 13: Gráfico de presiones de pozo UNCO.x-01 [Autoría propia]

Podemos analizar el comportamiento del pozo UNCO-X.01 simplificándolo en 3 etapas:

1. Pozo fluyendo previo al cierre;
2. Pozo cerrado;
3. Pozo fluyendo posterior al cierre.

Se decide simplificar el análisis de esta manera, ya que en la historia del pozo se tienen varios cierres y aperturas seguidas, mostrando siempre el mismo comportamiento.

Durante la **etapa 1** el pozo tiene un comportamiento completamente estable, es decir, tanto la presión de boca de pozo como la de las secciones anulares no sufren variaciones significativas para este análisis.

Cuando el pozo se cierra en la **etapa 2**, como es de esperar la presión de boca de pozo aumenta indicando el inicio del build-up, mientras que las presiones de la sección C y B disminuyen con una tasa de variación similar.

Esta disminución de la presión en las distintas secciones podría ser considerada como un efecto de la disminución de temperatura producido por el cese de flujo de producción.

Por último, en la **etapa 3**, donde el pozo comienza a fluir nuevamente, se puede observar que el mismo busca volver a estabilizar sus valores igualándose a los de la etapa 1, es decir, que luego de un periodo de transición, la presión de boca de pozo disminuye mientras que las secciones anulares aumentan su presión muy rápidamente recuperando un valor similar al de la etapa 1.

Como la variación de presión de los anulares durante el cierre, es del mismo orden durante la apertura podríamos concluir que este efecto efectivamente es debido a la transferencia de calor a los anulares a través de las paredes de acero al comenzar a fluir por directa.

Como mencionamos inicialmente este comportamiento se repite siempre que se realiza un cierre o una apertura del pozo, diagnosticando entonces un efecto térmico.

UNCO.x-02

Diseño de pozo: Tipo Slim

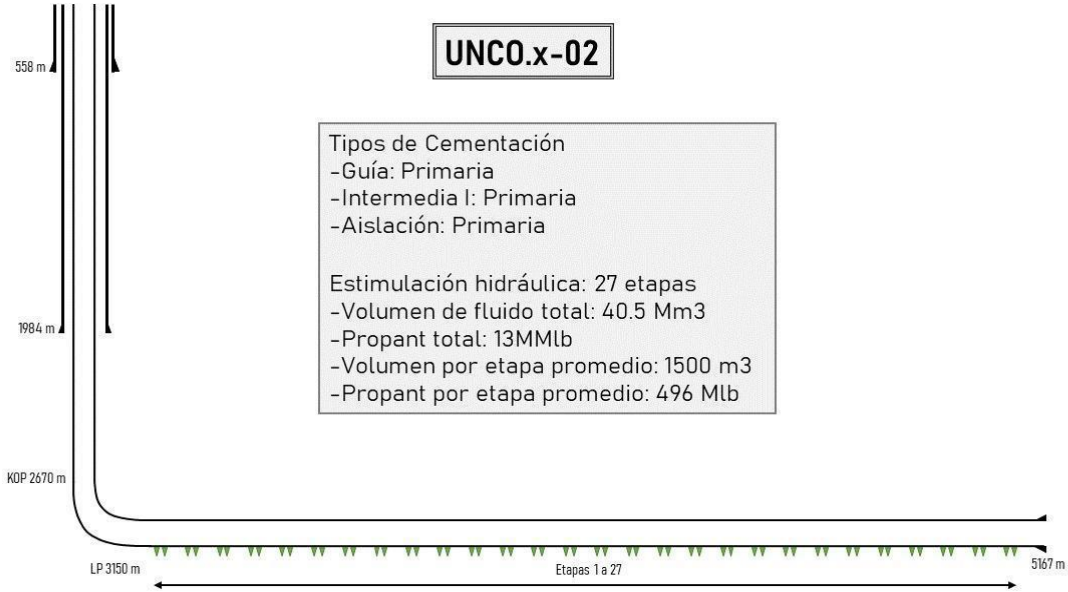


Figura 14: Esquema de pozo UNCO.x-02 [Autoría propia]

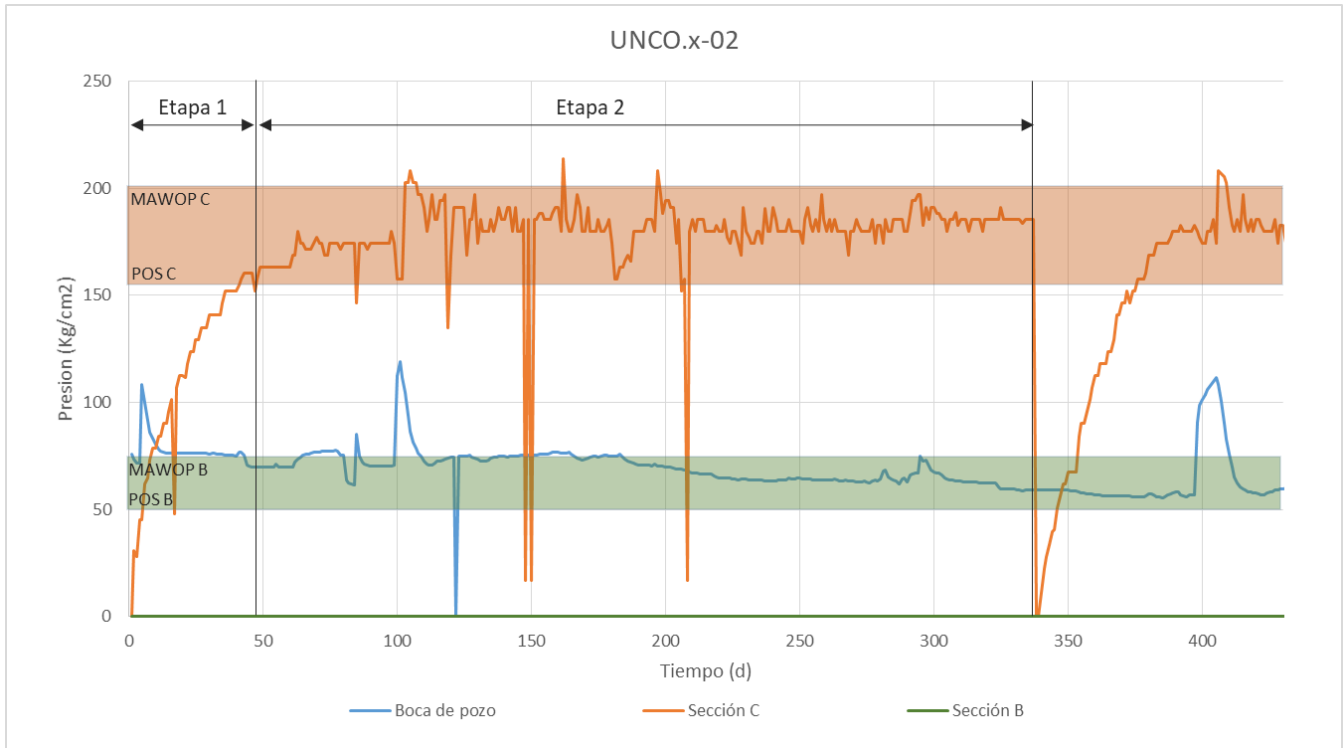


Figura 15: Gráfico de presiones de pozo UNCO.x-02 [Autoría propia]

En la **etapa 1** se puede observar que posterior a realizar un desfogue de la sección C, la presión aumenta con una determinada pendiente hasta alcanzar un valor máximo, donde luego de un periodo de aproximadamente un mes y medio se estabiliza (dando comienzo a la **etapa 2**).

Luego de un segundo desfogue se observa que se recupera presión con la misma tasa de crecimiento y estabilizando en un valor cercano al obtenido en el primer desfogue.

Si bien el efecto térmico siempre está presente en mayor o menor medida (hasta el punto de no percibirlo en la tendencia) podemos descartar que sea la fuente de presión en este caso, ya que luego del primer desfogue tenemos un cierre, que si bien es corto no afecta a la tasa de recuperación de presión. Luego de un tiempo, se observa un segundo cierre en el cual se ven los mismos resultados, es decir, no se observan perturbaciones significativas en la presión estabilizada de la sección C.

Vale aclarar que se habla de tiempos cortos para contextos de SCP pero no lo son si hablamos de efectos térmicos.

Por las razones expuestas anteriormente, podemos concluir que la presión en el anular se debe a una fuente externa, por lo tanto, se puede decir que estamos en presencia de un caso de presión sostenida de casing.

UNCO.x-03

Diseño de pozo: Tipo Robusto

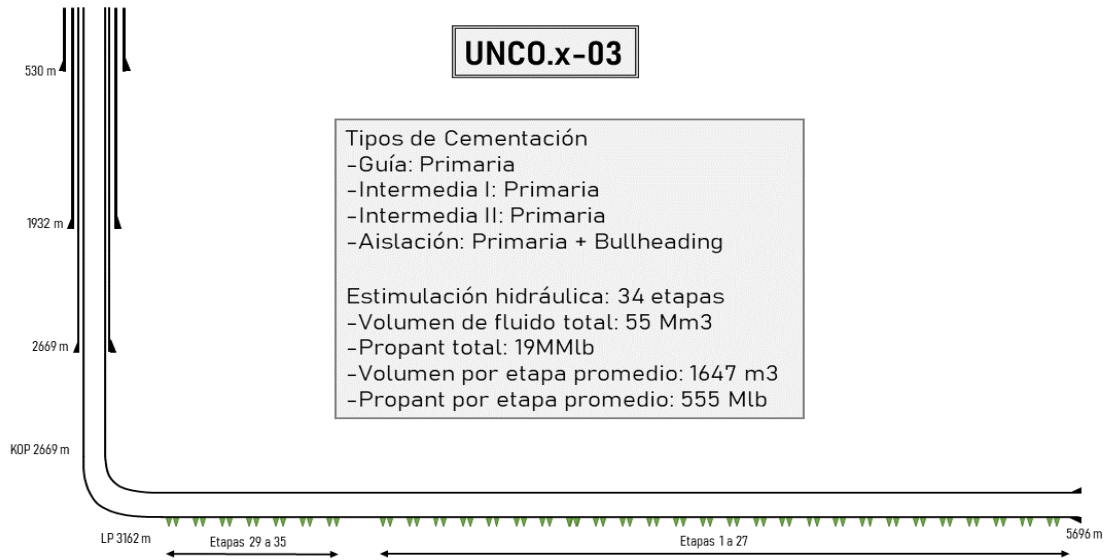


Figura 16: Esquema de pozo UNCO.x-03 [Autoría propia]

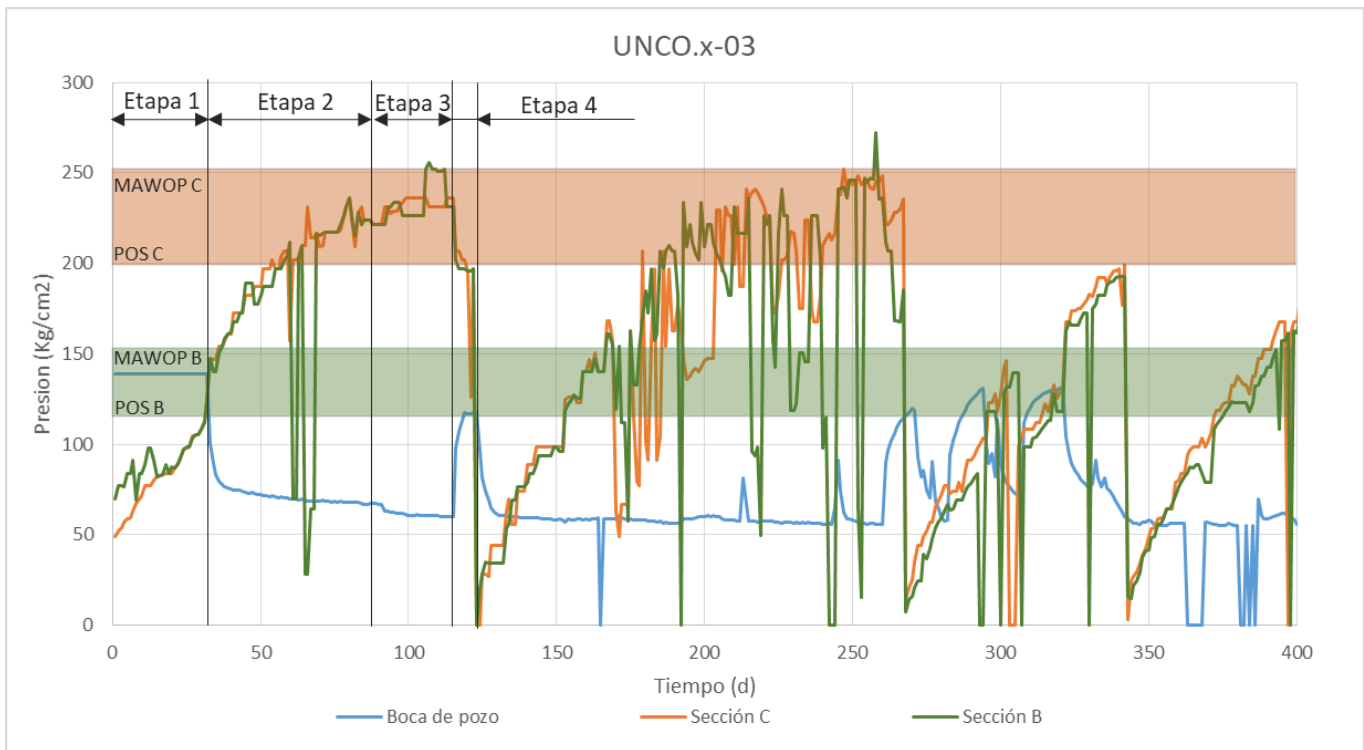


Figura 17: Gráfico de presiones de pozo UNCO.x-03 [Autoría propia]

En este caso la historia del pozo comienza de forma similar al UNCO.x-02, es decir, con un recupero de presión posterior a un desfogue.

Durante el primer periodo luego de la despresurización de ambos anulares (**etapa 1**), el pozo permanece cerrado, y se observa una recuperación lenta de presión en ambos, lo que inicialmente nos daría el indicio de que no se trata de efectos térmicos, sino de una fuente externa. Luego de aproximadamente un mes se abre el pozo generando una perturbación en la tendencia del build-up de los anulares produciendo un aumento abrupto de presión (**etapa 2**), fenómeno que podemos atribuir a la temperatura producida por la transferencia de calor a los anulares desde el flujo de producción. Luego de este incremento repentino sigue recuperando con la misma tasa previa a la apertura hasta llegar a un valor donde tiende a estabilizarse (**etapa 3**).

Llegando al final del build-up, el pozo se cierra por un tiempo corto experimentando una disminución de la presión de los anulares de la misma magnitud que el incremento observado durante la apertura (**etapa 4**), lo que refuerza la hipótesis de efecto térmico.

Posteriormente, junto con la apertura del pozo se realiza un nuevo desfogue de ambos anulares. Con el pozo en producción y sin interrupciones por cierres esta vez, la recuperación expone la misma tendencia observada durante el primer periodo luego del primer desfogue.

Luego de dos desfogues más, se observan los mismos comportamientos de recupero de presión con tendencia de estabilizar alrededor de los 245 kg/cm² y cambios bruscos ante aperturas y cierres. Combinando de esta manera en un mismo pozo los dos casos estudiados anteriormente de Presión de Casing Sostenida y Efecto Térmico.

Adicionalmente, en este caso se puede observar que los valores de ambas secciones se solapan, lo que nos daría un indicio de que estas secciones podrían estar conectadas.

En el caso de confirmarse la comunicación entre dichos anulares, los pasos a seguir serían: realizar un recálculo de MAWOP (ya que los cálculos realizados anteriormente pierden validez ante esta condición) y elaborar un análisis de riesgo exhaustivo, que permita determinar si las condiciones operacionales del pozo (barreras de integridad restantes) continúan siendo seguras o si se requiere una intervención o abandono del pozo.

Responsabilidades.

En base al funcionamiento y la estructura organizacional de la operación se definen las siguientes responsabilidades, pudiendo re-ajustar éstas a otras organizaciones según necesidad:

Ingeniería de Producción.

- Realizar el cálculo de la MAWOP.
- Establecer presiones anulares operativas (POS) o límites de diagnóstico superiores para determinar un rango de presiones aceptables en las que sólo se requiera el monitoreo.
- Revisar los valores de POS de cada anular, teniendo en cuenta:
 - Variación de la presión pre y post despresurización.
 - Comportamiento de presión anular en etapa de build up.
 - Comportamiento de las presiones en los otros anulares del mismo pozo.
 - Condiciones particulares del pozo (ubicación, elementos que lo componen, erosión, corrosión, etc.).
- Realizar la categorización definitiva de los pozos en función a los riesgos que implica su operación.
- En base a la clasificación antes descrita, planificar las campañas de despresurización de los pozos.
- Realizar un programa de monitoreo de presiones que priorice aquellos pozos con la mayor presión anular.

Servicio a Pozos.

- Una vez definido el plan de desfogue, ejecutar la operación siguiendo las normas del operador y reglamentos gubernamentales.
- Para el caso donde se requiera, realizar la operación de muestreo con los recaudos necesarios para asegurar la confiabilidad y representatividad de la misma.
- Reportar la información obtenida de la operación según requisitos de plan de desfogue.

Operaciones Producción.

- Una vez obtenidos los valores de la POS y MAWOP, realizar un relevamiento de presiones en todos los anulares de los pozos del yacimiento y pre-categorizar los pozos como 1, 2 y 3; documentando la información.

- Asegurar que la información que se obtenga del plan de monitoreo sea confiable y esté dentro de los rangos de precisión adecuados según el pozo y orden de magnitud de la presión.
- En caso de verificar cambios en las condiciones del pozo debe notificar a Ingeniería de Producción.
- Mantener un repositorio de información, que facilitará el acceso a los datos y documentos para todos los usuarios relacionados a la integridad de los pozos.
- Asegurar que el sistema cumpla con todos los reglamentos gubernamentales.

En la tabla 19, se muestra una matriz RACI tipo sugerida donde se definen las relaciones entre las responsabilidades antes descritas de los diferentes sectores involucrados.

	Ingeniero de Producción	Analista de Ingeniería	Ingeniero de Operaciones	Supervisor de Servicios	Ingeniero de Seguridad y Ambiente
Calcular MAWOP	R	A	I		
Definir POS	R	A	I		
Monitorear presiones anulares	A	I	R		
Pre categorizar pozos	A	I	R		
Analizar datos	A	R	I		
Categorizar pozos	A	R	I		C
Realizar análisis de riesgo	I	A	I		R
Solicitar cierre de pozo	R	A	I		C
Solicitar remediación	R	A	I		C
Definir plan de desfogue	R	A	I	I	
Ejecutar y reportar operación de desfogue	A	I		R	
Definir plan de monitoreo	R	A	I		
Redefinir plan de monitoreo según pre categorización	I	A	R		

R	A	C	I
Responsable	Aprobador	Consultado	Informado

Tabla 19: Matriz RACI de responsabilidades.

Diagrama de proceso de gestión de presiones anulares.

Todos los puntos anteriormente desarrollados constituyen al proceso que da lugar al sistema de gestión de presiones anulares.

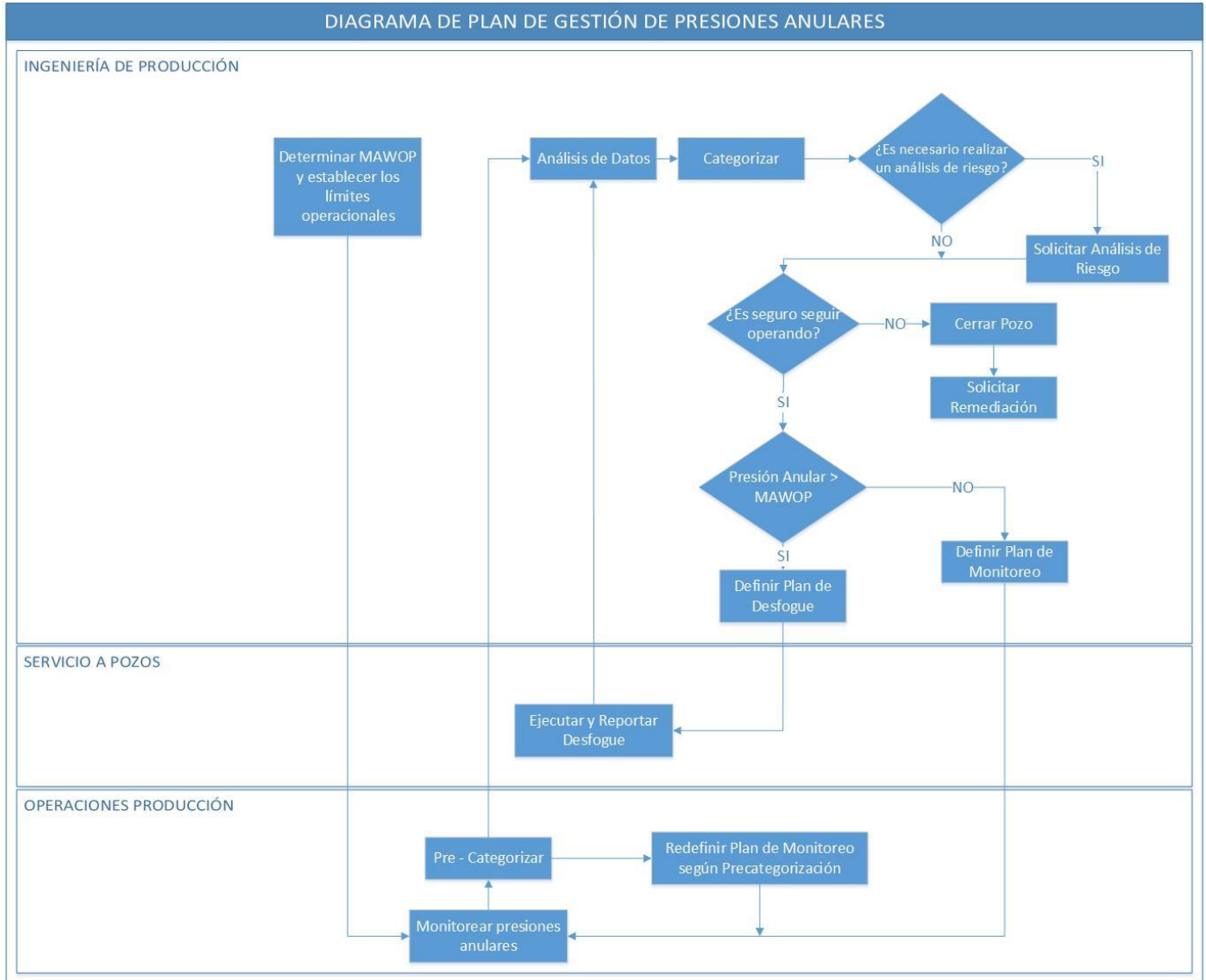


Figura 18: Diagrama de proceso de sistema de gestión de presiones anulares [Autoría propia]

Conclusiones

Las manifestaciones de presión en los espacios anulares de los casing es un fenómeno presente no sólo en este yacimiento, sino que ha sido observada en otros yacimientos no convencionales del mundo como también en convencionales.

Si el origen de dicha presión fuera por efecto térmico en el anular (1) o impuesta por una condición operativa, las derivaciones respecto a la integridad del pozo con el transcurrir del tiempo serán prácticamente similares. Pero si el origen es una comunicación del anular con una fuente externa (2) debido a la existencia de barreras ineficientes o dañadas, la situación es diferente.

A través del análisis de casos de estudio:

1. UNCO.x-01 con ACP por efectos térmicos identificado por variaciones repentinas de presión de los anulares durante los cierres, del mismo orden de magnitud que en las aperturas.
2. UNCO.x-02 con ACP por SCP, que a diferencia de los efectos térmicos se identifica por las bajas tasas de recuperación que estabilizan siempre a un mismo valor luego de ser desfogadas, sin presentar variaciones significativas ante aperturas o cierres del pozo.

Siempre existe la posibilidad de que una ACP sea producto de una combinación de orígenes.

Tal es así el UNCO.x-03 que durante su análisis se determinó la presencia de ACP producto de SCP en combinación con efecto térmico, identificado por el comportamiento característico de fuente de SCP junto con variaciones significativas de la presión anular ante aperturas y cierres del pozo.

Además, se observó la posibilidad de que los anulares están vinculados por la particularidad de que las presiones de las secciones B y C tengan el mismo comportamiento y valores muy cercanos.

Si bien la presión inducida térmicamente como se vio en el UNCO.x-01 no representa un riesgo potencial por sí sola, en el UNCO.x-03, se puede observar que cuando se combina con SCP, el riesgo aumenta y será mayor al que se tendría si solo existiese SCP.

Los mayores valores son alcanzados en los anulares cuando simultáneamente,

- Por efecto de la SCP el anular alcanza su máxima presión estabilizada; y
- por efecto térmico aparece un aporte adicional en la presión.

Este aporte adicional se verá siempre que el pozo este fluyendo y puede ser mayor o menor dependiendo del tiempo de cierre previo a su apertura, pudiendo eventualmente alcanzar o inclusive superar el valor de MAWOP.

Por esta razón, cuando se presentan pozos con estas características, se recomienda mantener la producción lo más estable posible, es decir, evitar cierres de pozo innecesarios, para prevenir fallas por fatiga de alguna barrera del pozo.

La presencia de SCP en otros anulares, además del casing de producción, son menos frecuente pero igualmente importantes.

Estos escenarios en el futuro pueden incidir en la integridad mecánica de los pozos por lo que la identificación y control de la ACP juegan un rol importante a la hora de gestionar la integridad.

La implementación de un sistema de gestión de presiones anulares como el desarrollado en el presente trabajo, basado en la Norma API RP 90-2 ayuda a la detección temprana de SCP y el manejo seguro de la misma, identificando puntos de necesidad de evaluaciones de riesgo más exhaustivas que permitan decidir una intervención o abandono de pozo para así garantizar la seguridad de las personas, medio ambiente e instalaciones.

Bibliografía:

[1] API RECOMMENDED PRACTICE 90-2, ANNULAR CASING PRESSURE MANAGEMENT FOR ONSHORE WELLS, FIRST EDITION, WASHINGTON APRIL 2016.

[2] DIAGNOSIS AND REMEDIATION OF SUSTAINED CASING PRESSURE IN WELLS - ANDREW K. WOJTANOWICZ, SOMEI NISHIKAWA, AND XU RONG LOUISIANA STATE UNIVERSITY SUBMITTED TO: US DEPARTMENT OF INTERIOR MINERALS MANAGEMENT SERVICE, LOUISIANA JULY 31, 2001

[3] ISO-16530-1, PETROLEUM AND NATURAL GAS INDUSTRIES - WELL INTEGRITY - LIFE CYCLE GOVERNANCE – INTERNATIONAL STANDARD ISO 16530-1, FIRST EDITION, PUBLISHED IN SWITZERLAND 2017.

[4] ISO-16530-2 WELL INTEGRITY FOR THE OPERATIONAL PHASE - TECHNICAL SPECIFICATION ISO/TS 16530-2, FIRST EDITION, PUBLISHED IN SWITZERLAND 2013

[5] NORSOK STANDARD D-010, WELL INTEGRITY IN DRILLING AND WELL OPERATIONS, REV. 3, NORWAY AUGUST 2004.

[6] SCHLUMBERGER LIMITED (2022), ENERGY GLOSSARY, <https://glossary.slb.com/es/>.



Universidad Nacional del Comahue
Facultad de Ingeniería

Plan de trabajo para el Proyecto Integrador Profesional

“Sistema de Gestión de Presiones Anulares en Fase Operativa basado en casos de estudio”

Neuquén, 2022

Alumno:	RODRIGUEZ RAMONDA, Aldana	RUIZ LLANCA, Lucas Alejandro
Legajo:	ING-4268	ING-3898
Mail:	aldanarodrigueqramonda@gmail.com	lucasruiz013@gmail.com

Tutor: Ing. González, Esteban

Tutor externo: Ing. Stillger, Alexis

Introducción:

Actualmente, la demanda excesiva de hidrocarburos ha derivado en la explotación masiva de los yacimientos, aumentando la densidad y la complejidad de los pozos. Ésto ha dejado al descubierto valores de presiones anulares distintos de cero sin ser deliberadamente aplicadas, que en algunos casos podrían estar relacionadas con una posible falla en una o más barreras físicas del pozo, y en consecuencia comprometer la integridad del mismo.

El control de la integridad de pozo se puede definir como la aplicación de soluciones técnicas, operativas y organizativas para reducir el riesgo de la liberación incontrolada de fluidos de formación a lo largo del ciclo de vida de un pozo.

Las barreras de pozo son aquellas que constituyen un método de contención para evitar el descontrol de fluidos al interior o exterior de éste. Pueden ser físicas (instalaciones), operativas (procedimientos), humanas (capacitación) o consistir en controles administrativos (asignación de roles).

Una falla en la integridad del pozo puede traer consigo consecuencias menores que van desde visiones negativas de la industria ante la sociedad hasta pérdidas de licitaciones de yacimientos, o consecuencias mayores que impacten directamente en el medio ambiente y/o la seguridad de las personas, razón que lo convierte en un importante foco de atención.

Esto genera la necesidad de tomar cartas en el asunto, involucrándose y comprometiéndose con la integridad del pozo desde la fase de diseño, construcción, operación y su final abandono.

Las presiones en los espacios anulares pueden ser de tres tipos, de acuerdo con su origen o causa: presión inducida por expansión térmica de fluidos confinados en el espacio anular; presión impuesta o aplicada por el operador; o presión ocasionada por fuga de las barreras de contención de fluidos (Presión Sostenida en Casing, SCP).

La presión sostenida de casing es una presión capaz de ocurrir durante toda la vida útil del pozo, que puede provenir de fugas a través del casing o tubing, cemento o sellos del cabezal de pozo, como así también fugas directamente de la formación y que debe investigarse siempre que se sospeche su presencia o cuando se desconozca el origen de la presión observada.

Un monitoreo apropiado de presiones anulares podría ayudar a la detección temprana de SCP y generar una importante contribución a la gestión de integridad de los pozos. Para ello se requiere evaluar las tendencias de estos parámetros durante períodos largos que permitan la identificación de acumulaciones lentas de presión a lo largo del tiempo, ya que puede ser difícil detectarla al inicio o durante períodos cortos. Un adecuado monitoreo y registro continuo es la clave, ya que deben operar dentro de la ventana operativa de integridad.

De lo contrario, la presión de casing puede aumentar al punto en el que el casing o el zapato del casing falle, lo que permitiría una filtración hacia el siguiente anular (más débil) y como resultado, el fluido podría no ser contenido por ninguna barrera y por lo tanto llegar a la superficie fuera del pozo.

De aquí nace la necesidad de elaborar un plan de gestión que incluya todos los tipos de presiones anulares, y al mismo tiempo, permita clasificarlas según su nivel de riesgo, y centrar esfuerzos en los casos de mayor relevancia, como así también poder determinar si es necesario o no una remediación o intervención del pozo.

Dicho plan debe seguir los lineamientos de las normas API RP-90A e ISO-165302 y su alcance debe comprender todo el ciclo de vida del pozo, teniendo como objetivo prevenir y/o minimizar la ocurrencia de posibles incidentes relacionados a estas fallas de integridad, que puedan afectar a las personas, instalaciones y/o medioambiente garantizando una operación segura.

Fundamentos:

A partir de los valores observados de presiones anulares y las posibles complicaciones que pueden traer aparejadas asociadas a la integridad del pozo, surge la necesidad de generar planes de gestión para monitorear y reducir los riesgos optimizando recursos, categorizando y priorizando los pozos que puedan afectar a las personas, las instalaciones y/o el medio ambiente.

Objetivo:

Investigación y comprensión de los conceptos asociados a integridad de pozos, barreras y presiones de casing sostenida, a fin de entender la importancia de los riesgos y su óptimo manejo.

Elaboración de un plan de gestión operacional, basado en las normas: API RP-90A e ISO-16530-2, que garanticen una operación segura a través del mantenimiento y monitoreo de pozos.

Análisis y diagnóstico de datos de casos de estudio de presiones anulares para pozos en estadio de producción.

Metodología:

- 1- Recopilación de datos del comportamiento de presiones anulares para los casos de estudio en su fase de producción.
- 2- Análisis del comportamiento de los datos.
- 3- Evaluación y en caso de ser posible, diagnóstico del comportamiento anómalo.
- 4- Elaboración de un plan de gestión y monitoreo para mitigar riesgos.
- 5- Redacción del proyecto integrador profesional.

Ámbito de desarrollo:

Casos de estudio en cuenca neuquina, yacimiento Comahue, pozos UNCO.x-1 y UNCO.x-2.

Cronograma Tentativo:

Actividades	Semanas						
	1-2	3-4	5-6	7-8	9-10	11-12	13-14
1. Revisión bibliográfica y estudios de aspectos normativos							
2. Recopilación de datos							
3. Análisis de comportamiento de datos							
4. Evaluación y diagnóstico							
5. Elaboración del plan de gestión y monitoreo							
6. Redacción del proyecto integrador profesional							

Bibliografía:

[1] Norma ISO-16530-2 WELL INTEGRITY FOR THE OPERATIONAL PHASE - TECHNICAL SPECIFICATION ISO/TS 16530-2 FIRST EDITION, PUBLISHED IN SWITZERLAND 2013.

[2] API RECOMMENDED PRACTICE 90-2, ANNULAR CASING PRESSURE MANAGEMENT FOR ONSHORE WELLS, FIRST EDITION, WASHINGTON APRIL 2016.

[3] DIAGNOSIS AND REMEDIATION OF SUSTAINED CASING PRESSURE IN WELLS - ANDREW K. WOJTANOWICZ, SOMEI NISHIKAWA, AND XU RONG LOUISIANA STATE UNIVERSITY SUBMITTED TO: US DEPARTMENT OF INTERIOR MINERALS MANAGEMENT SERVICE, LOUISIANA JULY 31, 2001