



Viabilizando el procesamiento de gas asociado en plantas de tratamiento de petróleo

Por *Juan Martin Pandolfi, Patricia Gilligan*
y *Yamila Peñalba* (SPARK)

Ejemplos prácticos de alternativas para el manejo de condensables en instalaciones de tratamiento de petróleo y de gas.

Este trabajo fue seleccionado del 1º Concurso de Eficiencia Energética realizado en el marco del 8º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG 2023.

En las instalaciones de tratamiento de petróleo el manejo del gas asociado suele ser un desafío indeseado. Especialmente cuando la producción de gas presenta composiciones con altos contenidos de propano y butano. Si bien el gas puede aprovecharse como fuente de energía en las propias instalaciones o ser considerado para venta, la realidad es que su procesamiento para esos fines puede ser complejo y costoso. Incluso hasta hacerlo inviable. Por esto, la puesta en valor del gas asociado proveniente de desarrollos en la ventana de petróleo en yacimientos no convencionales requiere en algunos casos de soluciones no tradicionales.

Para obtener gas en especificación es necesario, entre otros, remover los hidrocarburos condensables de manera de cumplir con requisitos como punto de rocío, poder calorífico e índice de Wobbe. Estos hidrocarburos condensables no pueden asociarse en forma directa a una corriente de petróleo debido a que lo sacaría de especificación, y en muchos casos, tampoco pueden comercializarse en forma directa tal como son obtenidos.

La viabilidad de la extracción de condensables del gas natural no siempre es posible si el objetivo es lograr únicamente una corriente de gas en especificación y una corriente de gasolina estabilizada. En ciertas condiciones, persiguiendo la viabilidad, se podría hacer una extracción intermedia de condensables, pero debe adaptarse la configuración de la instalación para este propósito considerando las posibilidades reales de implementación. La complejidad de estas soluciones es tal que en algunos casos se opta la quema o venteo de hidrocarburos con todas las implicancias propias de esta opción.

Este trabajo presenta ejemplos prácticos de alternativas para el manejo de condensables en instalaciones de tratamiento de petróleo y de gas en las cuales se ha abordado y resuelto esta problemática con soluciones viables. Para los mismos se describe la estrategia del análisis técnico y sus aspectos económicos considerando el balance entre los costos de instalación, costos de operación, e ingresos sobre los productos.

Desde el inicio

La producción de hidrocarburos es una actividad compleja. Su aplicación práctica suele presentar desafíos que requieren un abordaje en múltiples dimensiones. El procesamiento de gas asociado en plantas de tratamiento de petróleo es uno de ellos. Especialmente cuando el foco del desarrollo está puesto sobre la producción de petróleo y el impacto del gas asociado es minimizado.

Para identificar dónde está la complejidad en el procesamiento de gas debemos visualizar la problemática desde sus inicios. Los hidrocarburos que se producen desde el subsuelo surgen con la composición que la naturaleza les dio. Es posible tener indicios de la composición de los hidrocarburos antes de producirlos en base a inferencias de los datos de exploración o en base a analogías con áreas cercanas o semejantes. También es posible privilegiar la producción de ciertas capas frente a otras dentro de cada pozo intentando condicionar algo de la composición. Sin embargo estas acciones tienen un impacto relativamente menor respecto de la composición

de la producción resultante de un área. No hay manera de hacer algo que permita producir exclusivamente cierto corte de petróleo o una determinada composición de gas directamente desde el subsuelo. En definitiva aunque uno busque algo de certeza y previsibilidad en las características del fluido a extraer, la realidad es que del subsuelo se obtiene lo que la naturaleza quiere y la técnica nos permite.

Complementariamente a lo indicado, existe un proceso de simplificación al evaluar el desarrollo de un área que consiste en focalizar la producción de hidrocarburos en solo dos productos, petróleo y gas. Es probable que esto suceda por un conjunto de factores, la escasez de información, la incertidumbre de las fases iniciales, o la inercia de desarrollos anteriores, entre otros. Esta reducción del análisis conduce en ocasiones a subestimar aspectos necesarios vinculados a las instalaciones de superficie, el transporte y la comercialización. Puesto que la producción de hidrocarburos debe ser evaluada considerando los requisitos y capacidades vinculadas al destino de los productos.

Cuáles son entonces los aspectos que deben ser tenidos en cuenta para una correcta evaluación. La producción de hidrocarburos debe considerar en última instancia la posibilidad cierta de la comercialización. Un producto que no puede ser vendido no es un producto. En este sentido, cuando nos referimos a productos derivados de hidrocarburos es necesario considerar que cada producto posible (gas, petróleo u otros cortes) tiene en última instancia un conjunto de requisitos atados a su calidad. La calidad requerida de un producto normalmente está asociada al destino y uso del producto.

Por ejemplo, el petróleo debe cumplir con ciertos parámetros mínimos según sea transportado por oleoducto, por camión, por buque, o para alimentar a una refinería. Cada uno de estos destinos podría considerar un conjunto de requisitos de calidad diferente.

Para el ingreso de petróleo a oleoductos comerciales (del sistema de transporte) los requisitos en Argentina no suelen ser muchos. Principalmente se trata del contenido de agua, la salinidad y la presión de vapor (Res 44/91). Si bien es cierto que en ocasiones podría penalizarse comercialmente el no cumplimiento, despachar fuera de especificación no es una solución que normalmente pueda sostenerse en el tiempo.

En el caso del gas el tratamiento suele ser más complejo. Los requisitos de calidad del gas en función de su destino y uso son más extensos y particulares. Para el ingreso de gas a gasoducto comercial (del sistema de transporte) los requisitos en Argentina incluyen características propias de la composición del gas y límites sobre los contaminantes (Res 259/08). En forma complementaria existen otros posibles destinos y usos para el gas que pueden generar restricciones adicionales o por el contrario reducir sus exigencias.

Una mirada más profunda

La evaluación adecuada para el desarrollo productivo de los hidrocarburos de un área requiere entender el destino de los productos. Es frecuente pensar que cualquier ex-

plotación de hidrocarburos siempre encuentra mercado. Pero esto no siempre es así. A priori el mundo está ávido de fuentes de energía y materias primas para refinación y petroquímica. Pero existen limitaciones y no todo lo que se produce podría ser capaz de encontrar destino o encontrar la vía de transporte para llegar al destino o encontrar el equilibrio comercial que lo haga viable.

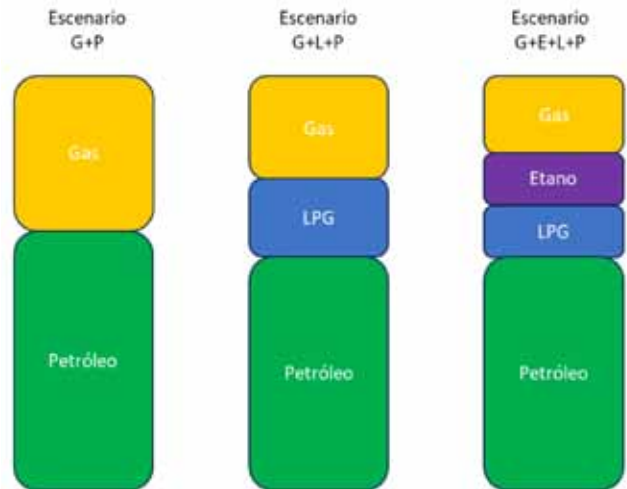
Lo que produce una formación dada en cuanto a composición es casi incontrolable. En el mejor de los casos podría ser parcialmente predecible. Pero a la larga, todo lo que se extrae necesita encontrar un destino. Es necesario explorar técnicamente qué clase de productos pueden comercializarse y cuáles no. Para que un desarrollo sea viable es necesario que el balance comercial converja adecuadamente. Un desarrollo que incluye componentes que no encuentran destino comercial es inviable, aunque estos componentes estén en baja proporción. No importa que tan viables sean los componentes principales.

¿Existen en el mercado argentino productos inviables en el contexto actual? La triste respuesta es que sí. Una gran porción de la zona central del desarrollo de Vaca Muerta produce gas rico en etano y condensables (propano y butano). El mercado argentino no está preparado para las proporciones actuales y las pronosticadas de estos productos. Muchos desarrollos se encuentran con la dificultad de procesar dichos productos ya sea por las características de sus instalaciones de superficie, la capacidad del sistema de transporte, y principalmente la falta de mercado.

La sorpresa de estos componentes “difíciles” de procesar sucede ocasionalmente con los desarrollos en mar-

cha. Dando lugar a impactos en costos y plazo para poder adaptar las instalaciones. Incluso existen casos donde el inicio de la producción se sustenta a base de quemar o ventear los compuestos que no encuentran destino. Por supuesto esto es una solución de corto plazo, no escalable, y que no es posible sostener en el tiempo.

La planificación adecuada desde una mirada global con relación al gas y el petróleo debería contemplar la posibilidad de al menos tres escenarios posibles de productos o cortes de una corriente. Los cuales se ilustran en la siguiente imagen.



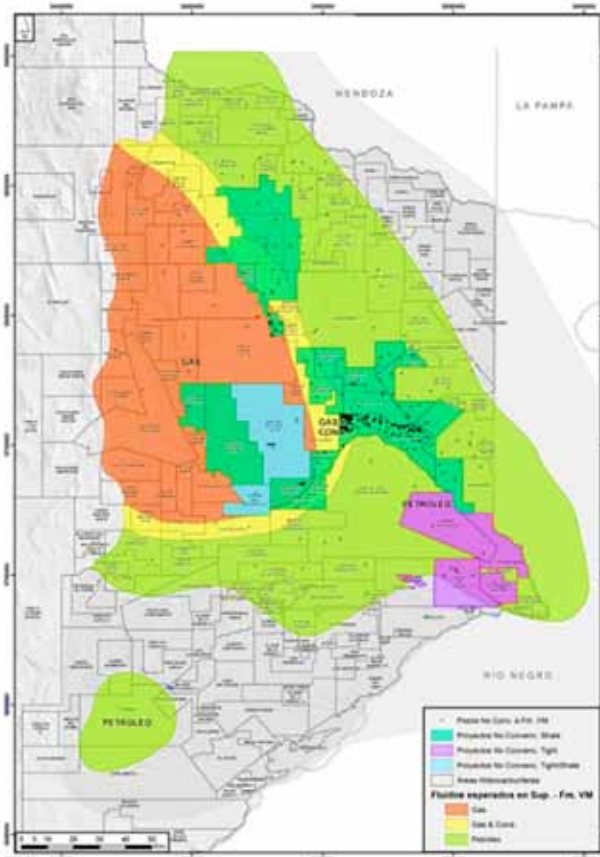
En estos posibles escenarios de segregación es importante destacar que las fracciones de gas y petróleo no tienen en todos los casos la misma cantidad ni calidad. También debe tenerse en cuenta que las corrientes de LPG o etano, según corresponda, presentan cortes de contenido mayoritarios en cada compuesto pero que podrían, según cada caso, no responder a una especificación comercial. Que es posible siempre y cuando esos cortes fuera de especificación tengan un destino independiente y aceptable.

Cada una de estas configuraciones tiene impactos distintos en las instalaciones de superficie, las instalaciones de transporte, y en la comercialización. Segregar una corriente inicial en varios productos implica mayores costos de inversión y operación. Aunque como contrapartida se pueden obtener productos de mayor valor comercial. Si bien existe un balance entre los mayores posibles ingresos y sus costos asociados, la realidad es que la segregación en algunos casos es necesaria para viabilizar el desarrollo porque al no segregar los productos la calidad asociada podría no ser apta para su destino original.

El huevo y la gallina

¿El producto genera la demanda o la demanda genera el producto? La retórica no es trivial. Existen muchos casos en donde la inercia del mercado se rompe desde un extremo (producto) y muchos otros donde se rompe desde el otro (demanda).

Evaluando el punto de vista del destino existen muchas opciones para el gas en cuanto a su destino y calidad. Cada destino y calidad genera una necesidad de



remover componentes que no pueden ser incorporados a la corriente de gas. Y a su vez las distintas calidades de gas generan necesidades de tratamientos posteriores para el gas. En el siguiente esquema puede verse un resumen de las opciones considerando el transporte de gas por gasoducto.

	Opción 1	Opción 2	Opción 3	Opción 4
Destino (Estado)	Gasoducto Comercial (Monofásico)	Gasoducto Comercial (Monofásico)	Gasoducto Privado (Multifásico)	Gasoducto Privado (Multifásico)
Calidad	Gas en Especificación Comercial	Gas Flexibilizado	Gas Fuera de Especificación	Gas y Condensables
Composición Residual a Comercializar	Etano, LPG	Etano, LPG	LPG	-
Tratamiento Adicional	Gas SIN Trto Adicional	Gas CON Trto Adicional	Gas CON Trto Adicional	Gas CON Trto Adicional

En este punto es importante destacar que las opciones para el destino del gas no están disponibles para todos los desarrollos o al menos no están disponibles de manera económicamente viable. Teniendo en cuenta el impacto económico que significa la potencia de compresión y las distancias hasta los gasoductos que admitan las diferentes calidades de gas indicadas.

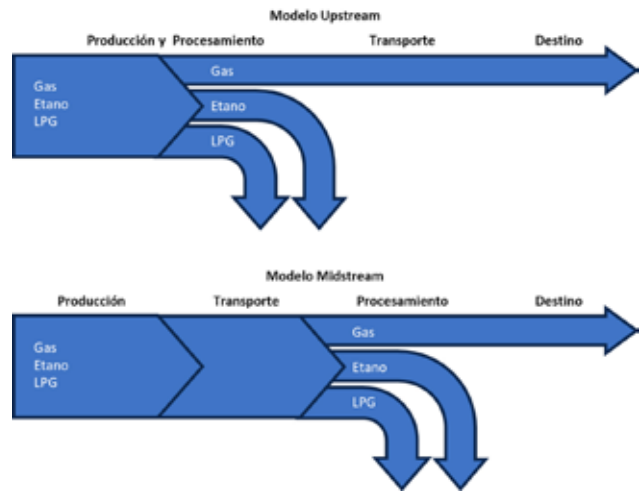
Otro aspecto es que el gas en sus diferentes calidades suele verse penalizado económicamente al alejarse de la especificación comercial. También es importante notar que el gas que no se trata en las instalaciones de origen, tarde o temprano debe ser tratado. Este último punto es de una relevancia singular. Finalmente, alguien debe tratar el gas.

Este concepto nos da lugar a la existencia en los extremos de dos posibles modelos para el desarrollo de instalaciones de superficie con producciones de gas de alto contenido de condensados.

Por una parte puede optarse por instalaciones con capacidad de procesamiento gas en su origen de manera de lograr gas en especificación comercial pero con la contrapartida de obtener corrientes adicionales de hidrocarburos que también necesitarán una veta de comercialización. Este modelo es el modelo de upstream, que ha encontrado implementación en forma bastante extendida en gran parte del desarrollo de áreas productivas de gas convencional en el pasado.

Por otra parte puede optarse por instalaciones sin capacidad de procesamiento de gas en origen pero que deben contar con ductos de transporte aptas para el gas sin tratar que finalmente encontraran procesamiento en una instalación centralizada, propia o de terceros. Este modelo es el modelo del midstream, que ha comenzado a emplearse en la actualidad en varios desarrollos actuales de áreas productivas de gas asociado no convencional.

Los modelos presentan un concepto diferente en cuanto al lugar en donde se segregan los compuestos pero también en cuanto a la filosofía del desarrollo. Las instalaciones de midstream normalmente intentan centralizar el procesamiento de varios productores y/o de varias áreas. Mientras que la filosofía del upstream esta segregación se realiza en forma individual por cada productor.



Además los modelos no solo difieren en lo estructural sino en la locación de las inversiones. En el caso de los modelos de upstream la inversión asociada al procesamiento está completamente centralizada en el productor mientras que en el caso los modelos de midstream la inversión al procesamiento está fuera del productor y la inversión desde el lado del productor se transforma en un costo operativo.

Por supuesto que el modelo de midstream requiere de una mayor sincronización entre quienes participan del ecosistema productivo. Mientras que en el modelo de upstream todo queda puertas adentro de la misma organización lo cual favorece la sincronización entre las inversiones necesarias.

Un caso práctico

Un caso testigo de las consideraciones presentadas nos enfrenta con el desarrollo de un área de petróleo no convencional de Vaca Muerta en Neuquén, situada en la zona de petróleo volátil.

Como la mayoría de los desarrollos en sus etapas tempranas, se avanza bajo una hipótesis de producción básica de gas y petróleo. Se define que el desarrollo definitivo se hará considerando una Planta de Procesamiento Central (CPF) a donde confluirán los colectores troncales que recolectan la producción de los pozos de los diferentes pads. Se identifican en la cercanía de la locación definida para la CPF ductos para el transporte de petróleo y gas. Ambos ductos pertenecen al sistema de transporte, es decir que para ingresar en ellos se requiere que ambos productos estén en especificación comercial. Para el desarrollo se visualiza que la instalación deberá tener una capacidad de procesamiento de petróleo de 9000 m³/d con un GOR de aproximado de 100 m³/m³.

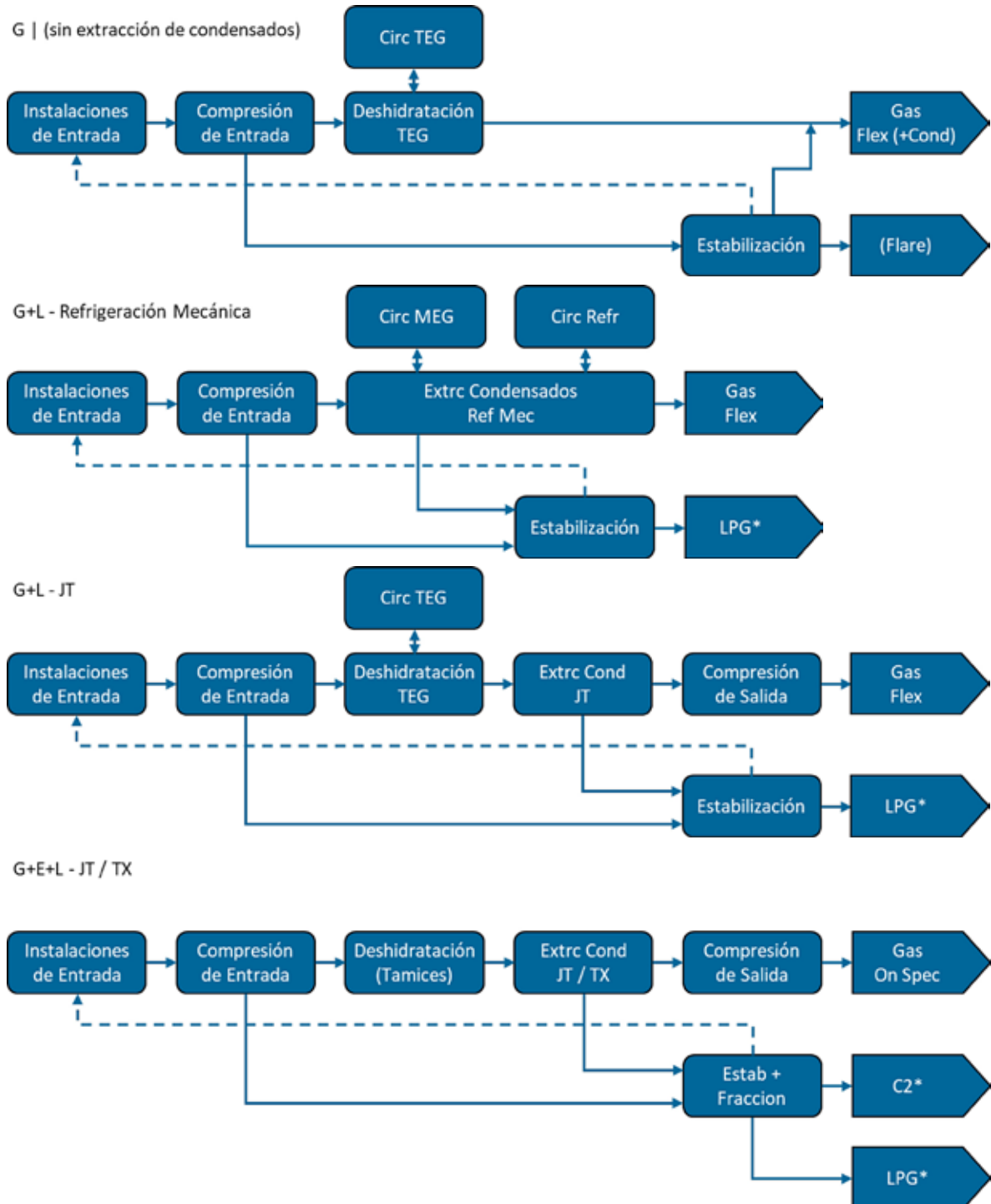
Comp.	%mol.		
C1	64,05	nC5	0,73
C2	17,18	C6+	0,59
C3	10,22	N2	1,70
iC4	1,12	CO2	0,17
nC4	3,10	H2O	0,56
iC5	0,59	MW	24,5

Las condiciones de entrada a las instalaciones de tratamiento son entre 3 a 4 kg/cm²g y entre 20 y 40°C. El gas procesado debe ser entregado a Gasoducto entre 60 y 80 kg/cm²g mientras que el petróleo debe ser entregado a Oleoducto entre 40 y 60 kg/cm²g. Los ensayos realizados presentan la siguiente composición característica para el gas asociado separado en las instalaciones de entrada.

Una primera exploración de la composición nos muestra un gas con muy alto contenido de etano, propano, y butano. La abundancia de estos compuestos genera una alerta en cuanto a lo posibilidad real ingresar a gasoducto del sistema de transporte sin mayores tratamientos.

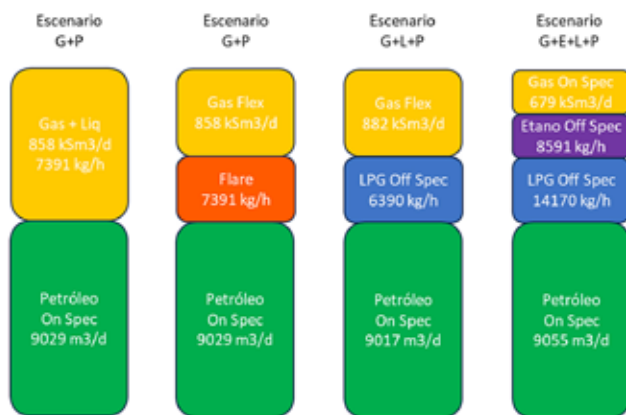
Se procede entonces a elaborar una serie de alternativas posibles en cuanto al procesamiento del gas. Se identifican posibilidades de obtener Gas en Especificación o Gas Flexibilizado considerando ingresar al gasoducto del sistema de transporte. También se visualiza una opción complementaria de obtener gas fuera de Especificación con contenido de Líquidos pero que requerirá alcanzar un ducto mucho más lejano pero con capacidad de recibir una corriente de esas características.

Las configuraciones posibles para el tratamiento de gas incluyen los siguientes esquemas de procesamiento que se ilustran de manera simplificada.



Los esquemas de tratamiento de gas considerados en el caso de estudio responden a tecnologías usuales como procesos de deshidratación, refrigeración mecánica, joule-thompson (JT), turboexpansión (TX), estabilización y fraccionamiento. Cada uno presenta complejidades diferentes en cuanto a su implementación para el tratamiento de gas y a su vez requieren algún grado de adaptación para su adecuada integración con las instalaciones de procesamiento de petróleo. Por cuestiones de simplicidad no se muestran en forma explícita pero existen corrientes de gas recuperadas del procesamiento de petróleo que se integran al procesamiento de gas y a su vez existen corrientes de condensados que se integran al procesamiento de petróleo en instancias intermedias de ambos esquemas de procesamiento. En todos los casos se ha considerado el cumplimiento de la especificación del petróleo.

Según los esquemas de procesamiento de gas se obtienen los siguientes balances de productos para cada alternativa.



Explorando los resultados, se pueden observar algunas particularidades importantes. Para el escenario G+P, en el cual no se extrae condensados, existen dos alternativas posibles, encontrar un gasoducto de destino que admita la presencia de condensados líquidos en la corriente de gas o generar una corriente residual a quema o venteo que agrupe los componentes que no pueden asociarse al petróleo en especificación ni al gas, aun considerando una especificación flexibilizada. La opción que considera derivar líquidos al gasoducto es consistente con la existencia un modelo de midstream pero en este caso es de compleja implementación por la lejanía del ducto que admite esta condición. Mientras que la opción que considera la quema o venteo no es una alternativa sostenible. Por esto la alternativa base de una instalación cuyos productos únicos sean gas y petróleo no parece ser una opción posible. Es decir que con algún grado de complejidad mayor o menor nos encontramos en la necesidad de obtener una “tercera” corriente.

El escenario de G+L+P presenta un par de alternativas tecnológicas en cuanto a la extracción de condensados. En cualquier caso el resultado global es similar respecto de la generación de productos. La corriente de condensados separada es una corriente asimilable al LPG que no necesariamente se encuentra en especificación comercial. Esto último dependerá del destino posible para esta corriente. Se ha visualizado para este caso la posibilidad

de comercial un LPG fuera de especificación para los volúmenes asociados a esta alternativa. Por el lado del gas la ventaja de estos esquemas es que el gas obtenido se encuentra en condiciones de especificación flexibilizada y puede ser incorporado a un gasoducto de gas del sistema de transporte.

Finalmente el escenario de G+E+L+P corresponde al de mayor complejidad. Este escenario tiene la particularidad de lograr gas en especificación comercial. Pero dicho logro no es gratis. Es necesario para ello generar una “cuarta” corriente en la cual se separa una corriente rica en etano. En la actualidad no existe un destino sencillo para esta corriente. El etano es un componente valioso para la industria petroquímica. Pero no está comercialmente desarrollada en la región de la instalación. No existen ductos, mecanismo de transporte, ni demanda externa. Por lo cual, basado en lo antedicho pareciera que se trata de un “no producto”. Sin embargo dentro de las opciones de uso existe la posibilidad de utilizarlo como gas combustible para generación. El desarrollo de la producción de petróleo no convencional genera una demanda importante de energía para la producción asistida en los pozos. Esta demanda de energía bien puede ser cubierta utilizando la corriente de etano como gas combustible. La posibilidad de ingresar al sistema de transporte con gas en especificación es una variable que no debe ser minimizada puesto que poder ingresar gas en condiciones flexibilizadas también tiene limitaciones que podrían complicar dicha opción. Especialmente mientras mayor sea el caudal de gas.

A continuación pueden verse las composiciones de gas de venta para las distintas opciones. Puede identificarse a nivel de composición algunas de las características indicadas en los párrafos anteriores.

%mol	G	G + Ducto	G+L JT	G+L RM	G+E+L JT
C1	62,75	58,14	68,53	67,19	85,51
C2	18,35	18,10	17,83	18,62	10,15
C3	11,31	13,11	8,93	9,59	1,72
C4	4,32	6,24	2,46	2,20	0,14
C5	1,15	2,04	0,38	0,37	0,01
C6+	0,32	0,71	0,04	0,06	0,00
N2	1,63	1,50	1,84	1,77	2,3
CO2	0,17	0,16	0,18	0,18	0,17
H2O	65 mg	0,01	65mg	65mg	0,00
MW	24,7	26,8	22,6	22,8	18,3

	G	G + Ducto	G+L JT	G+L RM	G+E+L JT
Costo de Inversión [MMUSD] (c/ compresión rental)	10,7	20,2	13,6	17,3	25,8
Heat Duty [kW]	496	1241	797	858	3327
Compress Power [kW]	5108	5767	6349	6469	5759
Costo Energía [MMUSD/y]	1,53	1,81	1,92	1,96	2,06
Gas [kSm ³ /d]	858	858	882	882	679
LPG [kg/h]	0	7391	6390	6390	14170
Flare [kg/h]	7391	0	0	0	0
VA Costo, 5y, 10% [MMUSD]	21,7	32,5	27,3	31,1	38,5
TIR, 5y [%]	150	120	166	139	119

Cada una de las opciones descritas presenta costos de inversión y operación distintos que se presentan a modo ilustrativo.

Descartando la alternativa que considera quema o venteo continuo. Se puede observar cuantitativamente que la opción de G+L+P presenta ventajas frente al resto de alternativas posibles. Para el caso de análisis se opta por la alternativa G+L+P con procesamiento de gas basado en JT con la posibilidad de poder a futuro convertir la instalación en G+E+L+P con atención a posibles limitaciones para ingresar con gas en régimen flexibilizado.

Eficiencia Energética y Emisiones

Un aspecto relevante para destacar es que las alternativas en donde no existe recuperación y aprovechamiento de condensados implican la quema o venteo continuo de hidrocarburos.

Al aplicar las opciones alternativas de procesamiento se evita la emisión de gases de efecto invernadero y a la vez se recupera una corriente energéticamente valiosa. Para los ejemplos expuestos se puede visualizar que cualquiera de los escenarios recupera 7391 kg/h de hidrocarburos que se distribuyen entre las distintas corrientes de productos según sea el caso.

La reducción de gases de efecto invernadero puede cuantificarse para el caudal y composición particular de este ejemplo. En el caso de las instalaciones en donde el gas no recuperado se hubiera venteado en forma directa sin quema la reducción de emisiones hubieran sido equivalentes a 52,2 tn/h de CO₂ mientras que en el caso en que el gas no recuperado se hubiera quemado la reducción de emisiones hubieran sido equivalentes a 22,4 tn/h de CO₂.

La energía recuperada de la corriente no emitida es equivalente a 94.563 kW o a una corriente de 209 kSm³/d de gas en especificación. Dependiendo de la configuración de la instalación la recuperación de hidrocarburos permitiría generar y eventualmente vender energía eléctrica y/o incrementar el caudal de las corrientes asociadas a productos de venta

Mensajes en una botella

Existen al menos tres puntos de vista que requieren confluir de manera orgánica para que un desarrollo sea viable. El técnico, el económico, y el comercial (mercado).

El punto de vista técnico. La existencia tecnología de procesamiento de gas y condensados que pueden responder a las diferentes capacidades de separación y calidades de producto. Desde esquemas muy básicos hasta muy complejos dependiendo de las necesidades. Cada esquema tiene sus particularidades.

El punto de vista económico. La solución tecnológica que cada instalación requiere viene de la mano con costos de instalación y costos operativos. Mantener ambos aspectos al mínimo es la expectativa de cualquier

desarrollo. Sin embargo los costos de instalación y los de operación suelen competir entre si. Existen diversas estrategias de desarrollo de proyectos que permiten optimizar los aspectos económicos como por ejemplo considerar el desarrollo por etapas que permiten escalar costos de inversión, las opciones de servicios de procesamiento que permiten convertir costos de inversión en costos operativos. También pueden caer dentro de esta categoría las diversas modalidades de contratación para el desarrollo de un área. Habitualmente las soluciones de menor riesgo para quien desarrolla un área son a su vez las de mayor inversión, una adecuada evaluación y distribución del riesgo permite optimizar costos. Adicionalmente un aspecto en ocasiones poco valorado es la necesidad aplicar estándares altamente exigentes que no son realmente necesarios.

El punto de vista comercial. El más nebuloso de los desafíos pero el principal promotor del desarrollo. Si no existe, nada sucede. La existencia de la demanda y la existencia de la oferta es vital. Entender la diferencia entre productos posibles y productos necesarios de ser obtenidos y comercializados es importante.

El alto contenido de etano y condensables vinculado al procesamiento de gas asociado en las zonas centrales de Vaca Muerta necesita un conjunto de soluciones nuevas. O al menos soluciones viejas pero aplicadas de forma diferente. La composición presentada en el caso de estudio se asemeja a muchas otras de la zona. La composición del gas "nos habla". Pide que la miremos y hagamos algo adecuado. Las soluciones necesitan ser aplicadas en toda la cadena productiva incluyendo instalaciones de superficie, sistemas de transporte y posibles instalaciones de midstream.

Cada desarrollo es único y suele encontrar un óptimo distinto. Es decir no hay una solución única que logre ser la aplicable para todos los casos. La sensibilidad del resultado frente a otras condiciones de contorno puede cambiar el resultado óptimo hacia otras posibles configuraciones como por ejemplo si un ducto de midstream capaz de recibir gas y líquidos estuviera más próximo. O si existiera un mercado en las cercanías para el etano. El alto contenido de etano que típicamente se encuentra en estas zonas necesita encontrar un destino comercial singular que aún no existe.

De forma similar sucede con los condensables. El mercado para la toma de esta corriente existe pero es reducido. La dispersión geográfica de las instalaciones necesita que existan posibilidades más cercanas de transportar estos compuestos a instalaciones intermedias o más cantidad de ductos que permitan incorporar estos fluidos.

En locaciones de bajos caudales de gas y/o en locaciones remotas se ven más favorecidas las soluciones autocontenidas. Aquellas que logran el menor grado de interacción o dependencia de otras instalaciones circundantes. Lo cual podría ser contraproducente puesto que esto apunta a instalaciones de mayor complejidad y de mayor inversión. Sin embargo son una de las pocas opciones que logran viabilizar la producción.

iAPG



PATAGONIA

23 - 25 Octubre, 2024
Espacio DUAM, Neuquén
www.aogpatagonia.com.ar

Organiza:



Realiza:



Maipú 639 (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina
Tel: (54 11) 5277 IAPG (4274) - www.iapg.org.ar

