

**Estudo bibliométrico e bibliográfico sobre otimizações nos processos de recuperação de líquido de gás natural (LGN)**

**Bibliometric and bibliographical study on optimizations in natural gas liquid (NGL) recovery processes**

**Estudio bibliométrico y bibliográfico sobre optimizaciones en los procesos de recuperación de líquido de gas natural (LGN)**

**Ana Paula Meneguelo**

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6224-1139>

Universidade Federal do Espírito Santo, Brasil

E-mail: [ana.meneguelo@ufes.br](mailto:ana.meneguelo@ufes.br)

**Daniel Ribeiro**

Universidade Federal do Espírito Santo, Brasil

E-mail: [daniel.ribeiro@ufes.br](mailto:daniel.ribeiro@ufes.br)

**Rodrigo de Freitas**

Universidade Federal do Espírito Santo, Brasil

E-mail: [rodrigo.r.freitas@ufes.br](mailto:rodrigo.r.freitas@ufes.br)

**Samuel Franco**

Universidade Federal do Espírito Santo, Brasil

E-mail: [samuvit@yahoo.com.br](mailto:samuvit@yahoo.com.br)

Recebido: 11/10/2018 | Revisado: 24/10/2018 | Aceito: 30/10/2018 | Publicado: 01/11/2018

**Resumo**

O contexto de crescente necessidade mundial por energia somado à demanda por gás natural, que possui vantagem econômica e ambientais em relação aos demais combustíveis fósseis, formam um estímulo a aplicar eficiência energética no processamento de gás natural. Este trabalho investigou a produção científica relacionada à otimização dos processos de recuperação de Líquidos de gás natural (LGN) com uso do simulador *software* comercial chamado Aspen Hysys. Vários autores incumbiram-se não só de análises energética, exérgica, de sensibilidade, econômica e ambiental, mas também de estratégias de configuração e integração para reduzir o consumo de energia e maximizar a lucratividade. Percebeu-se que a maioria absoluta dos trabalhos selecionados foram de países do Oriente Médio, o que significa

uma oportunidade para que brasileiros avancem estudos que contemplem a realidade das plantas nacionais.

**Palavras-chave:** Gás natural; Simulação; Hysys.

### **Abstract**

The growing worldwide need for energy coupled with the demand for natural gas that has economic and environmental advantages over other fossil fuels is a stimulus to apply energy efficiency in processing. This work investigated the scientific production related to the optimization of the Natural gas liquids (NGL) recovery process using software Hysys simulator. Several authors have focused not only on energy, exergy, sensitivity, economic and environmental analysis, but also on configuration and integration strategies to reduce energy consumption and maximize profitability. It is noticed that the absolute majority of the selected works came from countries of the Middle East, which means an opportunity for Brazilians to advance studies that contemplate the reality of the national plants.

**Keywords:** Natural gas; Simulation; Hysys.

### **Resumen**

El contexto de creciente necesidad mundial por energía sumado a la demanda de gas natural, que tiene ventajas económicas y ambientales en relación a los demás combustibles fósiles, forman un estímulo a aplicar eficiencia energética en el procesamiento de gas natural. Este trabajo investigó la producción científica relacionada con la optimización de los procesos de recuperación de Líquidos de gas natural (LGN) con el uso del simulador software comercial llamado Aspen Hysys. Varios autores se encargaron no sólo de análisis energético, exérgico, de sensibilidad, económica y ambiental, sino también de estrategias de configuración e integración para reducir el consumo de energía y maximizar la rentabilidad. Se percibió que la mayoría absoluta de los trabajos seleccionados fueron de países de Oriente Medio, lo que significa una oportunidad para que los brasileños avancen estudios que contemplem la realidad de las plantas nacionales.

**Palabras clave:** Gas natural; la simulación; HYSYS.

## **1. Introdução**

A demanda energética do Brasil é crescente conforme Empresa de Pesquisa Energética (EPE) com projeções de crescimento de 2,2% ao ano até 2050 (EPE, 2016). E entre as fontes

para atender o fornecimento de energia, o gás natural liquefeito pode ser considerado uma fonte energética limpa e econômica visto que possui baixo valor de emissões de carbono e menores preços em relação aos demais combustíveis fósseis (WANG *et al.*, 2014). Observa-se que este gás é uma fonte competitiva. Sabe-se que, conforme Speight (2011), o gás natural pode ser oriundo de reservatórios de gás ou de petróleo (gás associado) e passa por processamento para liquefação e retirada dos hidrocarbonetos pesados contidos no mesmo.

Em relação aos diversos hidrocarbonetos que são encontrados na constituição do gás natural, é grande o interesse econômico pelo líquido de gás natural (hidrocarbonetos C<sub>2+</sub>, chamados de LGN ou NGL em inglês que inclui etano, propano, butano e gasolina natural) (MOKHATAB *et al.*, 2006; ABDULRAHMAN *et al.*, 2015) por ser matéria prima para indústria petroquímica (ELLIOT *et al.*, 2005). Além do mais, esses líquidos devem ser extraídos e recuperados por motivo de qualidade e respeito às especificações de combustão e de segurança no transporte do gás (ABDULRAHMAN *et al.*, 2015).

Neste contexto, existem diversos processos disponíveis para recuperação do líquido de gás natural, dentre eles: absorção (SPEIGHT, 2006), criogênico (STEWART; ARNOLD, 2011; SAGERS, 1986), separador de hidrocarbonetos pesados (HHC) e coluna *scrub* (JIN e LIM, 2018), Joule–Thompson (JT), refrigeração usando propano, turbo-expansão, uso de refrigerantes mistos (CHEBBI; KHERBECK, 2015), processo padrão industrial de estágio único (ISS), processo gás subresfriado (GSP), processo reciclo de resíduo resfriado (CRR), processo reciclo de parte do vapor (RSV), processo de recuperação de LGN aprimorado (IPSI-1) e refrigeração interna para processo de recuperação de LGN aprimorado (IPSI-2) (GETU *et al.*, 2013).

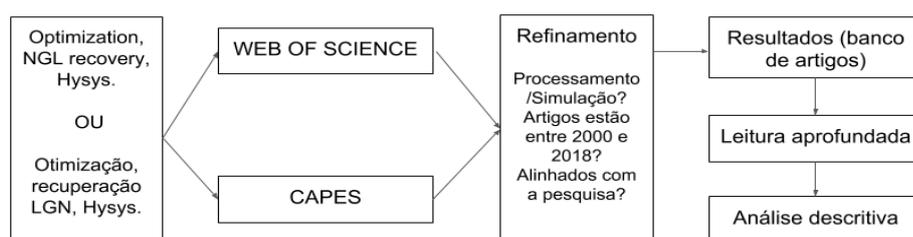
Diante de vários esquemas, a otimização dessas configurações passa pela redução do consumo de energia solicitada bem como pela melhoria da performance econômica. Assim, visto a exigência por eficiência energética, o objetivo deste trabalho é a revisão da produção científica quanto a otimizações nos processos de recuperação de LGN no uso do simulador comercial chamado Aspen Hysys. A seguir é apresentado a metodologia de trabalho e, depois, a exposição bibliométrica dos resultados encontrados seguida da análise descritiva de cada item. E, ao final, tem-se a seção de considerações finais.

## 2. Metodologia

Neste trabalho foram utilizadas as bases de dados WEB OF SCIENCE e Portal de Periódicos da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) nas

quais se fizeram buscas utilizando as palavras-chave otimização, Hysys, recuperação LGN e suas respectivas traduções em inglês. O período da pesquisa foi do ano 2000 a junho de 2018. Dos resultados das duas bases de dados, foram retirados os duplicados e os não alinhados com a pesquisa (refinamento). E por fim, obteve-se a análise descritiva dos resultados por meio de leitura aprofundada dos artigos. Na Figura 1 está esquematizado como foi o desenvolvimento do trabalho.

Figura 1 - Fluxograma do método de trabalho deste estudo.



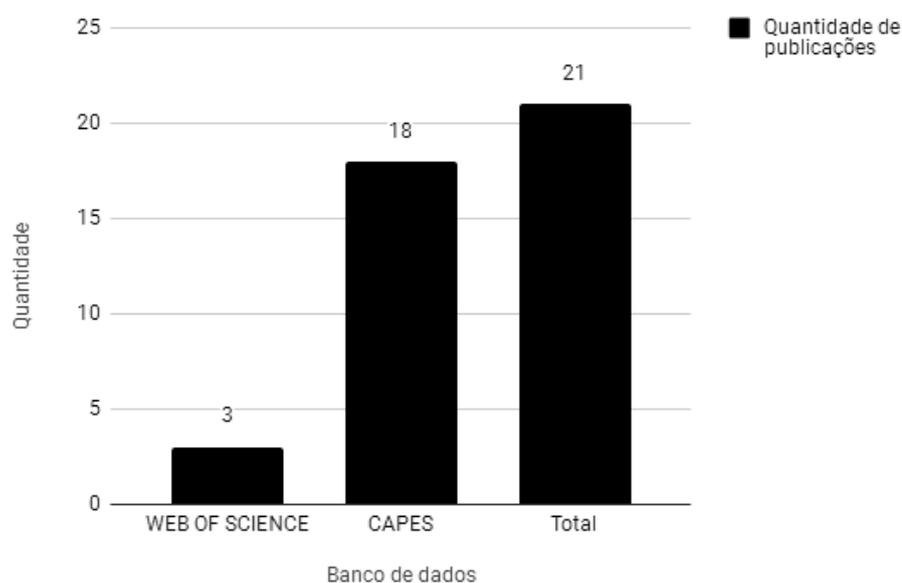
Fonte: os autores.

É possível perceber pela Figura 1 que os produtos de busca pelas bases de dados foram somados e refinados conjuntamente de maneira que no Refinamento os artigos não relacionados ao tema de simulação e processamento pudessem ser excluídos. Afinal, isso evitaria desperdício de tempo na etapa de Leitura aprofundada dos resultados.

### 3. Resultados

Na plataforma CAPES obteve-se um total de cinquenta resultados. Já para o banco de dados WEB OF SCIENCE, com as mesmas palavras-chave e mesmo intervalo temporal, tem-se sete resultados. Retirando-se os resultados duplicados e não alinhados com a pesquisa (refinamento) obteve-se vinte e um itens como resultado final (vide Apêndice). Os resultados finais encontrados em cada plataforma podem ser visualizados pela análise da Figura 2.

Figura 2 - Quantidade de publicações obtidas nos bancos de dados de origem.

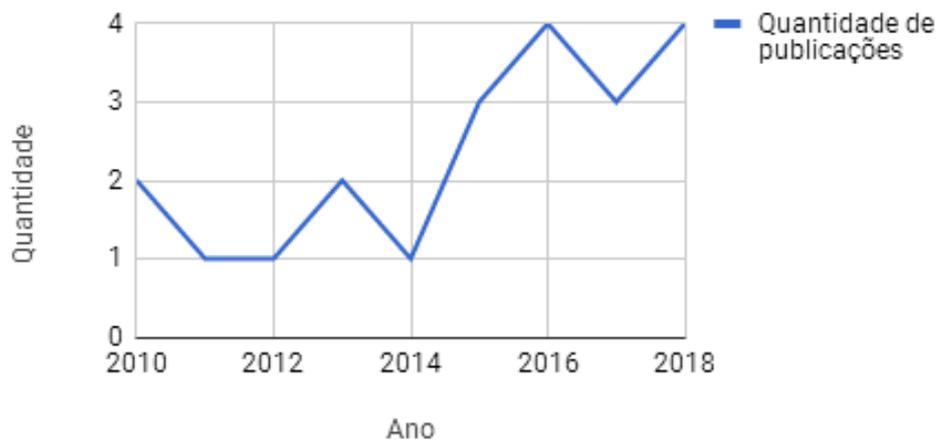


Fonte: os autores

É importante perceber pela Figura 2 que a plataforma CAPES gerou uma quantidade seis vezes maior de resultados que a outra plataforma utilizada, qualificando aquela base como mais abrangente que a outra.

Observou-se também um aumento de 250% no número médio de publicações a partir de 2015 sobre a recuperação de LGN segundo as palavras-chave selecionadas. Esse aumento pode estar relacionado com a crescente demanda por gás natural devido seu poder energético e sua baixa emissão de poluentes, quando comparado com outras fontes de energias de origem fóssil. Na Figura 3 é possível se observar o comportamento do número de publicações no período de 2010 a 2018.

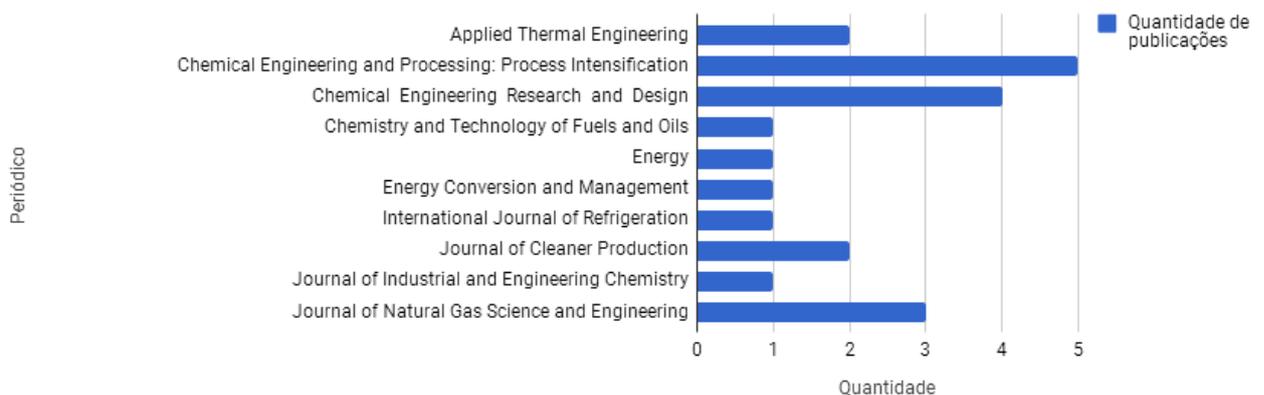
Figura 3 - Quantidade de publicações pelo Ano de publicação.



Fonte: os autores.

Os resultados da pesquisa mostraram que grande parte dos trabalhos estão publicados em revistas especializadas no design e na intensificação de processos. Analisando-se os resultados apresentados na Figura 4 observa-se que 57% das publicações estão relacionadas com as revistas Chemical Engineering and Processing: Process Intensification, Chemical Engineering Research and Design e Journal of Natural Gas Science and Engineering.

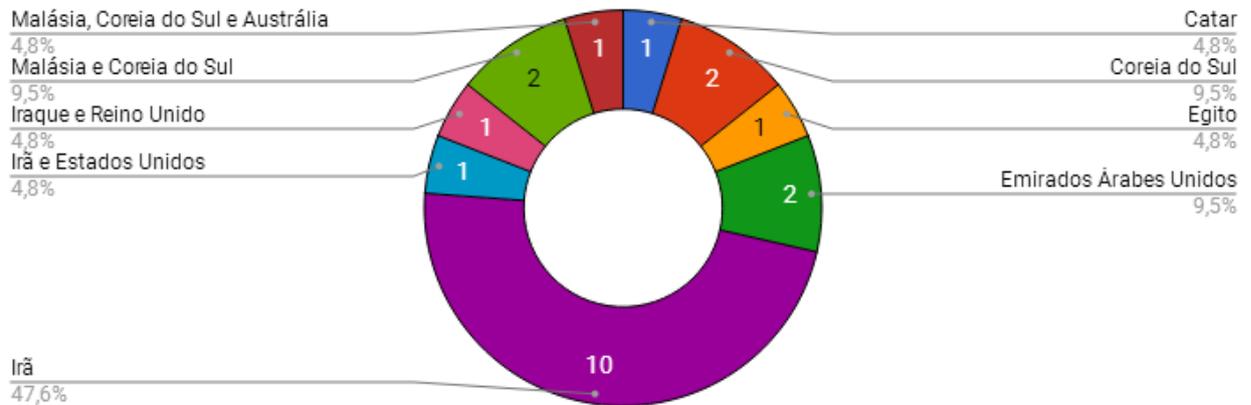
Figura 4 - Quantidade de publicações por periódico.



Fonte: os autores.

Além disso, conforme apontado na Figura 5, 52% das publicações escolhidas são ou possuem participação iranianas. Isso ocorre devido a condição de grande exportador de gás natural que o Irã possui. Há também a participação, em menor número, de outros países do Oriente Médio que são o Catar, Egito e Iraque.

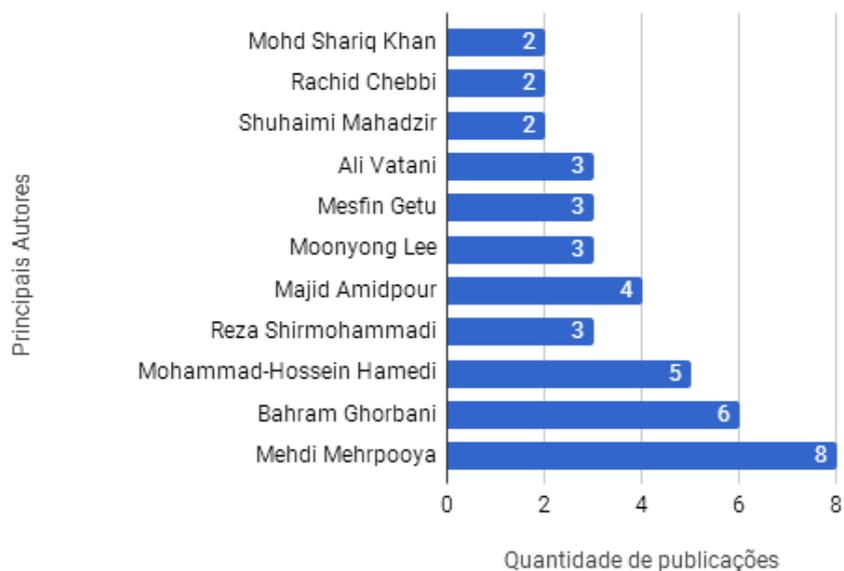
Figura 5 - Quantidade de publicações por país.



Fonte: os autores.

Em relação aos vinte e um artigos resultados do refinamento, conforme Figura 6, percebe-se que o autor com maior número de participação em publicações é o Mehdi Mehrpooya do Irã com oito publicações, seguido pelos autores, também iranianos, Bahram Ghorbani e Mohammad-Hossein Hamedí, com seis e cinco publicações respectivamente.

Figura 6 - Quantidade de publicações pelos principais autores dos resultados selecionados.



Fonte: os autores.

## 5. Análise dos resultados

Para Getu *et al.* (2015), há a necessidade de reduzir a energia requerida e de melhorar a flexibilidade operacional no processo de recuperação de LGN. E, dessa forma, vários esquemas são propostos para isso sob influência dos seguintes fatores: condições de entrada, requisitos do produto, restrições mecânicas e requisitos operacionais (LYNCH *et al.*, 2002). Sobre isso, vale ressaltar que as condições de entrada do gás não só determinam a configuração do processo, mas também o desempenho econômico da planta (JIBRIL *et al.*, 2006; MEHRPOOYA *et al.*, 2010). Essas condições são composição, vazão, temperatura e pressão (DIAZ *et al.*, 2002; GETU *et al.*, 2010).

Segundo Chebbi e Kherbeck (2015), existem muitos processos de extração de LGN como expansão Joule–Thompson (JT), refrigeração usando propano, turbo-expansão, uso desses três de uma só vez e uso de refrigerantes mistos. Porém, o mais popular na indústria é turbo-expansão. Em Getu *et al.* (2013), dentre os processos de recuperação de LGN, escolheu-se seis como principais: ISS, GSP, CRR, RSV, IPSI-1 e IPSI-2. O primeiro (ISS) é o que a corrente de alimentação de gás a alta pressão passa por uma turbina de expansão e, por consequência, gera queda de pressão com efeito condensador dos produtos LGN (C<sub>2+</sub>) recuperados (WANG, 1985) e a energia da turbina aproveitada no processo. Este processo possui limitação de flexibilidade operacional e de desempenho de recuperação, conforme Rahaman *et al.* (2004), e problema de congelamento de dióxido de carbono na coluna desmetanizadora (LYNCH *et al.*, 2002). O segundo (GSP) é uma melhoria no primeiro esquema, de maneira que a presença de etano no gás residual - o ideal seria ter apenas metano puro, mas inalcançável na prática (CAMPBELL e WILKINSON, 1981) - no topo da coluna desmetanizadora depende da temperatura e, por isso, a baixa temperatura melhora a recuperação do etano como produto líquido. Porém, há o risco de congelamento de CO<sub>2</sub> na coluna que é resolvido com a divisão do fluxo em duas porções.

E o terceiro (CRR) aprimora o segundo de modo que mais de 99% do etano pode ser recuperado (CAMPBELL; WILKINSON, 1989). O quarto é similar ao terceiro sem o pequeno compressor e pode ser modificado para o segundo ao evitar o refluxo (GETU *et al.*, 2015). Este esquema processa grande volume em detrimento da recuperação de etano e é mais tolerante ao congelamento de CO<sub>2</sub> em relação aos outros modelos (GETU *et al.*, 2015). Já o quinto é o estado da arte da recuperação de LGN, com a vantagem da auto-refrigeração para o gás de alimentação de entrada reduzindo a necessidade de refrigeração externa (YAO *et al.*, 1999) e melhor integração de calor na coluna desmetanizadora (GETU *et al.*, 2015). Por fim, o sexto é

constituído de ciclo aberto de auto-refrigeração e similar ao quinto esquema. E segundo Jin e Lim (2018), há também os processos separador HHC e coluna *scrub* específicos para corrente de alimentação de gás pobre (com baixo  $C_{2+}$ ) e que possuem como vantagem o baixo custo de capital em relação aos demais processos, mas a desvantagem é a menor eficiência de recuperação.

E no estudo de Chebbi *et al.* (2010), otimizaram o processo de recuperação de etano para encontrar máximo lucro pela variação de pressão na torre desmetanizadora (e correntes de alimentação diferentes: uma de gás rico (30% de  $C_{2+}$  em base molar) e uma pobre (6% de  $C_{2+}$  em base molar). As pressões estudadas foram 100, 215, 335 e 450 psia. Também usaram HYSYS e o pacote de propriedades físicas Peng-Robinson (PR) para simulação. O trabalho mostrou que, em todos os casos estudados exceto em caso de gás rico e alta razão de LGN por preço de gás, existe uma pressão ideal na torre desmetanizadora na qual o lucro é máximo.

Já no estudo de Mehrpooya *et al.* (2010), propuseram novo processo integrado de recuperação de LGN por sistema de autorefrigeração de maneira a atender as três seguintes premissas: alto desempenho dos trocadores de calor, alto nível de recuperação e baixa potência de compressão. Diante do teste para várias composições de alimentação, a configuração se mostrou eficiente. Além disso, a proposta exigiu 15.5% menos potência de compressão e 1.45% mais recuperação de etano do que Lee *et al.* (2006) e o número ótimo de trocadores foi dois. Hysys e pacote termodinâmico de equações Peng–Robinson–Stryjek–Ver (PRSV) foram usados.

Mehrpooya *et al.* (2011) destacaram a importância de fornecer a refrigeração necessária a mínimo custo total na recuperação de LGN. Diante de várias configurações de processos cujas vantagens e desvantagens somadas às condições operacionais e preços que tornam difícil a seleção do mais adequado, os autores, portanto, propuseram um novo parâmetro para ajudar nessa escolha. Este parâmetro foi denominado grau de integração (IDG) e se usa o conceito de exergia. Concluíram que com o aumento do IDG, tem-se aumento do desempenho do processo e da integridade. Assim, o IDG pode ser usado em problemas de otimização. Para simular o processo usaram o software Hysys com o pacote PR, e calcularam a exergia e otimizaram por meio do MATLAB.

Ghorbani *et al.* (2012) empreenderam método de análise exérgica e de pinch, usando HYSYS e pacote termodinâmico Peng-Robinson (PR), do processo de recuperação LGN de maneira que foram indicados evaporador e condensador como os de maiores irreversibilidades. E para cada componente do ciclo foi calculado a destruição e eficiências exérgicas. Assim, o método demonstrou 170 kW de redução do trabalho do compressor e que com uso do

refrigerante R-600a exigiu-se 570 kW menos de trabalho do compressor e, também, o fluxo de massa necessário de refrigerante cai 11,5%.

Mehrpooya *et al.* (2013) desenvolveram uma solução integrada de produção de líquidos de gás natural (LGN) e gás natural liquefeito (GNL) por meio de dois ciclos de refrigerantes mistos. Os resultados mostraram que apenas a eficiência da liquefação é considerável, pois é de 0.414 kWh/kg de GNL, mas também a recuperação de etano é de 93,3% para gás rico (75% de metano, 25% de hidrocarbonetos pesados). Houve o aumento do tamanho dos trocadores de calor, porém o custo total de capital da planta diminuiu. E esse processo pode ser usado para grandes plantas de GNL e, ademais, a eficiência no geral também é mais alta para gás pobre. No estudo, para simulação, foi usado pacote PRSV e HYSYS.

Getu *et al.* (2013) apresentaram os respectivos desempenhos econômicos de diferentes processos de recuperação de LGN: ISS (convencional turbo-expansão); GSP, CRR e RSV que são focados no melhoramento do topo da coluna desmetanizadora; e, por fim, IPSI-1 e IPSI-2 que são focados no melhoramento inferior da coluna desmetanizadora. Simulação foi feita em Aspen HYSYS para três diferentes composições de alimentação ricas ( $C_2$  maior que 10% ou  $C_3$  maior que 4% em base molar) ou e cinco pobres ( $C_2$  menor que 10% ou  $C_3$  menor que 4% em base molar) e para o desempenho econômico foi considerado custo de capital, custo operacional e lucratividade. Assim, quando analisado o custo total anualizado e o tempo de retorno, o IPSI-1 possui melhor desempenho, enquanto RSV possui o pior, ambos em relação aos demais processos.

No estudo de Khan *et al.* (2014), propuseram esquema integrado de liquefação e recuperação (destilação) denominado processo coreano de refrigerante misto único (KSMR) e neste foi aplicado algoritmo de otimização baseado em conhecimento. Segundo os autores, a integração se destacou-se pela separação de alimentações, pelas utilidades comuns de refrigeração em toda a planta e pela flexibilidade para transição entre recuperação e rejeição de etano. Comparado com o caso base, que é o fracionamento simples em três colunas usadas para separar metano/etano, propano/butano e hidrocarbonetos pesados  $C_{5+}$ , foi obtido melhoria de 9% na necessidade de energia de compressão da planta. E como em todos os artigos selecionados, houve uso da ferramenta HYSYS para simulação.

No trabalho de Abdulrahman *et al.* (2015) os autores maximizaram a recuperação de LGN variando a temperatura do fluxo de saída dos trocadores de calor e a pressão da torre desmetanizadora, por meio de simulação numérica em Aspen HYSYS V.8. Assim, encontraram como faixa ótima de pressão 1000-2000 kPa com índice de recuperação de LGN maior que 80% em fração molar.

Foi proposto em Getu *et al.* (2015) comparar seis esquemas de processo de recuperação de LGN sob várias condições de alimentação e usando informações reais de um ano de uma determinada planta. Os processos escolhidos foram ISS, GSP, CRR, RSV, IPSI-1 e IPSI-2, e os motivos dessa escolha foram por serem de vanguarda, disponíveis no mercado e de ampla aplicação. Os autores elaboraram um modelo determinístico para formulação de restrição seguido de determinístico relaxado. Para isso, no estudo foram usados HYSYS (ASPEN TECHNOLOGY, 2009) para modelagem e GAMS (GAMS, 2007) para otimização. As conclusões foram que IPSI-1 forneceu lucro competitivo com 6% de risco de violação das restrições ao passo que para GSP o risco foi de 28%; e a decisão, antes da operação, de produzir mais gás de venda ou LGN deve observar o lucro e o risco de violação das restrições. Como o preço do gás de venda é maior que LGN no contexto adotado, aumenta-se a produção de gás de venda para maior lucro.

Chebby e Kherbeck (2015) maximizaram a porcentagem de recuperação de etano que é relacionada à pressão na torre desmetanizadora. Eles compraram três processos (CRR, GSP e processo convencional de turbo-expansão) em relação a duas correntes de alimentação com composições distintas: uma pobre (com 6% C<sub>2+</sub>) e uma rica (com 30% C<sub>2+</sub>) em base molar e ambas livres de CO<sub>2</sub>, logo, sem risco de congelamento. Foram consideradas quatro pressões na torre desmetanizadora: 100, 215, 335, e 450 psia. A simulação foi feita no software Aspen HYSYS com o pacote termodinâmico Peng-Robinson. A otimização aplicada mostrou que adição de equipamentos ou divisão do fluxo pode levar a menor recuperação de etano e que para o processo CRR, no caso de gás pobre e baixa pressão na torre desmetanizadora, reduz-se ao processo GSP, no qual não há refluxo nem compressão criogênica e trocadores de calor. E, ao adicionar segundo separador, a baixa temperatura de operação, no processo GSP, teve-se que a intensidade de recuperação do etano depende da composição do gás de alimentação e da pressão na torre desmetanizadora; de modo que para alta pressão na torre desmetanizadora, o GSP com separador a frio apresenta maior recuperação que o GSP e um pouco maior do que o turboexpansor (tudo isso para gás pobre). Para pressões média e baixas, GSP com separador a frio apresentou valores de recuperação similares aos demais (para gás rico). Concluiu-se que o processo CRR é a opção mais viável para gás pobre.

Mehrpooya *et al.* (2016) simularam o processo de recuperação de etano com uso de HYSYS 8.3 e das equações de estado PRSV, seguido de uma análise exérgica de todos os equipamentos. Eles mostraram maior intensidade de irreversibilidades nos refrigeradores de ar e trocadores de calor. E a eficiência exérgica do ciclo é 33,9%, o que indica alto potencial de melhorias. E, ainda, foi obtido o coeficiente de desempenho (COP) de 2,05. Sobre a destruição

de exergia, o estudo evidenciou que 59,61% da exergia é perdida na forma inevitável, de maneira que os compressores contribuem para 25,47% da destruição exergética e evidenciaram grande potencial de melhoria visto a parcela evitável de destruição.

Uwitonze *et al.* (2016) ressaltaram que a integração entre o processo de recuperação de LGN e o processamento de gás natural liquefeito (GNL) minimiza o uso de energia. Devido a torre desmetanizadora exigir menor pressão do gás natural, libera-se energia para recomprimir metano na recuperação e outro ponto é que o calor dos produtos LGN é recuperado via seção de decapagem. O ciclo de refrigerante misto foi otimizado quanto ao consumo de energia de compressão pela variação da composição do refrigerante e da pressão de operação, com uso da metodologia de otimização baseado no conhecimento. Para simulação foi usado HYSYS e o pacote de propriedades físicas Peng-Robison.

O trabalho de análise exergética de Ghorbani *et al.* (2016) passou pela simulação em HYSYS e otimização por algoritmo genético em MATLAB para avaliar a proposta de integração dos processos LGN-GNL- Unidade de rejeição de nitrogênio (URN) baseado em cascata de fluido misto (MFC). Os resultados foram uma redução do número de equipamentos e de 6% no consumo de energia. Além do mais, os autores mostraram que a potência específica apresentou-se em torno de 0,343 e 0,33 kWh/kg-GNL (mais baixo do que outros sistemas integrados que foram comparados), a eficiência térmica foi de 62,82% (mais alta do que outros sistemas integrados), as torres foram os equipamentos de maior destruição da exergia e a capacidade de remover nitrogênio 5-15% de concentração.

Além disso, Hamedi *et al.* (2016) interessaram-se, também, pela proposta de integração dos processos GNL-LGN-URN para que haja diminuição do número de equipamentos e da energia consumida. Os resultados foram potência específica do processo integrado de 0,359 kWh/kg-GNL, recuperação de LGN em mais de 90%, a análise de sensibilidade mostrou capacidade de eliminação de nitrogênio do gás natural em uma concentração de 4% a 15% e, por fim, a eficiência global foi de 61,62%.

No uso do simulador Aspen-Hysys e pacote Peng Robinson de equações, Ghorbani *et al.* (2017) comparou três ciclos de refrigeração: pré-resfriamento por sistema de refrigeração por absorção e liquefação por refrigerante misto (sigla AR-MR1), refrigerante misto duplo (DMR) e pré-resfriamento de propano (C3MR). Isso para uma estrutura integrada GNL-LGN-URN, sob os aspectos econômicos, de exergia e de menor consumo energético. Concluiu-se que, quanto a consumo de energia, AR-MR1 possui consumo 18,4% menor em relação ao processo C3MR e 12,6% menor em relação a DMR.

Em Sayed *et al.* (2017), o objetivo foi desenvolver e otimizar um processo integrado nas plantas de gás natural do Egito, baseado na configuração em cascata, na composição da alimentação, na modelagem e simulação do processo de tratamento do gás em HYSYS, na modelagem da extração de LGN quanto às especificações de mercado e, então, no uso do programa *Aspen process economic analyzer* - APEA (ASPENTECH, 2018). Estimou-se, com a melhor seleção de unidades de tratamento e equipamentos, um custo de capital preliminar para isso por volta de 48 milhões de dólares.

Já Ansarinasab e Mehrpooya (2017) aplicaram análise exergoeconômica em duas novas configurações de processo para coprodução de LGN-GNL em que a refrigeração mista dupla (DMR) e sistemas de refrigeração em cascata mista (MFC) são usados. Apontou-se custo evitável de destruição exérgica no compressor em DMR de 504.43 \$/h e no compressor MFC de 251.05 \$/h. Ademais, percebeu-se que custo de investimento do turbo expansor e dos compressores são inevitáveis devido aos limites tecnológicos e econômicos, enquanto que os dos resfriadores de ar e trocadores de calor têm potencial para melhorar. Por outro lado, o custo de exergia dos refrigeradores de ar e trocadores de calor são inevitáveis, enquanto que o do turboexpansor e dos compressores são evitáveis. Para simulação foi usado programa Aspen HYSYS com o pacote PRSV.

Jin e Lim (2018) comparam o desempenho econômico de quatro esquemas de processo de recuperação de líquidos de gás natural - ISS, IPSI, separador HHC e coluna *scrub* - para quatro tipos correntes de alimentação de gás. As quatro correntes foram definidas por 1,84; 2,2; 2,3 e 2,5 GPM. O valor GPM é definido como o montante de líquido recuperável, expresso em galões por 1000 pés cúbicos de gás a 60°F. A corrente é dita pobre quando o GPM é menor que 2,5; e dita normal-rica de 2,5 a 5. Se maior que 5 GPM, a corrente é classificada como muito rica. Os autores simularam os esquemas em Hysys com uso do equacionamento Peng–Robinson, otimizaram por algoritmo genético e observaram as especificações para o setor no Leste Asiático. A produção de GNL foi fixada e outros parâmetros chave comuns ao processo e condições foram dados. Concluíram, por meio do custo total anualizado (custo de capital mais custo operacional menos receitas de subprodutos), que o melhor desempenho econômico é do processo coluna *scrub* para gás pobre e em relação aos demais esquemas. O processo IPSI possui menor custo de matéria-prima, mas maior custo de capital que tem grande efeito sobre o desempenho econômico; enquanto o separador de HHC é o menor custo de capital entre os quatro processos selecionados devido à configuração mais simples deste em vista que naquele se necessita mais compressores e trocadores de calor.

Interessa a Ghorbani *et al.* (2018) a investigação do consumo energético de uma planta integrada LGN-GNL-URN sobre sistema de absorção em vez de pré-resfriamento, na configuração em cascata, de maneira que a redução de partes do esquema pode gerar aproveitamento de energia além de analisar dois ciclos de refrigeração MFC e MFC modificado. Houve análise de energia, exergia, econômica e de sensibilidade nesse estudo. Dentre os relevantes resultados, destacaram-se que usar sistemas de refrigeração por absorção como alternativa ao por compressão na estrutura integrada provoca redução de 38,94% na quantidade de energia específica, diminuição em 31,9% do custo de capital e queda de 15,31% do custo do produto. Obtiveram para as duas estruturas MFC e MFC modificado potência específica de 0,3431 e 0,1798 kWh/kg de GNL respectivamente. O que é menor em comparação a demais patentes listada no estudo. As ferramentas HYSYS e algoritmo genético foram usadas

Alnouss *et al.* (2018) fizeram uma análise comparativa dos processos de recuperação de LGN quanto aos aspectos energéticos, econômicos e ambientais, no qual foi usado ASPEN HYSYS V9 para simulação e as ferramentas da ASPENTech denominadas ASPEN Plus, ASPEN Process Economic Analyzer, e ASPEN Energy Analyzer para avaliação e otimização. Houve abordagem de estudo de caso para processamento de 84.000 kg/h (5000 kmol/h) de gás natural. Entre as importantes conclusões, ressaltaram-se o tempo de retorno do GSP (0,34 ano) e do IPSI-1(0,36 ano), e o potencial de redução de emissão de CO<sub>2</sub> em 93.5% do esquema IPSI-2.

Mehrpooya *et al.* (2018) usaram os programas HYSYS e MATLAB, sendo que o pacote termodinâmico foi Peng-Robinson e as análises foram econômica, de exergia e de sensibilidade. Abordaram um novo processo integrado LGN-GNL com objetivo de reduzir o número de equipamentos e o consumo de energia no qual há o uso de refrigeração por absorção em vez do pré-resfriamento, a recuperação de etano é de 91,96% e na liquefação uso de MFC e MFC modificado. Da análise exérgica, demonstrou-se que os refrigeradores de ar possuem maior quantidade de destruição exérgica antes (taxa de 56,21%) e depois (42,72%) da instalação do ciclo de refrigeração por absorção. Já a análise de sensibilidade atentou-se aos preços dos produtos no mercado em relação às estruturas apresentadas. Teve-se que a potência específica MFC e MFC modificado são iguais a 0,423 e 0,272 kWh/kg de GNL respectivamente, e a estrutura integrada reduziu o custo anualizado em 4,32%.

## 6. Considerações finais

A demanda por eficiência energética e por gás natural estimula esforços que otimizem a cadeia de processo, em especial o processo de recuperação de LGN. Diante da investigação nas duas plataformas mencionadas de artigos científicos, obteve-se vinte e um itens alinhados com o tema, os quais demonstram ações de simulação em Hysys, que se mostrou uma ferramenta capaz, e otimização por diversos métodos e programas como MATLAB e GAMS. Das abordagens, produziram-se resultados interessantes quanto a redução de consumo de energia e propostas de configuração. Ademais, destaca-se a pertinência no uso de análises não só energéticas, mas também exergética e de sensibilidade.

Além disso, majoritariamente, a produção científica sobre o assunto provém do Oriente Médio, sobretudo do Irã, devido à posição de grandes produtores de gás. Portanto, percebeu-se uma janela de oportunidade de trabalhos que tratem das condições de alimentação, das composições do gás e dos preços condizentes com a realidade das plantas brasileiras.

*O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.*

## Referências

ABDULRAHMAN, R. K.; ZANGANA, M. H. S.; SEBASTINE, I. M. Optimal NGL Recovery from Natural Gas Using Turboexpander: A Case Study and Simulation. **Chemistry and Technology of Fuels and Oils**, 2015.

ALNOUSS, A.; IBRAHIM, M.; AL-SOBHI, S. A. Potential energy savings and greenhouse gases (GHGs) emissions reduction strategy for natural gas liquid (NGL) recovery: Process simulation and economic evaluation. **Journal of Cleaner Production**, 2018.

ANSARINASAB, H.; MEHRPOOYA, M. Evaluation of novel process configurations for coproduction of LNG and NGL using advanced exergoeconomic analysis. **Applied Thermal Engineering**, 2017.

ASPEN TECHNOLOGY. **A User Guide Manual for Aspen Physical Property V7.1. Aspen Tech HYSYS. Operation Guide**. Cambridge: [s.n.], 2009.

ASPENTECH. **Aspen Process Economic Analyzer**. Disponível em: <http://www.aspentech.com/products/economic-evaluation/aspen-process-economic-analyzer/> .

Acesso em: 15 out. 2018.

CAMPBELL R.E., WILKINSON J.D. **Hydrocarbon gas processing**. U.S. Patent 4,278,457. 1981.

CAMPBELL R.E., WILKINSON J.D., HUDSON H.M. **Hydrocarbon gas processing**. U.S. Patent 4,889,545. 1989.

CHEBBI, R. *et al.* Optimum ethane recovery in conventional turboexpander process. **Chemical Engineering Research and Design**, 2010.

CHEBBI, R.; KHERBECK, L. Optimizing ethane recovery in turboexpander processes. **Journal of Industrial and Engineering Chemistry**, 2015.

DIAZ, S.; BRIGNOLE, E. A.; BANDONI, A. Flexibility study on a dual mode natural gas plant in operation. **Chemical Engineering Communications**, 2002.

ELLIOT, D. *et al.* Benefits of Integrating NGL Extraction and LNG Liquefaction Technology. 2005, [S.l: s.n.], 2005.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Demanda de Energia 2050**. Rio de Janeiro, Janeiro de 2016. Disponível em <[http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-202/DEA 13-15 Demanda de Energia 2050.pdf](http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-202/DEA_13-15_Demanda_de_Energia_2050.pdf)>. Acesso em: 15 out. 2018.

GAMS. **General Algebraic Modeling System: Integrated Development Environment**. Washington, DC: GAMS Development Corporation, 2007.

MESFIN, G.; SHUHAIMI, M. A chance constrained approach for a gas processing plant with uncertain feed conditions. **Computers and Chemical Engineering**, 2010.

GETU, M. *et al.* Techno-economic analysis of potential natural gas liquid (NGL) recovery processes under variations of feed compositions. **Chemical Engineering Research and Design**, 2013.

GETU, M. *et al.* Risk-based optimization for representative natural gas liquid (NGL) recovery processes by considering uncertainty from the plant inlet. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, 2015.

GHORBANI, B. *et al.* Simulation and optimization of refrigeration cycle in NGL recovery plants with exergy-pinch analysis. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, 2012.

GHORBANI, B. *et al.* Cascade refrigeration systems in integrated cryogenic natural gas process (natural gas liquids (NGL), liquefied natural gas (LNG) and nitrogen rejection unit (NRU)). **Energy**, 2016.

GHORBANI, B. *et al.* Implementing absorption refrigeration cycle in lieu of DMR and C3MR cycles in the integrated NGL, LNG and NRU unit. **International Journal of Refrigeration**, 2017.

GHORBANI, B. *et al.* A comprehensive approach toward utilizing mixed refrigerant and absorption refrigeration systems in an integrated cryogenic refrigeration process. **Journal of Cleaner Production**, 2018.

GHORBANI, B.; HAMED, M. H.; AMIDPOUR, M. Development and optimization of an integrated process configuration for natural gas liquefaction (LNG) and natural gas liquids (NGL) recovery with a nitrogen rejection unit (NRU). **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, 2016.

JIBRIL, K.L., AL-HUMAIZI, A.L., IDRIS, A.A., IBRAHIM, A. A. Simulation study determines optimum turboexpander process for NGL recovery. **Oil Gas J.**, v. 104, p. 58–62, 2006.

JIN, C.; LIM, Y. Economic evaluation of NGL recovery process schemes for lean feed compositions. **Chemical Engineering Research and Design**, 2018.

KHAN, M. S. *et al.* Energy saving opportunities in integrated NGL/LNG schemes exploiting: Thermal-coupling common-utilities and process knowledge. **Chemical Engineering and Processing: Process Intensification**, 2014.

LEE, R.J., JAME, Y.Z., JUH, J.Y., ELLIOT, D.G. **Internal refrigeration for enhanced NGL recovery**. U.S. Patent 2006/0,150,672 A1. 2006.

LYNCH, J.T., CAIRO, C., HUDSON, H.M., WILKINSON, J.D. Unique Design Challenges in the Aux Sable NGL Recovery Plant. **81st Annual Convention of the Gas Processors Association**, Dallas, TX. 2002.

MEHRPOOYA, M.; VATANI, A.; ALI MOUSAVIAN, S. M. Introducing a novel integrated NGL recovery process configuration (with a self-refrigeration system (open-closed cycle)) with minimum energy requirement. **Chemical Engineering and Processing: Process Intensification**, 2010.

MEHRPOOYA, M.; VATANI, A.; MOOSAVIAN, S. M. A. Introducing a new parameter for evaluating the degree of integration in cryogenic liquid recovery processes. **Chemical Engineering and Processing: Process Intensification**, 2011.

MEHRPOOYA, M., TIRANDAZI, B., VATANI, A. A novel process configuration for co-production of NGL and LNG with low energy requirement. **Chemical Engineering and Processing**, 2013.

MEHRPOOYA, M., LAZEMZADE, R., SADAGHIANI, M. S., PARISHANI, H. Energy and advanced exergy analysis of an existing hydrocarbon recovery process. **Energy Conversion and Management**, 2016.

MEHRPOOYA, M., GHORBANI, B., SHIRMOHAMMADI, R. A novel energy efficient LNG/NGL recovery process using absorption and mixed refrigerant refrigeration cycles – Economic and exergy analyses. **Applied Thermal Engineering**, 2018.

MOKHATAB, S., POE, W. A., SPEIGHT, J. G. **Handbook of Natural Gas Transmission and Processing**. Gulf Professional Publ., Elsevier Inc., 2006.

RAHAMAN, A.A., YUSOF, A.A., WILKINSON, J.D., TYLER, L.D. Improving ethane extraction at the PETRONAS gas GPP-A facilities in Malaysia. **83rd Annual Convention of the Gas Processors Association**, New Orleans, LA. 2004.

SAGERS, M. J. Natural Gas Liquids and the Soviet Gas Processing Industry, **Soviet Economic Studies Branch**, Moscow, 1986.

SAYED, A., ASHOURB, I., GADALLA, M. Integrated process development for an optimum gas processing plant. **Chemical Engineering Research and Design**, 2017.

SPEIGHT, J. G. **The Chemistry and Technology of Petroleum**, 4 Ed., CRC Press, Boca Raton, 2006.

SPEIGHT, J. G. **Handbook of Industrial Hydrocarbon Processes**. Gulf Professional Publ., Oxford, 2011.

STEWART, M., ARNOLD, K. **Gas Sweetening and Processing Field Manual**, Gulf Professional Publ., Waltham, 2011.

UWITONZE, H., LEE, I., HWANG, K. S. Alternatives of integrated processes for coproduction of LNG and NGLs recovery. **Chemical Engineering and Processing**, 2016.

WANG, W.B. **Optimization of Expander Plants**. PhD dissertation, University of Tulsa. 1985.

WANG M., KHALILPOUR R., ABBAS A. Thermodynamic and economic optimization of LNG mixed refrigerant processes. **Energy Convers Manage**, 2014.

YAO J., CHEN J.J., ELLIOT, D.G. **Enhanced NGL recovery processes**. United States. patent number: 5,992,175. 1999.

## Apêndice: Artigos selecionados.

Título	Autores	Periódico	Ano de publicação	País	Banco de dados
A novel process configuration for co-production of NGL and LNG with low energy requirement	Ali Vatani, Mehdi Mehrpooya, Behnam Tirandazi	Chemical Engineering and Processing: Process Intensification	2013	IRÃ	CAPES
A comprehensive approach toward utilizing mixed refrigerant and absorption refrigeration systems in an integrated cryogenic refrigeration process	Bahram Ghorbani, Mehdi Mehrpooya, Reza Shirmohammadi, Mohammad-Hossein Hamed	Journal of Cleaner Production	2018	IRÃ	CAPES
A novel energy efficient LNG/NGL recovery process using absorption and mixed refrigerant refrigeration cycles – Economic and exergy analyses	Bahram Ghorbani, Reza Shirmohammadi, Mehdi Mehrpooya	Applied Thermal Engineering	2018	IRÃ	CAPES
Alternatives of integrated processes for coproduction of LNG and NGLs recovery	Hosanna Uwitonze, Inwon Lee, Kyu Suk Hwang	Chemical Engineering and Processing: Process Intensification	2016	COREIA DO SUL	CAPES
Cascade refrigeration systems in integrated cryogenic natural gas process (natural gas liquids (NGL), liquefied natural gas (LNG) and nitrogen rejection unit (NRU))	Bahram Ghorbani, Mohammad-Hossein Hamed, Majid Amidpour, Mehdi Mehrpooya	Energy	2016	IRÃ	CAPES
Development and optimization of an integrated process configuration for natural gas liquefaction (LNG) and natural gas liquids (NGL) recovery with a nitrogen rejection unit (NRU)	Bahram Ghorbani, Mohammad-Hossein Hamed, Majid Amidpour	Journal of Natural Gas Science and Engineering	2016	IRÃ	CAPES
Economic evaluation of NGL recovery process schemes for lean feed compositions	Chunhe Jin, Youngsub Lim	Chemical Engineering Research and Design	2018	COREIA DO SUL	WEB OF SCIENCE
Energy saving opportunities in integrated NGL/LNG schemes exploiting: Thermal-coupling common-utilities and process knowledge	Mohd Shariq Khan, Yus Donald Chaniago, Mesfin Getu, Moonyong Lee	Chemical Engineering and Processing: Process Intensification	2014	MALÁSIA E COREIA DO SUL	CAPES
Energy and advanced exergy analysis of an existing hydrocarbon recovery process	Mehdi Mehrpooya, Roozbeh Lazemzade, Mirhadi S. Sadaghiani, Hossein Parishani	Energy Conversion and Management	2016	IRÃ E ESTADOS UNIDOS	CAPES
Evaluation of novel process configurations for coproduction of LNG and NGL using advanced exergoeconomic analysis	Hojat Ansarinabab, Mehdi Mehrpooya	Applied Thermal Engineering	2017	IRÃ	CAPES
Implementing absorption refrigeration cycle in lieu of DMR and C3MR cycles in the integrated NGL, LNG and NRU unit	Bahram Ghorbani, Mohammad-Hossein Hamed, Majid Amidpour, Reza Shirmohammadi	International Journal of Refrigeration	2017	IRÃ	CAPES
Integrated process development for an optimum gas processing plant	Abd El-Rahman Sayed, Ibrahim Ashour, Mamdouh Gadalla	Chemical Engineering Research and Design	2017	EGITO	CAPES
Introducing a new parameter for evaluating the degree of integration in cryogenic liquid recovery processes	Mehdi Mehrpooya, Ali Vatani, S.M Ali Moosavian	Chemical Engineering and Processing: Process Intensification	2011	IRÃ	CAPES
Introducing a novel integrated NGL recovery process configuration (with a self-refrigeration system (open-closed cycle)) with minimum energy requirement	Mehdi Mehrpooya, Ali Vatani, S. M. Ali Moosavian	Chemical Engineering and Processing: Process Intensification	2010	IRÃ	CAPES
Optimal NGL Recovery From Natural Gas Using Turboexpander: a Case Study and Simulation	Ribwar K. Abdulrahman, Mohammed H. S. Zangana, Immanuel. M. Sebastine	Chemistry and Technology of Fuels and Oils	2015	IRAQUE E REINO UNIDO	WEB OF SCIENCE
Optimizing ethane recovery in turboexpander processes	Laura Kherbeck, Rachid Chebbi	Journal of Industrial and Engineering Chemistry	2015	EMIRADOS ÁRABES UNIDOS	CAPES
Optimum ethane recovery in conventional turboexpander process	R. Chebbi, N.S. Al-Amoodi, N. M. Abdel Jabbar, G.A. Husseini, K.A. Al Mazroui	Chemical Engineering Research and Design	2010	EMIRADOS ÁRABES UNIDOS	CAPES
Potential energy savings and greenhouse gases (GHGs) emissions reduction strategy for natural gas liquid (NGL) recovery: Process simulation and economic evaluation	Ahmed AlNouss, Mohamed Ibrahim, Saad A. Al-Sobhi	Journal of Cleaner Production	2018	CATAR	CAPES
Risk-based optimization for representative natural gas liquid (NGL) recovery processes by considering uncertainty from the plant inlet	Mesfin Getu, Shuhaimi Mahadzir, Yudi Samyudia, Mohd Shariq Khan, Alireza Bahadori, Moonyong Lee	Journal of Natural Gas Science and Engineering	2015	MALÁSIA, COREIA DO SUL E AUSTRÁLIA	WEB OF SCIENCE
Simulation and optimization of refrigeration cycle in NGL recovery plants with exergy-pinch analysis	B. Ghorbani, G.R. Salehi, H. Ghaemmaleki, M. Amidpour, M. H. Hamed	Journal of Natural Gas Science and Engineering	2012	IRÃ	CAPES
Techno-economic analysis of potential natural gas liquid (NGL) recovery processes under variations of feed compositions	Mesfin Getu, Shuhaimi Mahadzir, Nguyen Van Duc Long, Moonyong Lee	Chemical Engineering Research and Design	2013	MALÁSIA E COREIA DO SUL	CAPES