

Valorizzare il gas povero

Nuova tecnologia di deazotazione di gas naturale

di Angelo Carugati, Enrico Gambarotta, Paolo Pollesel, Liberato Ciccarelli

Presso Candela (Foggia) verrà avviato a breve un impianto dimostrativo per la separazione di azoto da gas naturale secondo un processo sviluppato da Eni Divisione Esplorazione e Produzione. L'impianto, da 80 mila $\text{sm}^3/\text{giorno}$, sarà alimentato con gas caratterizzato da alta percentuale di inerti che finora ne rendeva impossibile il trattamento. Lo studio di processo e la sperimentazione su impianto pilota sono stati completati con successo in EniTecnologie. Il processo ha il vantaggio di non richiedere unità criogeniche e di rendere disponibile il gas prodotto a una pressione di circa 20 bar.

In Italia esistono diversi giacimenti di gas naturale che, pur essendo localizzati in prossimità di una rete di distribuzione, non sono sfruttabili per l'elevato contenuto di inerti, principalmente anidride carbonica e azoto. Nella sola Puglia lo sfruttamento dei campi di gas "povero" porterebbe a produzioni complessive di gas stimabili in circa tre milioni di metri cubi giorno, a cui si potrebbe accompagnare anche una significativa produzione di condensati, stimabile nell'ordine di alcune centinaia di migliaia di barili/anno. Importanti giacimenti di gas con elevato contenuto di inerti esistono anche in altri paesi di potenziale interesse per Eni Divisione Esplorazione e Produzione, quali Iran e Cina. Il recupero in maniera efficiente di quantità rilevanti di gas naturale consente quindi l'impiego di quote sempre maggiori di combustibile "pulito". Rispetto agli altri combustibili idrocarburici comunemente utilizzati per la produzione di energia (olio combustibile, carbone) il metano ha il più basso rapporto C/H e può essere separato con tecnologie convenzionali e consolidate da prodotti solforati che lo accompagnano nel gas naturale (generalmente H_2S). Queste caratteristiche comportano indubbi benefici nell'utilizzo energetico per quello che riguarda la qualità delle emissioni (anidride carbonica, aromatici, particolato, SO_x). Le tecnologie per la rimozione di azoto da gas naturale hanno lo scopo di rendere possibile e remunerativo l'utilizzo di risorse idrocarburiche attualmente non sfruttate. La separazione della CO_2 dal gas naturale può essere effettuata con diverse tecnologie ormai consolidate (assorbimento in solventi con affinità sia fisica sia chimica e, per ridotte capacità, permeazione attraverso membrane). Viceversa, le tecnologie attualmente disponibili commercialmente per la rimozione di azoto, quali la separazione criogenica e, per ridotte capacità, la separazione via adsorbimento (Pressure swing adsorption, Psa) sono poco consolidate e spesso di incerta valenza economica. Eni Divisione Agip ha sviluppato un metodo di deazotazione, basato sull'assorbimento selettivo del CH_4 in un liquido idrocarburico, tipicamente virgin nafta, che consente l'ottenimento di un gas a specifica di rete (inerti totali <10%), mantenendo elevati recuperi di metano.

A. Carugati, E. Gambarotta, P. Pollesel, EniTecnologie SpA - San Donato Milanese (MI); L. Ciccarelli, Eni SpA Divisione Esplorazione e produzione - San Donato Milanese (MI). ppollesel@enitecnologie.eni.it

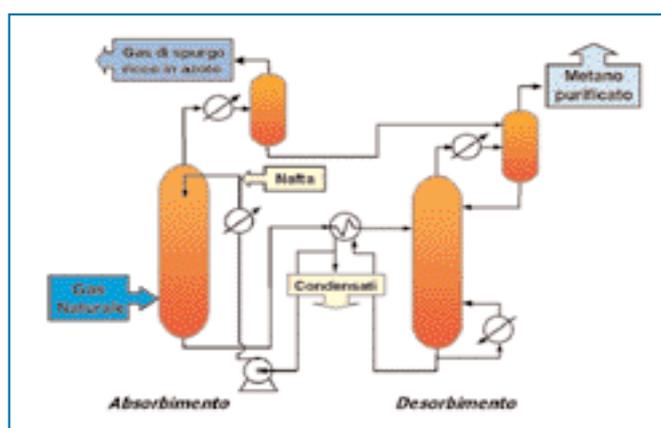


Figura 1 - Schema semplificato del nuovo processo Eni di deazotazione

Il processo Eni

L'idea principale del processo Eni è di assorbire idrocarburi gassosi leggeri (essenzialmente metano) in idrocarburi liquidi più pesanti (ad esempio virgin nafta). Si sfruttano le differenze nelle costanti di equilibrio liquido-vapore tra azoto ed idrocarburi per assorbire selettivamente gli idrocarburi gassosi in virgin nafta a temperatura ambiente e ad alta pressione. L'azoto non viene assorbito, rimane quindi in fase gassosa e viene facilmente separato dagli idrocarburi che escono dall'assorbitore come corrente liquida.

Tecnicamente il processo (Figura 1) consiste nel porre a contatto in controcorrente in una colonna di assorbimento a temperatura ambiente ed alta pressione il gas naturale, precedentemente purificato dalla CO_2 e dai liquidi da pozzo, con l'idrocarburo. L'effluente liquido recuperato dal fondo sarà saturo in metano, mentre l'effluente gassoso in uscita dalla testa sarà ricco in azoto e povero in metano. Il gas di testa costituirà l'effluente gassoso di scarto del processo. Il liquido di fondo viene poi trattato in un desorbitorio ad alta temperatura e media pressione per il recupero del metano a basso tenore di inerti. Il gas in uscita dalla testa del desorbitorio sarà idoneo per l'invio alla

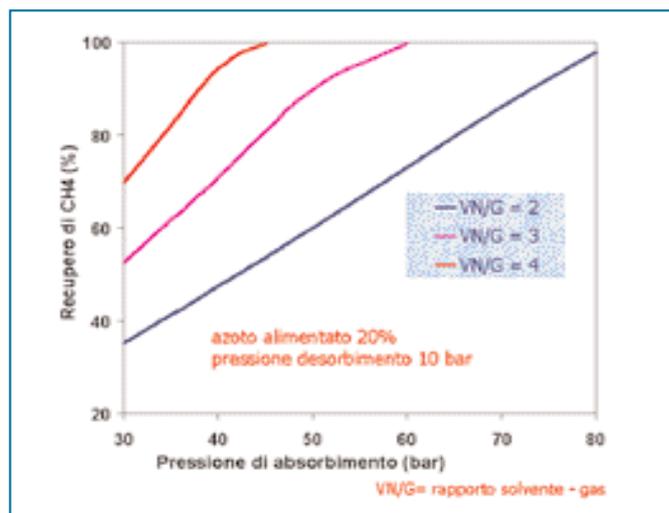


Figura 2 - Simulazione di processo-recupero CH_4 vs. pressione assorbimento-desorbimento 10 bar

rete di distribuzione. Il liquido di fondo, dopo opportuno make-up, viene inviato in testa alla colonna di assorbimento. A differenza di quanto avviene con le tecnologie concorrenti, il nuovo processo ha il vantaggio di effettuare l'assorbimento del metano a temperatura ambiente, senza ricorrere ad onerosi cicli frigoriferi e di rendere disponibili:

- un gas a specifica di rete ad una pressione ≥ 20 bar;
- un gas di spurgo a pressione $\geq 50-60$ bar.

La caratteristica processistica di produrre una corrente di gas a specifica in pressione è un vantaggio importante rispetto alle tecnologie concorrenti, dato che consente un risparmio sui costi di compressione per l'immissione del gas nella rete di distribuzione. Qualora si intenda valorizzare anche l'effluente gassoso di scarto dalla testa della colonna di assorbimento è possibile produrre anche una corrente di gas povero per il fabbisogno energetico del processo. Anche il gas di spurgo infatti, che ha un potere calorifico residuo, può essere valorizzato in impieghi come co-fuel, riducendo così i costi energetici del processo. Il processo non prevede pretrattamenti onerosi (rimozione spinta di CO_2 , rimozione completa di H_2O) poiché la temperatura di processo è ambiente. L'idea è stata protetta mediante un brevetto, che è stato recentemente concesso anche negli Stati Uniti^a.

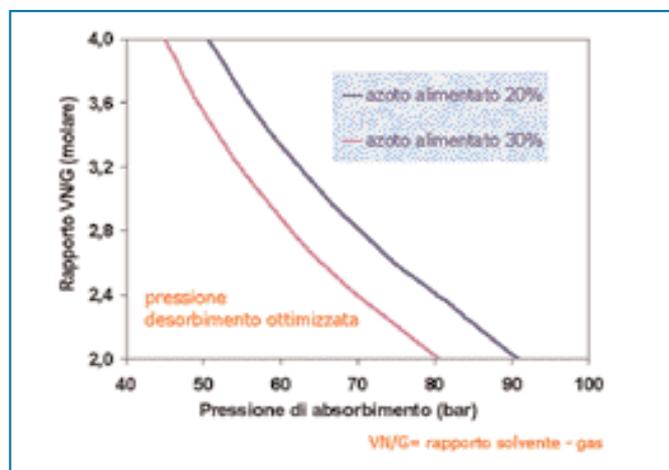


Figura 3 - Simulazione di processo-massimizzazione recupero metano

Studio preliminare di processo e attività pilota

Le fasi di studio preliminare di processo, di progettazione di impianto e di definizione del piano sperimentale sono state supportate dalla simulazione di processo (utilizzando il software Simsci PRO/II). Lo schema di processo fa riferimento all'impianto pilota. Il gas naturale, dopo compressione è alimentato alla torre di assorbimento, dalla testa della colonna esce il gas ricco in azoto, mentre dal fondo esce il solvente ricco in metano, che è alimentato alla colonna di desorbimento, per il recupero. Il fondo della colonna di stripping è mantenuto alla temperatura di processo ($200-210$ °C) da un reboiler. Dal fondo della colonna di desorbimento il solvente povero in metano, dopo raffreddamento, è inviato di nuovo nell'assorbitore.

L'influenza del rapporto solvente/gas e della pressione di assorbimento sul recupero di metano sono state indagate. Fissate la concentrazione massima di azoto (10% vol.) nel gas prodotto, la composizione del gas in alimentazione, la pressione di desorbimento, la temperatura di desorbimento e il rapporto solvente/gas in alimentazione, il recupero di metano aumenta con la pressione di assorbimento sino ad un valore che rappresenta il massimo recupero di metano per quella specifica condizione operativa del desorbimento (Figura 2). Quando la pressione del desorbimento viene aumentata, a parità di condizioni, il valore di massimo recupero di metano si abbassa. In particolare, quando la pressione di desorbimento passa da 10 a 20 bar, il recupero di metano nel gas prodotto passa all'incirca dal 99,5% al 95%. La simulazione di processo è stata applicata anche all'individuazione delle condizioni che massimizzano il recupero di metano nel gas prodotto. Ponendo come funzione obiettivo il massimo recupero e tenendo come vincolo una massima concentrazione di inerti del 10%, è possibile ottimizzare le pressioni di esercizio dell'assorbitore e del desorbimento, per diversi rapporti solvente/gas. Considerando che la pressione del desorbimento è la variabile meno sensibile (rimane quasi fissa a 10-12 bar) è possibile calcolare la pressione di assorbimento e il rapporto solvente gas ottimali per massimizzare il recupero di metano nel gas prodotto (Figura 3). Per le condizioni specificate in figura, la pressione ottimale di desorbimento si trova nell'intervallo compreso tra 10 e 12 bar.

Basandosi sui risultati dello studio di processo in EniTecnologie è stato progettato, realizzato, avviato ed esercito per un totale di oltre 400 ore di marcia un impianto pilota di deazotazione. Le specifiche di progetto sono riassunte di seguito:

- portata massima gas in alimentazione 2.300 NI/h;
- portata massima solvente 50 l/h;
- massima temperatura desorbimento 210 °C;
- massima pressione desorbimento 30 bar;
- massima pressione assorbitore 80 bar.

All'impianto è stato alimentato un gas sintetico costituito da una miscela di "metano" di rete, azoto ed eventualmente CO_2 . Le colonne di assorbimento e di desorbimento hanno diametro interno di 50 mm e sono riempite con anelli Pall per un'altezza di 2.800 mm ciascuna. I dati ottenuti dalla sperimentazione su impianto hanno confermato la possibilità di effettuare l'assorbimento del metano a temperatura ambiente senza ricorrere, a differenza di quanto avviene in processi concorrenti, ad onerosi cicli frigoriferi e sono state individuate le opzioni di processo e le condizioni operative per ottenere un gas a specifica di rete (contenuto di inerti inferiore al 10% volume) con recuperi di metano

^a Brevetto US 6,447,578.

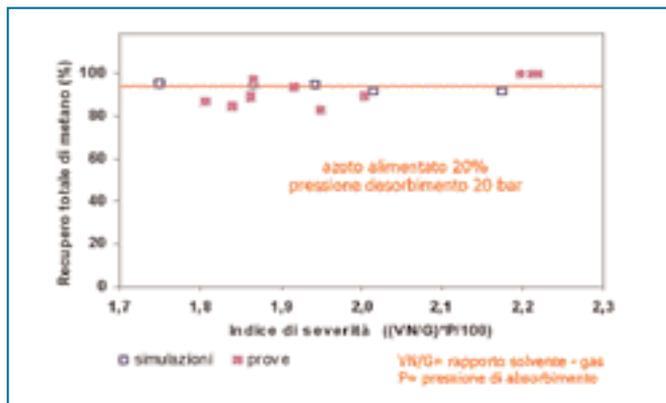


Figura 4 - Impianto pilota di deazotazione: confronto dati sperimentali-simulazioni

superiori al 90% partendo da gas ad elevato contenuto di azoto (20% oppure, con una variante al processo, 30%). Nel corso dell'attività il modello di simulazione è stato affinato mediante le risposte provenienti dalle prove sperimentali. Per le peculiari caratteristiche e scala dell'impianto pilota, l'efficienza reale è leggermente inferiore a quanto previsto dalle simulazioni, sia nella colonna di assorbimento, sia in quella di desorbimento, ma il buon accordo tra dati simulati e dati sperimentali per quanto riguarda il recupero totale di metano (Figura 4) induce ad ipotizzare, per impianti di scala maggiore, risultati molto prossimi a quelli simulati. Il modello messo a punto può quindi essere impiegato per prevedere, con una certa affidabilità, il comportamento dell'impianto al variare delle condizioni operative.

La valutazione tecnico-economica

I risultati della sperimentazione su impianto pilota hanno fornito i dati per una valutazione tecnico economica del processo scalandando alla taglia di maggior interesse industriale lo schema impiegato per la progettazione dell'impianto pilota. Gli indici economici attesi per un impianto da 1 milione di $\text{sm}^3/\text{giorno}^b$, che tratta gas naturale al 20% di azoto sembrano molto interessanti (IRR intorno al 50-60%) e ci rendono ottimisti sulle possibilità offerte dalla tecnologia. Il processo si configura come soluzione ideale quando la specifica di rete ammette un contenuto totale di inerti $\leq 10\%$ a partire da un gas con un contenuto di azoto del 20-25%. L'eventuale anidride carbonica

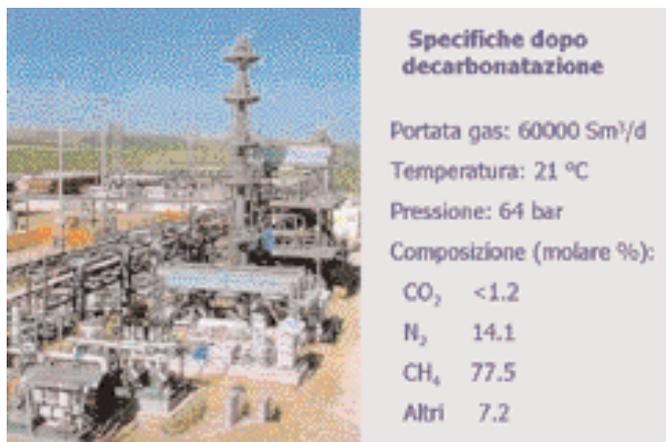


Figura 6 - Impianto di Faragola-Ordon: specifiche in ingresso unità di deazotazione

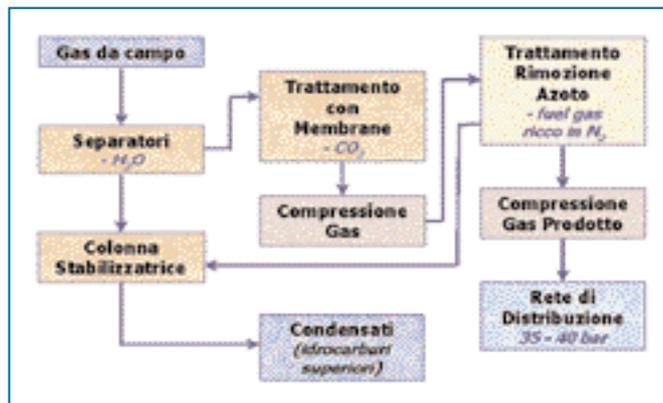


Figura 5 - Schema semplificato impianto di Candela, Faragola-Ordon

presente nel gas deve essere preventivamente rimossa quando la concentrazione è indicativamente superiore allo 0,5-1%.

Il dimostrativo di Candela

Un impianto dimostrativo di deazotazione con tecnologia Eni Divisione Esplorazione e Produzione, in grado di trattare 80.000 sm^3/g di gas povero, è stato realizzato nella zona di Candela e verrà avviato a breve. Per portare a specifica il gas rispetto alla CO₂, presente in concentrazioni superiori al 18%, è stato installato a monte della deazotazione un trattamento membrane. L'impianto è pertanto costituito da quattro sezioni principali (Figura 5):

- separatori in ingresso;
- unità di rimozione CO₂;
- unità di rimozione N₂;
- colonna stabilizzatrice dell'olio associato.

Il gas alimentato alla deazotazione (Figura 6) avrà un contenuto di azoto di circa il 14%. Le specifiche del gas prodotto prevedono un contenuto del 6,1% molare di azoto nel gas naturale, compatibile quindi con le specifiche della rete di distribuzione. Secondo le stime effettuate la configurazione proposta è tale da rendere economicamente sfruttabile il gas povero della zona di Candela già alla potenzialità dell'impianto dimostrativo. In futuro ulteriori vantaggi nell'applicazione della tecnologia Eni Divisione Esplorazione e Produzione potrebbero derivare dall'adozione nella colonna di assorbimento di elementi strutturati di nuova generazione al posto dei corpi di riempimento tradizionali. Ciò dovrebbe comportare una riduzione della dimensione dell'apparecchiatura stimabile fino a quattro volte, a parità di capacità di trattamento, con un impatto favorevole sotto il profilo dell'investimento. Nel corso di ulteriori attività sperimentali condotte in EniTecnologie sono stati impiegati riempimenti strutturati in condizioni applicative analoghe a quelle previste per la deazotazione per oltre 300 ore di marcia. Nelle condizioni adottate i riempimenti impiegati non hanno evidenziato alcuna criticità.

Conclusioni

La tecnologia messa a punto da Eni consente l'utilizzo di giacimenti di gas naturale che sarebbero altrimenti inutilizzabili. Il processo risulta economicamente competitivo con tecnologie convenzionali (separazione criogenica) o con nuovi processi che risultano vantaggiosi solo su piccola scala (Psa).

^b sm^3 : metro cubo a condizioni standard di 1 atm e 15 °C.