



تنظیم غلظت آمین در واحد شیرین سازی گاز پالایشگاه اول پارس جنوبی و تغییر مقدار تزریق آب جبرانی جهت تنظیم آن

بهناز جمشیدی¹، احمد رضا مهاجری²

مهندس ارشد تولید تفکیک پالایشگاه اول مجتمع گاز پارس جنوبی

سرپرست مهندسی و خدمات فنی پالایشگاه اول مجتمع گاز پارس جنوبی

چکیده:

در واحد شیرین سازی، گاز ترش ورودی با 0.55 و 2.06 درصد مولی سولفید هیدروژن و دی اکسیدکربن، توسط محلول متیل دی اتانول آمین رقیق شده با آب تا 45 درصد وزنی (45٪ آمین و 55٪ آب)، شیرین می گردد. این غلظت باید در طول فرایند شیرین سازی و گردش آمین در سیستم، حفظ شود. از طرفی گرمای بودن واکنش در برج جذب باعث بالا رفتن دمای گاز شیرین شده و همچنین وجود برج دفع با دمای بالا باعث افزایش دمای گاز اسیدی خارج شده از آن گردیده و این دو عامل از دلایل مهم هدر رفت آب همراه با جریان های خروجی و افزایش بیش از حد غلظت آمین می باشند. به همین دلیل جهت حفظ و تنظیم غلظت مورد نظر آمین، آب جبرانی به سیستم تزریق می گردد. در مواردی نیز که غلظت آمین گردشی در سیستم دچار افت می گردد، می توان دبی جریان آب جبرانی تزریقی به سیستم را تا زمان رسیدن آمین به غلظت مطلوب کاهش داد و یا قطع کرد. در این تحقیق، روش ها و فایل های محاسباتی جهت مشخص شدن مقدار آب تزریقی به سیستم در شرایط مختلف عملیاتی و مدت زمان قطع جریان آب جبرانی در حالت افت غلظت آمین ارائه گردیده است که به کمک این محاسبات، می توان جهت رسیدن به محصول با مشخصات استاندارد، غلظت آمین را با دقت بالا بدون صرف وقت اضافی جهت نمونه گیری های مکرر از محلول آمین گردشی، تست غلظت آن و آزمایش سعی و خطا، تنظیم کرد.

واژه های کلیدی: متیل دی اتانول آمین (MDEA) - گاز ترش (AG) - گاز شیرین - محتوای آب-آب جبرانی (cold condensate, cc)

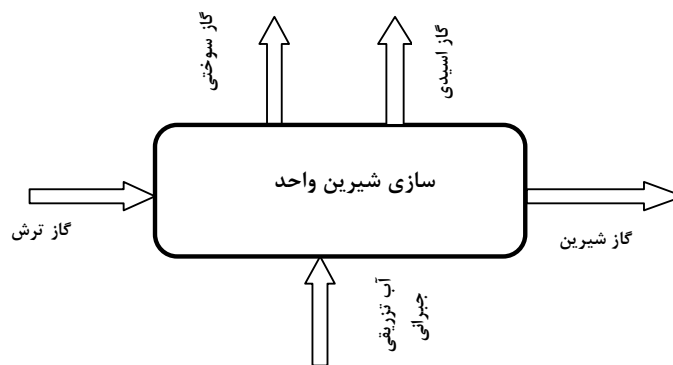
1- عملویه-مجتمع گاز پارس جنوبی-پالایشگاه اول - behnazjamshidi@yahoo.com
2- عملویه-مجتمع گاز پارس جنوبی-پالایشگاه اول - armohajer@gmail.com



1- مقدمه

ورودی و خروجی های اصلی واحد به صورت شمای کلی در نظر گرفته شده است. در مرحله اول محتوای آب تمامی جریان ها بر اساس داده های طراحی در دو فصل زمستان و تابستان از مدارک موجود واحد^[1] استخراج گردیده و بر اساس موازنه جرمی، مقدار آب تزریق شده در هر دو حالت به دست می آید.

در مرحله دوم، روش هایی جهت تعیین مقدار آب موجود در جریان های اصلی ورودی و خروجی واحد شیرین سازی ارائه می گردد و با توجه به ثابت نبودن شرایط عملیاتی، در نهایت این روش ها در قالب فایل محاسباتی، ارائه می گردد و می توان تنها با وارد کردن تعداد محدودی از اطلاعات در شرایط مختلف که عمدتاً شامل دما، فشار و دبی جریان می باشد، به محتوای آب هر جریان و مقدار آب تزریقی مورد نیاز دست یافت.



شکل شماره 1- شمای کلی ورودی و خروجی های اصلی واحد شیرین سازی

در مرحله سوم، با استفاده از فایل های محاسباتی ارائه شده، محتوای آب جریان ها و مقدار آب تزریقی لازم جهت جبران آب هدررفته از سیستم برای چهار مورد عملیاتی واقعی با دما و فشارهای مختلف و دبی های ثابت ماکزیمم گاز ترش ورودی، گاز اسیدی و گاز سوختی خروجی با مقادیر به ترتیب 545000، 6500 و 150 نرمال متر مکعب بر ساعت محاسبه و با هم مقایسه می گردند.

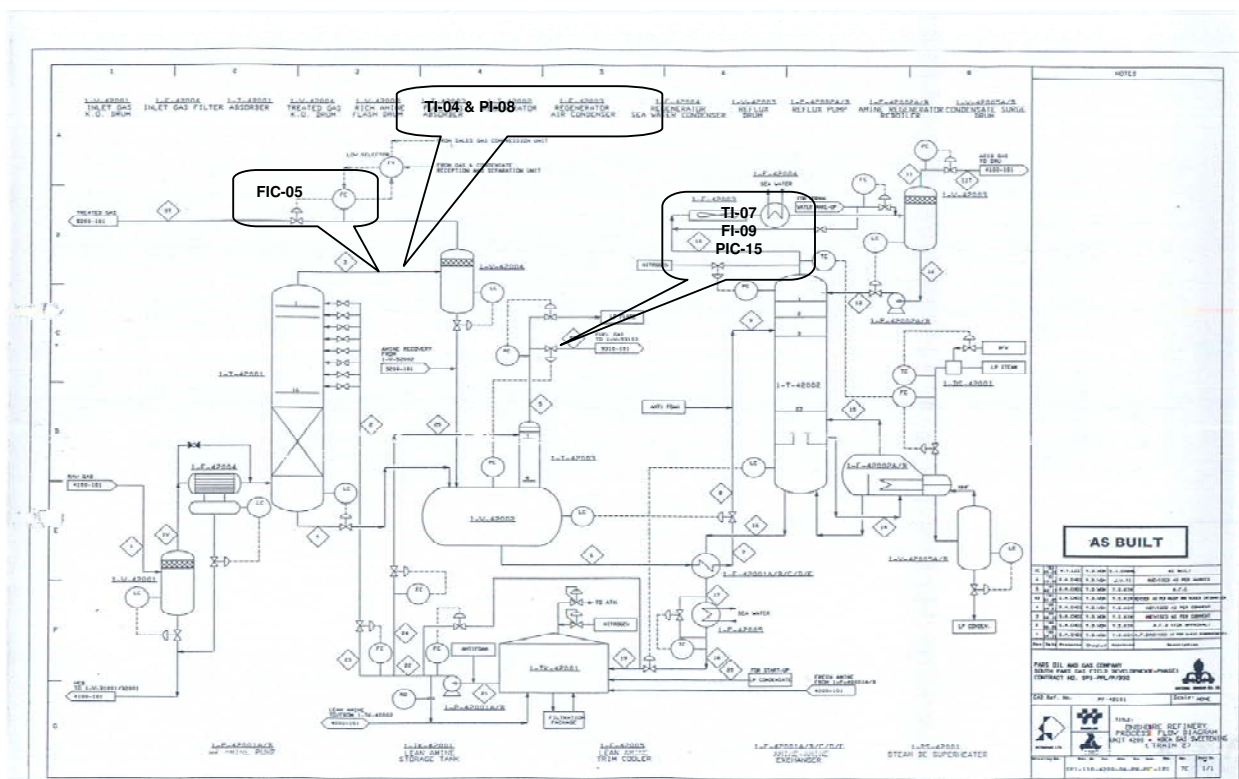
در مواردی که آمین گردشی در سیستم دچار افت غلظت گردیده درحالیکه آب جبرانی همچنان با دبی مشخص در حال تزریق است، جهت افزایش غلظت تا درصد مطلوب، می توان این جریان آب را برای مدت زمان مشخصی قطع کرده تا تاثیر آب مازاد موجود در سیستم به این نحو جبران گردد و در واقع به آمین فرصت داده شود که به غلظت مطلوب برسد. در مرحله چهارم، با استفاده از ارتفاع آمین موجود در تانک ذخیره و غلظت آمین در حال گردش، مقدار آب مازاد موجود در سیستم مشخص گردیده، همچنین مدت زمان لازم که جریان آب تزریقی باید قطع شود تا غلظت پایین آمین به اندازه یک درصد و همچنین تا رسیدن به غلظت مطلوب افزایش یابد، محاسبه و فایل محاسباتی مربوطه ارائه گردیده است.



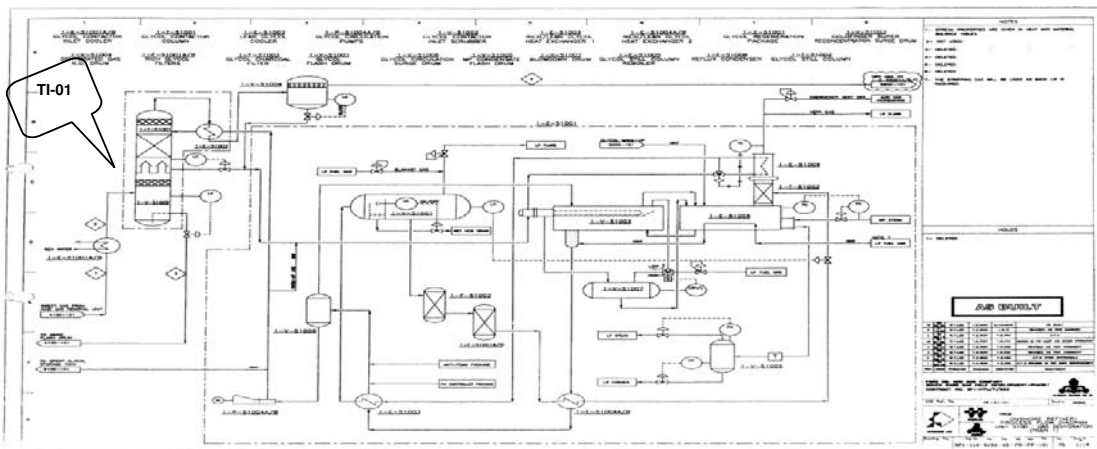
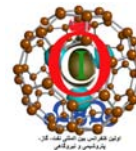
2- اقدامات و روش های محاسباتی:

روش های محاسباتی مربوط به هر جریان به همراه یک تصویر از فایل محاسباتی به عنوان نمونه ، قید می گردد. در فایل های محاسباتی ، می توان با وارد کردن پارامترهای اصلی که عمدتاً شامل دما، فشار و دبی می باشند ، به مقادیر خروجی کاملاً منطقی رسید.

2.1 مقدار آب موجود در گاز شیرین با استفاده از روش Bukacek [2] براساس نمایشگرهای دما در دو نقطه، هم در خروجی واحد شیرین سازی و هم در ورودی واحد پایین دستی به دست می آید. اطلاعات مورد نیاز ورودی شامل دما، فشار و دبی گاز شیرین می باشد. PI- 08 و TI-04 و FIC-05 نمایانگرهای فشار ، دما و دبی گاز شیرین خروجی از برج جذب واحد شیرین سازی، می باشند. TI-01 نمایانگر دمای گاز شیرین در ورودی واحد پایین دستی، واحد آبزدایی، بعد از کولر های ورودی واحد و سرد شدن گاز، می باشد.



شکل شماره 2- نقشه فرایند واحد شیرین سازی گاز



نمایشگر دما در ورودی واحد پایین دست (واحد آزادی)

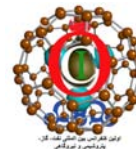
جدول شماره 1- نمونه فایل محاسباتی مقدار آب موجود در گاز شیرین

دما (درجه سانتیگراد)	فشار (بار مطلق)	محتوای آب گاز شیرین
35	68	
52.3694		پوند بر میلیون استاندارد فوت مکعب
840.4448		کیلوگرم بر میلیون استاندارد متر مکعب
840.4448		میلی گرم بر استاندارد متر مکعب
0.11028		درصد مولی
1102.8507		بخش بر میلیون (ppm)
545000		دبی گاز بر حسب نرمال متر مکعب بر ساعت
574955.164		دبی گاز بر حسب استاندارد متر مکعب بر ساعت
483.2180		محتوای آب گاز شیرین (کیلوگرم بر ساعت)

2.2 مقدار آب موجود در گاز سوختی خروجی از واحد نیز با استفاده

از روش Bukacek به دست می آید. اطلاعات مورد نیاز ورودی شامل فشار، دما و دبی گاز سوختی می باشد که نمایانگرهای آنها به ترتیب PIC-15 ، TI-07 و FI-09 می باشند.

جدول شماره 2- نمونه فایل محاسباتی مقدار آب موجود در گاز سوخت خروجی



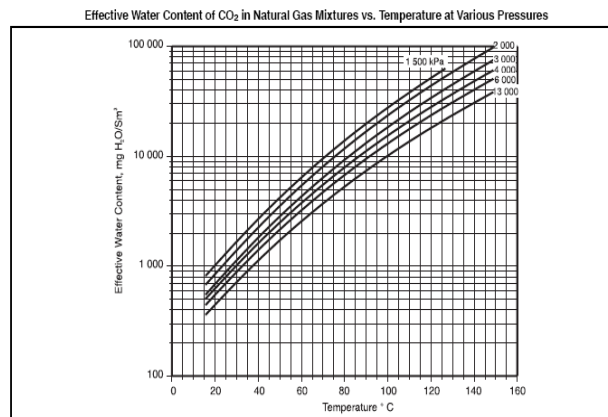
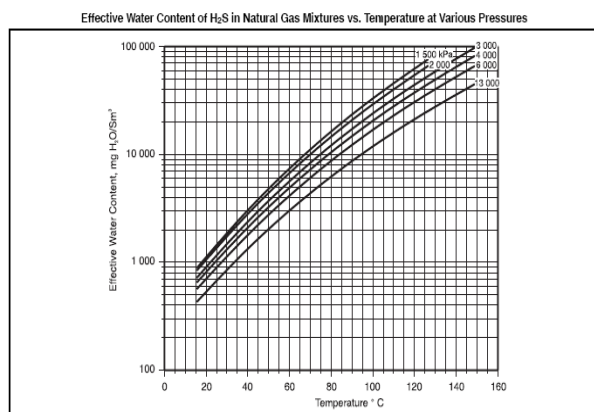
دما(درجه سانتی گراد)	فشار(بارمطلق)	محتوای آب گاز سوختی خروجی
37	8	
380.5496		پوند بر میلیون استاندارد فوت مکعب
6107.2005		کیلوگرم بر میلیون استاندارد متر مکعب
6107.2005		میلی گرم بر استاندارد متر مکعب
0.80140069		درصد مولی
8014.0069		بخش بر میلیون (ppm)
150		دبی گاز سوختی بر حسب نرمال متر مکعب بر ساعت
158.2445		دبی گاز سوختی بر حسب استاندارد متر مکعب بر ساعت
0.96643		محتوای آب گاز سوختی بر حسب کیلوگرم بر ساعت

2.3 مقدار آب موجود در گاز ترش ورودی با استفاده از روش Bukacek

و [3] GPSA و با در نظر گرفتن مجموع محتوای آب حاصله از سه جزء هیدروکربنی، دی اکسید کربن و سولفید هیدروژن محاسبه می گردد. سهم آب موجود ناشی از بخش هیدروکربنی جریان، از روش Bukacek و سهم آب ناشی از حضور دی اکسید کربن و سولفید هیدروژن از نمودارهای موجود در GPSA محاسبه می شوند:

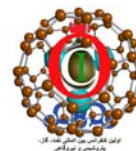
$$W = y_{HC}W_{HC} + y_{CO2}W_{CO2} + y_{H2S}W_{H2S} \quad (1)$$

شکل شماره 4 و 5- مقدار آب موثر ناشی از حضور سولفید هیدروژن و دی اکسید کربن در گاز ترش



همانطور که از شکل 4 و 5 مشخص است نمودار محتوای آب، محدود به

پنج فشار مشخص است. معادله این منحنی ها با دقت بالا در محدوده دمایی عملیاتی مورد استفاده ما، استخراج گردید. برای مشخص کردن مقدار آب در فشارهای میانی نیز از درون یابی استفاده می گردد. دو ماژول در اکسل تعریف گردید که معادلات استخراج شده از اشکال 4 و 5 و روابط درون یابی مربوط به فشارهای میانی در این دو ماژول تعریف شده اند و سهم آب ناشی از حضور سولفید هیدروژن و دی اکسید کربن را در فشار و دماهای مختلف به ما می دهند.



به دلیل موجود نبودن دستگاه کروماتوگرافی گاز ترش جهت تعیین درصد سولفید هیدروژن و دی اکسید کربن، از آخرین اندازه گیری های انجام شده توسط پژوهشگاه صنعت نفت [4] استفاده گردید که بر آن اساس، درصداوقعی سولفید هیدروژن و دی اکسید کربن موجود در گاز ترش به ترتیب 0.42 و 2.4 درصد مولی در نظر گرفته شده است که با توجه به داده های طراحی و شرایط عملیاتی، مقادیر کاملاً قابل قبولی می باشند.

جدول شماره 3- آنالیز گاز ترش ورودی به واحد شیرین سازی

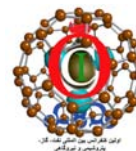
آنالیز گاز ترش ورودی به پالایشگاه		
ماده	روش تست	درصد مولی
سولفید هیدروژن	UOP 212	0.42
نیتروژن	ASTM D 1945	3.3
متان	ASTM D 1945	84.3
دی اکسید کربن	ASTM D 1945	2.4
اتان	ASTM D 1945	6
پروپان	ASTM D 1945	2.07
ایزو بوتان	ASTM D 1945	0.37
نرمال بوتان	ASTM D 1945	0.58
ایزو پنتان	ASTM D 1945	0.19
نرمال پنتان	ASTM D 1945	0.15
هگزان	ASTM D 1945	0.15
هپتان	ASTM D 1945	0.04
اکتان	ASTM D 1945	0.02
نونان	ASTM D 1945	0.01

جدول شماره 4- نمونه فایل محاسباتی مقدار آب موجود در گاز ترش

محتوای آب بخش هیدروکربنی جریان	
فشار (بار مطلق)	دما (درجه سانتی گراد)
70	30
39.8726	
پوند بر میلیون استاندارد فوت مکعب	
639.89	
کیلوگرم بر میلیون استاندارد متر مکعب	
639.89	
میلی گرم بر استاندارد متر مکعب	
0.083967	
درصد مولی	
839.67	
بخش بر میلیون (ppm)	
54500	
دبی گاز بر حسب نرمال متر مکعب بر ساعت	
574955.164	
دبی گاز بر حسب استاندارد متر مکعب بر ساعت	
367.908	
محتوای آب بخش هیدروکربنی بر حسب کیلوگرم بر ساعت	
1295.01	
محتوای آب ناشی از سولفید هیدروژن ، میلی گرم بر استاندارد متر مکعب	
1000.8	
محتوای آب ناشی از دی اکسید کربن، میلی گرم بر استاندارد متر مکعب	
665.1258	
محتوای کلی آب گاز ترش بر حسب میلی گرم بر استاندارد متر مکعب	
382.41	
محتوای کلی آب گاز ترش بر حسب کیلوگرم بر ساعت	

بن کنفرانس بین المللی نفت، گاز، پتروشیمی و نیروگاهی

مرکز همایش های بین المللی هتل المپیک تهران



2.4 مقدار آب موجود در گاز اسیدی با فشار متوسط عملیاتی 1.8 بار مطلق و دماهای 22 و 36 درجه سانتیگراد در فصول زمستان و تابستان، 1.55 و 3.48٪ می باشد در حالیکه مقدار طراحی آن بر اساس موازنه جرم پالایشگاه، 4.79٪ می باشد:

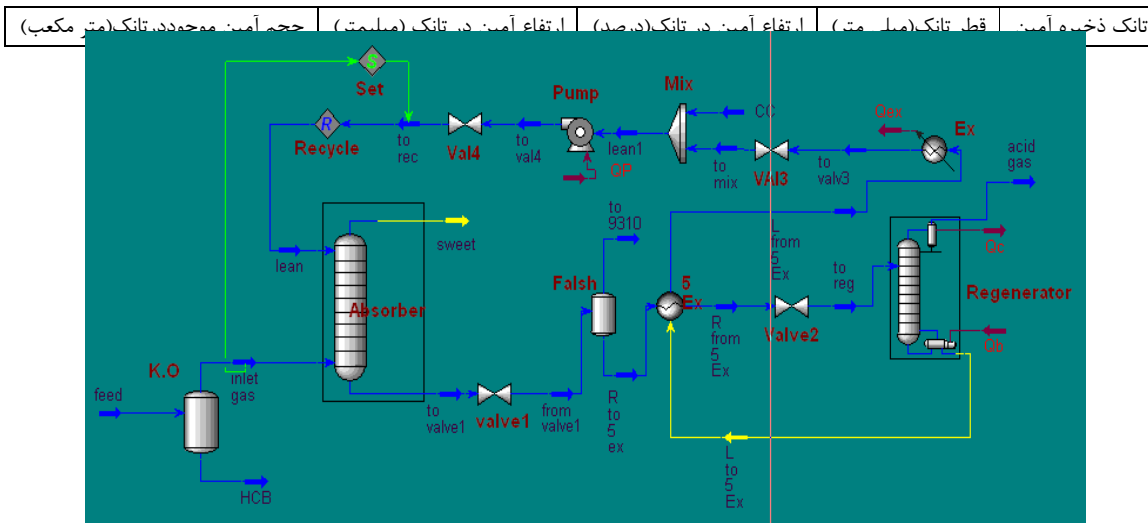
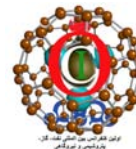
جدول شماره 5 و 6-آنالیز گاز اسیدی در دمای 22 و 36 درجه سانتیگراد (زمستان و تابستان)

آنالیز گاز اسیدی در دمای 22 درجه سانتیگراد (زمستان)			آنالیز گاز اسیدی در دمای 36 درجه سانتیگراد (تابستان)		
ماده	کیلومول بر ساعت	درصد	ماده	کیلومول بر ساعت	درصد
متان	1.3721	0.05	متان	1.34514	0.49
دی اکسید کربن	186.453	67.83	دی اکسید کربن	182.788	66.49
اتان	0.54938	0.2	اتان	0.53859	0.2
سولفید هیدروژن	82.258	29.92	سولفید هیدروژن	80.642	29.34
آب	4.2596	1.55	آب	9.57852	3.48
کل	274.893	100	کل	274.892	100

آب موجود در گاز اسیدی

محتوای آب گاز اسیدی	
37	دما (درجه سانتی گراد)
1.8	فشار (بار مطلق)
3.618	محتوای آب بر حسب درصد مولی
2.822	دانسیته (کیلوگرم بر متر مکعب)
39.998	جرم مولکولی (کیلوگرم بر کیلومول)
6500	دبی گاز اسیدی (نرمال متر مکعب بر ساعت)
4100.529	دبی گاز اسیدی (متر مکعب بر ساعت)
188.3966	محتوای آب گاز اسیدی (کیلوگرم بر ساعت)

اطلاعات مورد نیاز ورودی فایل محاسباتی، دما، فشار و دبی گاز اسیدی می باشند. دانسیته و جرم مولکولی گاز اسیدی در دودمای 22 و 36 درجه سانتیگراد توسط نرم افزار Hysys^[9] محاسبه گردید. مقادیر این دو پارامتر و همچنین محتوای آب در دماهای دیگر نیز با استفاده از درون یابی به دست می آیند که روابط آن به فایل محاسباتی خواننده شده است.



شکل شماره 6- شمای شبیه سازی واحد شیرین سازی با نرم افزار HYSYS

2.5 حجم کل تانک آمین 268 متر مکعب می باشد. در حالت عملیاتی، مقدار آمین جمع شده در سیستم (hold up) شامل تانک آمین، خطوط و تجهیزات واحد شیرین سازی از جمله برج جذب، درام ها، مبدل ها و غیره، به طور متوسط 250 متر مکعب می باشد. ارتفاع آمین موجود در تانک آمین در حالت عملیاتی واقعی، معمولاً" در رنج 35-55 درصد نوسان دارد. حجم آبی که باید از سیستم دفع شود تا غلظت آمین گردش در سیستم 1٪ افزایش یابد از طریق موازنه آمین موجود در سیستم محاسبه می شود:

$$(250 - X) * (C1 + 0.01) = C1 * 250 \quad (2)$$

C1: غلظت اولیه آمین

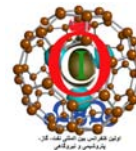
X: حجم آبی که باید از سیستم خارج شود بر حسب متر مکعب

اطلاعات مورد نیاز ورودی فایل محاسباتی، ارتفاع آمین موجود در تانک، غلظت اولیه و نهایی آمین گردش در سیستم و دبی تزریق آب جبرانی می باشند.

جدول شماره 8- مقدار و زمان قطع آب جبرانی جهت افزایش غلظت آمین

بن کنفرانس بین المللی نفت، گاز، پتروشیمی و نیروگاهی

مرکز همایش های بین المللی هتل المپیک تهران



134.303	4750	50	6000	
40	غلظت اولیه آمین (درصد وزنی)			
43	غلظت نهایی آمین (درصد وزنی)			
50	ارتفاع آمین در تانک ذخیره (درصد)			
134.303	گاز اسیدی	گاز سوختی	گاز	مقدار آمین موجود در تانک ذخیره (متر مکعب)
250	مدت زمان توقف تزریق آب (ساعت)			
3	اختلاف غلظت (درصد وزنی)			
6.098	مقدار آبی که جهت افزایش یک درصدی غلظت آمین باید از سیستم خارج گردد (متر مکعب)			
18.293	مقدار آبی که جهت افزایش غلظت آمین به غلظت نهایی مطلوب باید از سیستم خارج گردد (متر مکعب)			
0.9	چگالی تزریق آب جبرانی (متر مکعب بر ساعت)			
20.325	مدت زمان توقف تزریق آب (ساعت)			

3.1 محتوای آب جریانها و مقدار آب تزریقی در حالت

100 درصد ظرفیت طراحی، طبق جداول زیر می باشد. با توجه به مقادیر، مقدار آب تزریقی در تابستان بیشتر می باشد که با توجه به بالا تر بودن نسبی دمای گاز ورودی و دمای گاز خروجی در تابستان و نتیجتاً هدرفت بیشتر آب به همراه گاز شیرین خروجی، منطقی می باشد.

جدول شماره 9- مقادیر طراحی آب در زمستان

حالت طراحی 100% ظرفیت در زمستان				
جریان	دما (درجه سانتیگراد)	فشار (بار مطلق)	محتوای آب (کیلوگرم بر ساعت)	دبی (کیلوگرم بر ساعت)
گاز ترش	10.6	70.5	47.5	461432.6
گاز شیرین	40.95	69.5	1035.3	897894.5
گاز سوختی	46.9	7	6.8	610.7
گاز اسیدی	45	1.9	289.1	12945.2
آب تزریقی جبرانی، کیلوگرم بر ساعت	1283.7			

جدول شماره 10- مقادیر طراحی آب در تابستان

طراحی 100% ظرفیت در تابستان				
جریان	دما (درجه سانتیگراد)	فشار (بار مطلق)	محتوای آب (کیلوگرم بر ساعت)	دبی (کیلوگرم بر ساعت)
گاز ترش	24.71	70.5	47.5	469318.7
گاز شیرین	45.78	69.5	1386.9	914034
گاز سوختی	46.88	7	6.3	575.3
گاز اسیدی	45	1.9	289.1	12955.8
آب تزریقی جبرانی، کیلوگرم بر ساعت	1634.9			

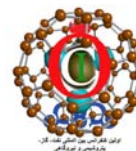
3.2 محتوای آب جریانها و مقدار آب تزریقی در نظر گرفته شده

در چهار حالت واقعی عملیاتی بررسی شده بر اساس روش های ارائه شده طبق جدول زیر می باشد) فشار بر حسب بار مطلق و دما بر حسب درجه سانتیگراد می باشد):

جدول شماره 11- مقادیر واقعی آب در جریان های ورودی و دبی مورد نیاز آب جبرانی تزریقی

بن کنفرانس بین المللی نفت، گاز، پتروشیمی و نیروگاهی

مرکز همایش های بین المللی هتل المپیک تهران



	فشار	دما	فشار	دما	فشار	دما	فشار	دما	
315.02	2	22	8	26	68	33	70	19	حالت واقعی زمستان براساس دمای گاز شیرین خروجی از واحد شیرین سازی
	80.76		0.534		437.6		203.9		
535.22	2	37	8	37	68	40	70	24	حالت واقعی تابستان براساس دمای گاز شیرین خروجی از واحد شیرین سازی
	188.4		0.96		613.3		2695.5		
150.5	2	22	8	26	68	24	70	19	حالت واقعی زمستان براساس دمای گاز شیرین ورودی به واحد پایین دستی
	80.76		0.534		273.1		203.9		
403.11	2	37	8	37	68	35	70	24	حالت واقعی تابستان براساس دمای گاز شیرین ورودی به واحد پایین دستی
	188.4		483.2		483.2		269.5		

همانطور که مشخص است مقدار آب موجود در گاز شیرین بر اساس دمای ورودی به واحد آبزدایی از مقدار آب موجود در گاز شیرین بر اساس دمای خروجی از واحد شیرین سازی، کمتر می باشد چراکه دما توسط کولرهای ورودی واحد آبزدایی کاهش یافته است که منجر به هدررفت مقدار کمتری آب با جریان گازی می شود. بنابراین مقدار آب مورد نیاز جبرانی جهت تزریق کمتر می باشد. این نتیجه می تواند معیاری از قابل اعتماد بودن داده های خروجی فایل محاسباتی می باشد. در واقع تکرار محاسبات با در نظر گرفتن محتوای آب جریان ورودی به واحد آبزدایی، جهت اطمینان از صحت عملکرد فایل های محاسباتی و روش های ارائه شده انجام گردیده است. همچنین در این چهار حالت نیز مقدار آب تزریقی در تابستان بیشتر از زمستان می باشد که منطقی می باشد.

به کمک این محاسبات، می توان با وارد کردن شرایط عملیاتی جریان های ورودی و خروجی واحد، غلظت آمین را با دقت بالا بدون صرف وقت اضافی جهت نمونه گیری های مکرر از محلول آمین گردشی، تست غلظت آن و آزمایش سعی و خطا، تنظیم کرد.

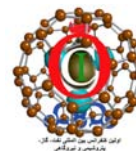
مراجع:

[1] موازنه جرم واحد شیرین سازی پالایشگاه اول

[4] آنالیز گاز ترش ورودی (پژوهشگاه صنعت نفت)

- [2] bukacek method
 [3] GPSA handbook
 5] HYSYS

[



Adjusting the MDEA concentration and cold condensate flow rate in sweetening unit of South Pars Gas Complex

Behnaz Jamshidi ¹, AhmadReza Mohajeri ²

1-South Pars Gas Complex-Assaluyeh-Iran , Behnazjamshidi@yahoo.com

2- South Pars Gas Complex-Assaluyeh-Iran, armohajer@gmail.com

Abstract:

Sour gas enters to the South Pars Gas Refinery with H₂S & CO₂ content of 0.55 & 2.06 % mol respectively. It is sweated by EAP selective MDEA process. The process may be operated to perform the complete removal of H₂S, while only part of the CO₂ is absorbed in the solvent. The present design is based on a solvent concentration of 45% wt. (4N solution). Circulating MDEA should be kept on this concentration during the operation.

Some water losses with outlet streams (acid gas, fuel gas and sweet gas) due to exothermic absorption in absorber and high temperature in regenerator. As a result, circulating amine concentration increases. Cold condensate is injected to reflux drum to compensate the carried over water and maintain the amine on acceptable concentration. From the other hand, in cases which circulating amine meets the lower concentration (<45% wt), this cold condensate make up stream should be stopped to improve the concentration. The following calculations have been done in this regard: extracting the required cold condensate flow rate for 100% design rich summer and winter cases according to unit mass balance, using some methods such as Bukacek and GPSA to calculate the water content of main inlet and outlet streams and the required cold condensate. These methods have been presented as an general excel calculation file which can be used for different operating cases, calculating the main streams water content and also cold condensate flow rate in four actual operating cases by using this calculation file and comparing them, and as the last step, in case of circulating amine low concentration, cold condensate can be stopped for a while to improve it to acceptable range, so amount of cold condensate which should be stopped from injection for a while in order to increase the concentration for both 1% and from low concentration to the desired one and also the required stopping time of this stream, have been calculated and presented as another calculation excel file. By using these files, it is possible to adjust the amine concentration more easily and accurately without spending much time on repetitive changing the cold condensate injection rate, sampling and testing the amine concentration.

Keywords: MDEA, sour gas, acid gas (AG), water content, cold condensate (CC)