

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ



موسسه آموزش عالی انرژی

دانشکده فنی و مهندسی

پایان نامه دوره کارشناسی ارشد

مهندسی شیمی - بهداشت، ایمنی و محیط زیست (HSE)

عنوان

بهینه سازی هوای تنفسی از طریق کاهش غلظت

H_2S در هنگام نشت در سکوهای گاز

پارس جنوبی

استاد راهنما:

دکتر مجتبی میرزایی

استاد مشاور:

دکتر فریده قوی پنجه

پژوهشگر:

محمدرضا بهادری

بهمن ۹۷



این فرم باید توسط دانشجو تایپ شده به تعداد خواسته شده، در روز دفاع تحویل داده شود.

صور تجلسه دفاع

تاریخ صور تجلسه گروه آموزشی	
شماره دانشجویی	۱۸۵۴
کد دفاع	
تاریخ صور تجلسه شورای پژوهشی	

با تأییدات خداوند متعال جلسه دفاع از پایان نامه کارشناسی ارشد خانم/ آقای		محمدرضا بهادری	
در رشته:	مهندسی شیمی HSE	تحت عنوان:	بهینه سازی هوای تنفسی از طریق کاهش غلظت H ₂ S در هنگام نشت در سکوها گاز پارس جنوبی
با حضور استاد راهنما، استاد(استادان) مشاور و هیأت داوران در مؤسسه آموزش عالی انرژی ساوه در تاریخ		۱۳۹۷/۱۱/۲۴	تشکیل گردید.
در این جلسه، پایان نامه: □ با موفقیت مورد دفاع قرار گرفت □ نیازمند اصلاحات است □ مردود اعلام گردید.			
نامبرده نمره	با امتیاز	(بدون احتساب نمره مقاله) دریافت نمود.	

نام و نام خانوادگی استاد راهنما	دکتر مجتبی میرزائی	محل امضاء
نام و نام خانوادگی استاد مشاور	دکتر فریده قوی پنجه	محل امضاء
هیأت داوران:	محل امضاء ۱	محل امضاء ۲
۱- ۲-		
مدیر گروه یا رئیس تحصیلات تکمیلی واحد: نام و نام خانوادگی محل امضاء	مؤسسه آموزش عالی انرژی ساوه معاون پژوهشی و فناوری	



موسسه آموزش عالی انرژی

دانشکده فنی و مهندسی

منشور اخلاق پژوهش

بیایم از خداوند بجان و اعتقاد به این که عالم محضر خداست و همواره ناظر بر اعمال انسان و به منظور پاس داشت مقام بلند دانش و پژوهش و نظریه اهمیت جایگاه دانشگاه در اعتلای فرهنگ و تمدن بشری، دانشجویان و اعضاء هیات علمی واحد های دانشگاه آزاد اسلامی متعهد می گردیم اصول زیر را در انجام فعالیت های پژوهشی مد نظر قرار داده و از آن تحفظ نکنیم:

- ۱- اصل برائت: التزام به برائت جویی از هر گونه رفتار غیر حرفه ای و اعلام موضع نسبت به کسانی که حوزه علم و پژوهش را به شائبه های غیر علمی می آلائند.
- ۲- اصل رعایت انصاف و امانت: تعهد به اجتناب از هر گونه جانب داری غیر علمی و حفاظت از اموال، تجهیزات و منابع در اختیار.
- ۳- اصل ترویج: تعهد به رواج دانش و اشاعه نتایج تحقیقات و انتقال آن به همکاران علمی و دانشجویان به غیر از مواردی که منع قانونی دارد.
- ۴- اصل احترام: تعهد به رعایت حریم ها و حرمت ها در انجام تحقیقات و رعایت جانب تعد و خودداری از هر گونه حرمت شکنی.
- ۵- اصل رعایت حقوق: التزام به رعایت کامل حقوق پژوهشگران و پژوهشگران (انسان، حیوان و نبات) و سایر صاحبان حق.
- ۶- اصل رازداری: تعهد به صیانت از اسرار و اطلاعات محرمانه افراد، سازمان ها و کلیه افراد و نهادهای مرتبط با تحقیق.
- ۷- اصل حقیقت جویی: تلاش در راستای پی جویی حقیقت و وفاداری به آن و دوری از هر گونه پنهان سازی حقیقت.
- ۸- اصل مالکیت مادی و معنوی: تعهد به رعایت کامل حقوق مادی و معنوی دانشگاه و کلیه همکاران پژوهش.
- ۹- اصل منافع ملی: تعهد به رعایت مصالح ملی و در نظر داشتن پیشبرد و توسعه کشور در کلیه مراحل پژوهش.



کد فرم: RES-08-00

موسسه آموزش عالی انرژی

فرم تعهدنامه اصالت پایان نامه

اینجانب دانش‌آموخته مقطع کارشناسی ارشد ناپیوسته در رشته که در تاریخ از
پایان نامه خود با عنوان
با کسب نمره و درجه دفاع نموده‌ام بدینوسیله اعلام می‌کنم:

(۱) این پایان نامه حاصل تحقیق و پژوهش اینجانب بوده و در مواردی که از دستاوردهای علمی و پژوهشی دیگران (اعم از پایان نامه، کتاب، مقاله و ...) استفاده کرده‌ام، مطابق ضوابط موجود، نام منبع مورد استفاده و سایر مشخصات آن را در فهرست منابع ذکر و درج نموده‌ام.

(۲) این پایان نامه قبلاً برای دریافت هیچ مدرک تحصیلی (هم سطح، پایین‌تر یا بالاتر) در سایر دانشگاه‌ها و مؤسسات آموزش عالی داخلی و خارجی ارائه نشده است.

ضمناً متعهد می‌شوم:

(۳) چنانچه بعد از فراغت از تحصیل، قصد استفاده و هر گونه بهره‌برداری اعم از چاپ مقاله، کتاب، ثبت اختراع و ... از این پایان نامه را داشته باشم، از استاد محترم راهنما، گروه آموزشی مربوطه و معاونت پژوهشی مجوزهای لازم را اخذ نمایم.

(۴) چنانچه در هر مقطع زمانی خلاف موارد فوق ثابت شود، عواقب ناشی از آن را بپذیرم و موسسه آموزش عالی انرژی مجاز است با اینجانب مطابق ضوابط و مقررات رفتار نموده و در صورت ابطال مدرک تحصیلی‌ام، هیچگونه ادعایی نخواهم داشت.

نتایج تحقیقات مندرج در این پایان نامه و دستاوردهای مادی و معنوی ناشی از آن (شامل فرمول‌ها، توابع کتابخانه‌ای، نرم افزارها، سخت افزارها و مواردی که قابلیت ثبت اختراع دارد) متعلق به موسسه آموزش عالی انرژی است. هیچ شخصیت حقیقی یا حقوقی بدون کسب اجازه از موسسه آموزش عالی انرژی حق فروش و ادعای مالکیت مادی یا معنوی بر آن یا ثبت اختراع از آن را ندارد. همچنین کلیه حقوق مربوط به چاپ، تکثیر، نسخه برداری، ترجمه، اقتباس و نظائر آن در محیط‌های مختلف اعم از الکترونیکی، مجازی یا فیزیکی برای موسسه آموزش عالی انرژی محفوظ است. نقل مطالب با ذکر مآخذ بلامانع است.

نام و نام خانوادگی:

تاریخ و امضاء:

بسمتعالی

فرم چکیده پایان نامه

الصاق عکس

الزامی است.

مشخصات دانشجو و پایان نامه

نام و نام خانوادگی: محمد رضا بهادری	رشته کارشناسی و دانشگاه: مترجمی زبان انگلیسی - ماهدشت
رشته و گرایش کارشناسی ارشد: مهندسی شیمی ، بهداشت ، ایمنی ، محیط زیست	معدل کارشناسی ارشد: ۱۶/۲۳
تاریخ دفاع: ۱۳۸۸/۱۱/۲۴	استاد راهنمای پایان نامه: دکتر مجتبی میرزائی
استاد راهنمای دوم پایان نامه:	استاد مشاور پایان نامه: دکتر فریده قوی پنجه
مشاور صنعتی پایان نامه:	
عنوان پایان نامه: بهینه سازی هوای تنفسی از طریق کاهش غلظت H_2S در هنگام نشت در سکوهای گاز پارس جنوبی	
کلید واژگان: بهینه سازی هوای تنفسی ، سولفید هیدروژن ، معادلات استوکیومتری ، گاز سنج	

چکیده:

یکی از مهمترین چالشهای ایمنی در صنایع نفت و گاز کشور خطرات بالقوه گاز سولفید هیدروژن در هنگام نشت این گاز از تاسیسات خشکی و دریا می باشد، مواجهه و مرگ ناشی از سولفید هیدروژن به عنوان یک مشکل شایع در مناطقی که منابع گاز طبیعی دارد عنوان گردیده است. در جهت کاهش خطرات ناشی از نشت گاز سولفید هیدروژن راههای گوناگونی پیشنهاد شده، که اغلب با تجهیزات حفاظت فردی از جمله کپسولهای تنفسی و گاز سنج ها در ارتباط است، ولی مهمترین هدف این پایان نامه که در جهتی تا حدودی متفاوت به بررسی و تحقیق پرداخته ، کاهش غلظت گاز سولفید هیدروژن در هنگام نشت در فضای باز و بهینه سازی هوای تنفسی بر روی سکوهای پارس جنوبی است که در روش کار پیشنهادی، استفاده از ترکیب محلول بی کربنات سدیم بعنوان جاذب گاز سولفید هیدروژن، بررسی معادلات استوکیومتری و شبیه سازی نشت گاز سولفید هیدروژن در آزمایشگاه لحاظ گردیده و جهت اجرای مراحل آزمایش نیاز به تهیه گاز سنج مخصوص سولفید هیدروژن، مواد شیمیائی جهت انجام آزمایش و طراحی و ساخت محفظه ای خاص بوده است که تهیه و در پژوهشگاه مواد و انرژی کرج محقق گردید و در نتایج حاصل از آزمایشهای چند مرحله ای استنباط گردید، که کاهش غلظت گاز سولفید هیدروژن از طریق اسپری نمودن محلول بی کربنات سدیم امکان پذیر می باشد، و آزمایش وجود سولفات و pH مربوط به محلول ته نشین شده از این واکنش که با دستگاه آیون کروماتوگرافی تعیین گردیده نشان میدهد که واکنش در حالت دوفازی امکان پذیر بوده و محلول ته نشین شده تبعات منفی محیط زیستی ندارد.

فصل اول: کلیات

۱-۱- مقدمه	۲
۲-۱- بیان مسئله	۳
۳-۱- فرضیه ها	۴
۴-۱- اهداف	۴
۵-۱- تعاریف، مفاهیم و کلیات	۴
۱-۵-۱- هیدروژن سولفید	۴
۲-۵-۱- منشا هیدروژن سولفید	۶
۳-۵-۱- خواص شیمیایی گاز H_2S	۷
۱-۳-۵-۱- جذب و دفع	۷
۲-۳-۵-۱- حداکثر تراکم مجاز	۸
۳-۳-۵-۱- قابلیت اشتعال	۸
۴-۳-۵-۱- بو	۸
۴-۵-۱- منابع، مصارف و تماس های صنعتی	۸
۱-۴-۵-۱- کاربردهای گاز سولفید هیدروژن	۹
۵-۵-۱- مشکلات ناشی از گاز هیدروژن سولفید	۹
۱-۵-۵-۱- سلامتی و امنیت کارکنان	۹
۲-۵-۵-۱- اثر هیدروژن سولفید بر روی فلزات	۱۰
۶-۵-۱- اثرات بهداشتی گاز سولفید هیدروژن	۱۱

- ۱۲ ۷-۵-۱- مکانیسم اثر H_2S
- ۱۳ ۸-۵-۱- اثرات فیزیولوژیکی
- ۱۳ ۱-۸-۵-۱- اثرات حاد
- ۱۴ ۲-۸-۵-۱- اثرات مزمن
- ۱۷ ۳-۸-۵-۱- پیشگیری
- ۱۸ ۹-۵-۱- نکات ایمنی در رابطه با گاز سولفید هیدروژن
- ۱۹ ۱۰-۵-۱- فرآیند شیرین سازی گاز
- ۲۳ ۱۱-۵-۱- فناوری پالایش هیدروژن سولفید
- ۲۴ ۱-۱۱-۵-۱- انواع پالاینده های هیدروژن سولفید
- ۲۶ ۲-۱۱-۵-۱- معرفی روش های بیولوژیکی حذف H_2S در پالایشگاه گازی
- ۲۷ ۶-۱- پیشینه تحقیق
- ۲۷ ۱-۶-۱- پیشینه تحقیق در ایران
- ۲۸ ۲-۶-۱- پیشینه تحقیق در جهان

فصل دوم: معرفی پارس جنوبی و فرآیند مطالعاتی

- ۳۲ ۱-۲- مقدمه
- ۳۳ ۲-۲- معرفی واحدهای عملیاتی
- ۳۴ ۳-۲- مسیر فرآوری گاز در یک پالایشگاه
- ۳۴ ۱-۳-۲- تأسیسات دریایی
- ۳۴ ۱-۱-۳-۲- سکوهای سرچاهی
- ۳۴ ۲-۱-۳-۲- خطوط لوله دریایی
- ۳۵ ۲-۳-۲- تأسیسات خشکی

۳۵ واحدهای عملیاتی ۱-۲-۳-۲
۳۵ تأسیسات دریافت ۱-۱-۲-۳-۲
۳۵ واحد جداکننده های فشار بالا ۲-۱-۲-۳-۲
۳۵ واحد تثبیت میعانات ۳-۱-۲-۳-۲
۳۶ واحد شیرین سازی ۴-۱-۲-۳-۲
۳۷ واحد نم زدایی ۵-۱-۲-۳-۲
۳۸ واحد جداسازی NGL و استحصال اتان ۶-۱-۲-۳-۲
۳۹ واحد جداسازی پروپان و بوتان NGL ۷-۱-۲-۳-۲
۳۹ سیکل تبرید پروپان ۸-۱-۲-۳-۲
۳۹ واحد تصفیه LPG ۹-۱-۲-۳-۲
۳۹ تصفیه پروپان ۱-۹-۱-۲-۳-۲
۴۰ تصفیه بوتان ۲-۹-۱-۲-۳-۲
۴۱ احیاء کاستیک ۳-۹-۱-۲-۳-۲
۴۱ احیاء آمین ۴-۹-۱-۲-۳-۲
۴۱ واحد سردسازی آب ۱۰-۱-۲-۳-۲
۴۱ واحدهای صدور و تقویت فشارگاز ۲-۲-۳-۲
۴۱ تأسیسات جانبی ۳-۲-۳-۲
۴۳ Offsite واحدهای ۴-۲-۳-۲
۴۴ معرفی پارس جنوبی ۴-۲
۴۴ میدان گازی پارس جنوبی ۱-۴-۲
۴۵ معرفی پالایشگاه ها و فازهای پارس جنوبی ۲-۴-۲

- ۴۵ پالایشگاه اول (فاز ۱) ۱-۲-۴-۲
- ۴۶ پالایشگاه دوم (فازهای ۳ و ۲) ۲-۲-۴-۲
- ۴۷ پالایشگاه نهم (فاز ۱۲) ۳-۲-۴-۲
- ۴۹ بررسی اجمالی فرآیند تولید گاز در سکوهای پارس جنوبی ۳-۴-۲
- ۴۹ سکوی دریائی فاز یک پارس جنوبی ۱-۳-۴-۲
- ۵۱ سکوهای فاز ۲ و ۳ ۲-۳-۴-۲
- ۵۲ سکوهای فازهای ۴ تا ۱۰ ۳-۳-۴-۲
- ۵۳ چالش های زیست محیطی فرآیند تولید گاز در سکوها ۴-۴-۲
- ۵۳ آلودگی هوا ناشی از مشعل (Flare) ۱-۴-۴-۲
- ۵۴ عملکرد ناقص جدا کننده ها ۲-۴-۴-۲
- ۵۴ نشست از واحدها ۳-۴-۴-۲
- ۵۵ بالا بردن دمای آب دریا ۴-۴-۴-۲
- ۵۶ آلودگی انسانی ۵-۴-۴-۲
- ۵۶ آلودگی صوتی و نوری ۶-۴-۴-۲
- ۵۶ تراکم سکوها ۷-۴-۴-۲
- ۵۷ تهدیدات زیست محیطی پیش رو ۵-۴-۲
- ۵۷ نشت گاز سمی هیدروژن سولفور (H₂S) ۱-۵-۴-۲
- ۵۸ پارگی یا سوراخ شدن خط لوله ۲-۵-۴-۲

فصل سوم: روش کار

- ۶۰ روش کار ۱-۳
- ۶۳ شرح روش استوکیومتری ۲-۳

۳-۳- شرح روش آزمایشگاهی..... ۶۴

فصل چهارم: نتایج

۴-۱- نتایج حاصل از آزمایش..... ۷۱

۴-۲- نتایج حاصل از آزمایش آیون کروماتوگرافی (IC) بر روی مایع ته نشینی حاصل از واکنش..... ۷۴

فصل پنجم: بحث و نتیجه گیری

۵-۱- نتیجه گیری و مقایسه آزمایشات..... ۷۷

۵-۲- جمع بندی و نتیجه گیری..... ۷۹

۵-۳- پیشنهادات و بهینه سازی آزمایشات..... ۸۰

منابع..... ۸۲

فهرست جدول‌ها

عنوان	شماره صفحه
جدول (۱-۱) - خواص فیزیکی و شیمیایی گاز سولفید هیدروژن	۷
جدول (۲-۱) - تأثیر غلظت گاز سولفید هیدروژن در هوا بر بدن انسان	۱۴
جدول (۳-۱) - واکنش فیزیولوژیکی بدن انسان در برابر گاز سولفید هیدروژن	۱۶
جدول (۴-۱) - مشخصات، خصوصیات فیزیکی و شیمیایی سولفور	۲۰
جدول (۵-۱) - مقدار درصد وزنی H_2S موجود در چند مخزن.	۲۱
جدول (۶-۱) - خواص فیزیکی آمین‌های جاذب H_2S	۲۲
جدول (۱-۳) - ترکیبات گاز چاه‌های پارس جنوبی	۶۲
جدول (۱-۴) - نتایج حاصل از آزمایش آیون کروماتوگرافی	۷۴
جدول (۱-۵) - غلظت یون‌های اصلی در آب دریا	۷۸

فهرست شکل‌ها

عنوان	شماره صفحه
شکل (۱-۱) - منحنی یونیزاسیون هیدروژن سولفید بر حسب pH	۱۱
شکل (۱-۲) - موقعیت میدان پارس جنوبی	۴۴
شکل (۲-۲) - موقعیت فازهای پارس جنوبی	۴۵
شکل (۳-۲) - فاز ۱۲ پارس جنوبی	۴۸
شکل (۴-۲) - سکوی دریایی فاز یک پارس جنوبی	۵۰
شکل (۵-۲) - سکوی SPD 9 به همراه بارج لوله گذار PLB جهت اقامت موقت تیم راه اندازی	۵۲
شکل (۲-۳) - دستگاه ترکیبی تولید همزمان سولفید هیدروژن و انجام مراحل آزمایش	۶۶
شکل (۱-۴) - پژوهشگاه مواد و انرژی کرج	۶۹
شکل (۲-۴) - دستگاه طراحی شده جهت انجام آزمایش	۶۹
شکل (۳-۴) - دستگاه نمایشگر غلظت گاز سولفید هیدروژن	۷۰
شکل (۴-۴) - مقدار کاهش از ستونهای آبی به ستونهای قرمز در زمانهای که با ستون سبز رنگ نشان داده شده است قابل مشاهده می باشد.	۷۳
شکل (۵-۴) - تصویر نتیجه حاصل از دستگاه آیون کروماتوگرافی	۷۴
شکل (۶-۴) - تصویر آنالیز حاصل از دستگاه آیون کروماتوگرافی	۷۵
شکل (۱-۵) - طبقات سکوهای گازی	۷۹

فصل اول :

کلیات

۱-۱- مقدمه

آلودگی هوا یکی از مشکلات جدی است که بشر با آن روبه رو است. سالانه مقادیر قابل ملاحظه ای از آلاینده های گوناگون به خصوص ترکیبات آلی فرار و معدنی نظیر سولفید هیدروژن (H_2S) از طریق صنایع مختلف به هوا منتشر می شوند. H_2S گازی بدبو، سمی و خورنده است و باید تولید و پخش آن در محیط زیست کنترل شود. مقدار زیادی از این گاز در فرایندهای صنعتی نظیر پالایشگاه های نفت، تصفیه خانه های فاضلاب، کارخانه های کاغذسازی، صنایع فراوری مواد غذایی و ... تولید می شوند. سولفید هیدروژن در گاز طبیعی و بیوگاز نیز وجود دارد که حذف آن برای جلوگیری از خوردگی لوله های انتقال گاز و انتشار SO_2 در هنگام سوختن این گازها ضروری است (مهرآرا و همکاران، [۱] ۱۳۹۰).

نیاز به گاز طبیعی در دهه های اخیر چشمگیر بوده است. در حقیقت، گاز طبیعی، نقش عظیمی را در اقتصاد و توسعه ی اخیر جهان ایفا می کند. این گاز، در تشکیل سنگ طبیعی زیر زمینی یا همراه با مخازن هیدروکربنی دیگر یافت میشود. و معمولاً شامل ناخالصی های مختلفی از جمله گازهای اسیدی مثل سولفید هیدروژن و دی اکسید کربن می باشد. گازهای اسیدی، ناخالصی هایی هستند که موجب مشکلاتی از جمله خوردگی میشوند. از این رو، نیاز است که قبل از استفاده از گاز، حذف شوند. جداسازی گازهای اسیدی از گاز طبیعی، یک فرایند شناخته شده در صنعت پالایش گاز است که شیرین سازی گاز نامیده می شود.

گاز طبیعی، مهمترین سوخت فسیلی است. با وجود این، گاز طبیعی شامل ترکیبات غیرهیدروکربنی زیادی مثل سولفید هیدروژن و دی اکسید کربن می باشد که ترکیبات نامطلوبی بوده و طی فرآیندی به نام شیرین سازی جدا می شوند (صیاد امین و کشاورز بابایی نژاد، [۲]، ۱۳۹۴).

مقادیر بسیار ناچیز هیدروژن سولفید در صنعت نفت، گاز و پتروشیمی می تواند منجر به خسارات قابل توجهی از جمله مسمومیت کاتالیزورها، کیفیت نامطلوب محصولات و آلودگی های زیست محیطی (در هنگام سوختن محصولات) گردد. بدین جهت در سال های اخیر در صنعت نفت ایران توجه ویژه ای به پالایش این ماده در نفت خام شده است. هر چند عملکرد موثر پالاینده های یون های سولفید در فرایندهای تولید در صنعت نفت و گاز به طور گسترده مورد تایید قرار گرفته است، چالش ها بر سر پیدایش و ارائه موادی است که امنیت کارکنان و نگهداری مناسب تجهیزات تحت شرایط گوناگون را تامین کنند. (عباس قربانی و مشهدی، نشریه مهندسی گاز ایران [۳] ۱۳۹۳).

۱-۲- بیان مسئله

مواجهه و مرگ ناشی از H_2S به عنوان یک مشکل شایع در مناطقی که گاز طبیعی و نفت از زمین استخراج می شود و نیز در صنعت پتروشیمی مطرح است. در این صنایع H_2S به گاز ترش موسوم است (شرکت ملی پالایش و پخش فراورده های نفتی، [۴]، ۱۳۸۹)

در صنایع نفت و گاز، همواره خطرات بالقوه ای وجود دارد که می تواند موجب بروز صدمات جانی و خسارت های مالی شدید و جبران ناپذیری شود. حوادث فرآیندی عمده ترین و بارزترین علل ایجاد کننده هزینه های هنگفت در صنایع، پالایشگاه ها و مگا پروژه های کشور ما هستند. تعیین حد آسیب رسانی و شعاع تحت تأثیر این حوادث، نقش اساسی در کاهش نرخ پیامد وقوع این حوادث دارند، همچنین تعیین سناریوهای ایجاد کننده حوادث و روند وقوع این حوادث در پیشبرد اهداف شناسایی و کنترل مخاطرات ایجاد کننده این سناریوها از اهمیت خاصی برخوردار هستند (ابراهیم زاده و همکاران، [۵]، ۱۳۹۴).

گاز طبیعی تولیدی از مخازن دارای مقادیر متفاوتی بخار آب، میعانات گازی، سولفید هیدروژن و دی اکسید کربن می باشد. که وجود آنها علاوه بر مشکلات ایمنی و محیط زیستی باعث بروز مشکلات عملیاتی در خطوط لوله و شبکه های توزیع و مصرف می شود (شریعتی نیاسر و همکاران، [۶]، ۱۳۹۳).

آنچه بیش از همه خطرناک و مورد توجه است نشت گاز از مخزن پارس جنوبی است. آن هم نه به دلیل خطر انفجار و آتش سوزی بلکه به دلیل یک گاز بی بو و بی رنگ اما بسیار کشنده. یکی دو نفس در هوای آلوده به سولفید هیدروژن یا H_2S کافی است تا مرگ سریع و آنی گریبانگیر شود. گاز مخزن پارس جنوبی مانند اغلب میادین گازی کشور ترش است و برای مصرف باید در پالایشگاه های گاز تصفیه شود. به جز میعانات گازی، مهم ترین ماده ای که در جریان پالایش از گاز جدا می شود گوگرد است که به صورت گاز فوق العاده سمی H_2S همراه با گاز طبیعی از مخزن خارج می شود (خبرگزاری فارس، [۷]، ۱۳۹۳).

با توجه به عدم احداث بخش بازیابی گازهای انتهای در برخی پالایشگاه های گاز، در حال حاضر حجم قابل ملاحظه ای از ترکیبات گوگردی شامل H_2S واکنش نداده وارد کوره های زباله سوز^۱ شده و به SO_2 تبدیل می شوند. در صورت عدم عملکرد صحیح کوره ها همواره مقادیری H_2S وارد محیط زیست می شود که خطرات بهداشتی و زیست محیطی فراوانی دارد.

1- Incinerator

بنابراین، تعیین میزان این آلاینده و نحوه انتشار آن از اهمیت ویژه ای در صنعت گاز برخوردار است (مینایی و همکاران، [۸]، ۱۳۹۶).

لذا در این پژوهش غلظت H_2S در شرایط حاد در سکوی گازی شماره ۱۲ پارس جنوبی مشخص شده و بهینه سازی هوای تنفسی از طریق کاهش غلظت H_2S و خطرات این گاز سمی برای پرسنل در هنگام نشت در سکوهای گازی پارس جنوبی که تقریباً شرایط و غلظت نزدیک به هم دارند مورد بررسی قرار می گیرد.

۱-۳- فرضیه ها

- نشت H_2S در هنگام استخراج گاز طبیعی (ترش) در سکو
- قرار گرفتن پرسنل سکو در معرض غلظت های بحرانی از H_2S
- تأثیر مثبت کاربرد اسپرینکلر و تزریق محلول بی کربنات سدیم در کاهش یا حذف H_2S از هوای تنفسی سکو
- ترکیب باقیمانده که در پایان واکنش حاصل می شود در آب دریا حل شده و باعث ایجاد آلودگی زیست محیطی نمی شود.

۱-۴- اهداف

- بهینه سازی هوای تنفسی از طریق حذف یا کاهش غلظت H_2S در هنگام نشت در سکوهای گازی پارس جنوبی
- کاهش خطرات بهداشتی H_2S در هوای تنفسی پرسنل سکو
- کاهش تبعات منفی زیست محیطی حاصل از نشت گاز H_2S

۱-۵- تعاریف، مفاهیم و کلیات

۱-۵-۱- هیدروژن سولفید

سولفید هیدروژن (H_2S) از تخمیر مواد آلی تولید می شود. فرمول شیمیایی آن H_2S یا دو قسمت هیدروژن و یک قسمت سولفور است. در حالت عادی H_2S را به شکل گاز می توان یافت. این گاز به شدت سمی و قابل انفجار است. مقادیر ناچیزی از این گاز می تواند آسیب های غیرقابل جبرانی ایجاد کند. سولفید هیدروژن بدون رنگ بوده و در مقادیر کم بوی تخم مرغ فاسد شده می دهد و در مقادیر بیشتر باعث از بین رفتن حس بویایی می شود، به همین

علت گاز سولفید هیدروژن سنگین تر از هوا است و تمایل دارد در لایه های زیرین قرار گیرد، لذا در صورت انتشار این گاز، تا قبل از وزیدن باد، خطرات آن کماکان وجود دارد.

سولفید هیدروژن در بعضی فرایندهای صنعتی و زیست محیطی مانند بهره برداری نفت، حفاری، پالایشگاه، شیلات، کشاورزی و فاضلاب وجود دارد. همراه با نفت با شعله آبی می سوزد و ایجاد سولفور نیدریت (SO_2) می کند. SO_2 از هوا سنگین تر است در نتیجه همیشه در پایین جمع می شود، خود H_2S نیز چون از هوا سنگین تر است، معمولاً در محیط های بسته و در پایین تجمع می یابد. در روزهای مرطوب و مه آلود میزان آن بیشتر خواهد بود. گاز هیدروژن سولفور در نزدیکی سطح زمین و در گودی ها و همچنین مکان هایی که با موانع محصور هستند، به علت سنگینی و غلظت زیاد خطرات بیشتری دارد.

این گاز را می توان در هر مکانی که گوگرد و ترکیبات آن یافت می شود، ردیابی کرد. گاز سولفید هیدروژن گازی است که در هوا با شعله های آبی می سوزد و به صورت متوسط در آب حل می شود. این گاز در اتمسفر از طریق واکنش هایی با گروه های هیدروکسیل و کربونیل سولفید به دی اکسید گوگرد تبدیل می شود. مسمومیت با این گاز معمولاً در صنایع نفت، گاز و پتروشیمی روی می دهد. همچنین در معادن و کارکنان فاضلاب، صنایع لاستیک و چسب امکان تماس وجود دارد.

بوی این گاز شبیه بوی تخم مرغ گندیده بوده در کمتر از یک قسمت در میلیون (ppm) به راحتی قابل تشخیص است. البته حس بویایی در ترازهای بیشتر از ۲۰ قسمت در میلیون توانایی خود را از دست می دهد و کارگران با غلظت های خطرناک این گاز بدون آگاهی از حضور گاز مواجه می شوند. استنشاق غلظت ۱۰ قسمت در میلیون (ppm) از این گاز با اثری روی دستگاه تنفسی همراه نبوده حتی ۲۰ قسمت در میلیون (ppm) را می توان برای چند ساعت بدون ایجاد اثرات سوء تحمل کرد.

نشانه های مسمومیت حاد با غلظت های بالای ۱۰۰۰ قسمت در میلیون (ppm)، تند شدن تنفس، تهوع، استفراغ، کاهش هوشیاری و فلج دستگاه تنفس است. در غلظت های بالای ۲۰۰۰ قسمت در میلیون (ppm) در صورت عدم کمک های اولیه و اقدامات درمانی به علت اثر فلج کننده ای که این گاز بر مرکز تنفس مغز دارد، مرگ حادث خواهد شد. تماس با غلظت های کم، سبب اشک ریزش، ترس از نور و تحریک مخاط بینی و حلق می شود. البته احتمال ایجاد سردرد و سرگیجه هم وجود دارد. گاز H_2S دارای خاصیت محرک تنفسی قوی است. با این وجود،

تغییرات تطابقی بویایی معمول و عدم فعالیت عصب بویایی ممکن است باعث شود که فرد در معرض تماس، نتواند بوی گاز در مقادیر بالا را احساس کند.

دستگاه های پایش Real-Time جهت سنجش گاز در صنعت نفت کاربرد زیادی دارد که می توان این دستگاه ها را به وسایل اعلام خطر وصل کرد تا در صورت افزایش گاز در هوای محیط افراد آگاه شوند (شرکت ملی پالایش و پخش فراورده های نفتی، [۴]، ۱۳۸۹).

۱-۵-۲- منشا هیدروژن سولفید

H₂S گازی است بسیار سمی که از تجزیه مواد آلی بوجود می آید. این مواد آلی می توانند منشأ حیوانی یا گیاهی داشته باشند. درواقع فرآیندی که موجب تولید نفت می گردد در بعضی مواقع به صورت همزمان و ناخواسته باعث ایجاد H₂S نیز می گردد.

H₂S صرفاً یک مشکل در صنایع نفت و گاز نیست. این گاز می تواند در صنایع دیگری مانند فاضلاب ها، مخازن سپتیک (فاضلاب)، معادن، کارخانه های تولید کاغذ و کارخانه های مواد شیمیایی مشاهده شود. صنایع متعددی از سولفید هیدروژن به عنوان مواد شیمیایی صنعتی استفاده می کنند، مانند کارخانه های تولید خمیر کاغذ و آب سنگین. البته سولفید هیدروژن غالباً به عنوان یک محصول فرعی و زائد، طی فرآیندهای دیگر تولید می شود (www.mapsakish.com).

در حین عملیات های نفت و گاز، هیدروژن سولفید می تواند به صورت جزئی در گاز های سازند، محلول در آب، محلول در هیدروکربن ها، یا حتی به صورت سولفور مایع یافت شود (King, 1974).

تجزیه حرارتی مواد آلی و باکتری های کاهنده سولفات می تواند موجب تولید هیدروژن سولفید در کنار دیگر گازها شود (عباس قربانی و مشهدی، نشریه مهندسی گاز ایران [۳] ۱۳۹۳).

سولفید هیدروژن نام های بسیار دیگری نیز دارد. به دلیل بوی بد متمایزی که در غلظت های پایین فرد را به اشتباه می اندازد، دارای اسامی گاز تخم مرغ گندیده، گاز ترش، گاز فاضلاب، سولفید دو هیدروژنه، H₂S، گاز مرداب و هیدروژن سولفات شده، است.

در اینجا باید تأکید کرد که تنها بر اساس این بو، نمی توان سولفید هیدروژن را شناسایی کنید. H₂S گازی است بسیار موزی که قبل از رسیدن به غلظت های خطرناک، علائم فیزیکی (محسوس) کمی از خود نشان می دهد. هنگامی که فرد با غلظت های خطرناک سولفید هیدروژن مواجه می شود، یکی از اولین اثرات این گاز روی حس بویایی است. در غلظتی به کمی ppm

۱۰۰، در زمان بسیار کوتاهی عصب بویایی فلج شده و گاز از طریق بینی تشخیص داده نمی‌شود (www.mapsakish.com).

۱-۵-۳- خواص شیمیایی گاز H_2S

مشخصات فیزیکی و شیمیایی این گاز در جدول ۱-۱ آمده است.

جدول (۱-۱)- خواص فیزیکی و شیمیایی گاز سولفید هیدروژن (علیرضا منتهایی، [۹]، ۱۳۸۴) و (شرکت ملی پالایش و پخش فراورده های نفتی، [۴] ۱۳۸۹)

وزن مولکولی	۳۴/۰۸ گرم بر مول
نقطه ذوب	۸۲/۹- درجه سانتی گراد
نقطه جوش (۱/۰۱۳ بار)	۶۱/۸- درجه سانتی گراد
حلالیت	۴۳۷ میلی لیتر در ۱۰۰ میلی لیتر آب در دمای صفر درجه و ۱۸۶ میلی لیتر در ۱۰۰ میلی لیتر آب در دمای ۴۰ درجه سانتی گراد، همچنین در الکل، حلال های نفتی و نفت خام محلول است.
دمای بحرانی	۱۰۰ درجه سانتی گراد
دانسیته نسبی، گاز	(air = ۱) ۱/۲
دانسیته نسبی، مایع	(water = ۱) ۰/۹۲
فشار بخار در ۲۰ درجه سانتی گراد	۱۸/۸ بار
محدوده اشتعال پذیری	۴۵/۵-۴/۳ درصد حجمی در هوا
شفافیت / رنگ	بی رنگ
بو	تخم مرغ گندیده
دمای خود اشتعالی	۲۷۰ درجه سانتی گراد
حلالیت میلی گرم بر لیتر آب	۳۹۸۰ میلی گرم بر لیتر

۱-۵-۳-۱- جذب و دفع

به طور کلی، جذب هیدروژن سولفید منحصراً از طریق دستگاه تنفسی است. جذب از طریق پوست نیز امکان پذیر است، ولی به مقدار بسیار جزئی که باعث تغییر رنگ پوست می شود. موقعی که گاز هیدروژن سولفید آزاد در خون وجود داشته باشد، مقداری از آن از طریق بازدم دفع می شود که می توان آن را از بوی مخصوص تشخیص داد. سهم اعظم این گاز از راه ادرار

به صورت سولفات و مقدار کمی به صورت سولفور دفع می شود (شرکت ملی پالایش و پخش فراورده های نفتی، [۴]، ۱۳۸۹).

۱-۵-۳-۲- حد اکثر تراکم مجاز

حد اکثر قابل قبول غلظت مجاز این گاز برای تماس های طولانی مدت ۱۰ قسمت در میلیون (ppm) معادل ۱۴ میلی گرم در متر مکعب هوا تعیین شده است (ACGIH^۱, 1991) (شرکت ملی پالایش و پخش فراورده های نفتی، [۴]، ۱۳۸۹).

۱-۵-۳-۳- قابلیت اشتعال

هیدروژن سولفید در حد ۴/۳۰ تا ۴۵/۵ درصد حجمی قابل اشتعال و درجه حرارت احتراق آن ۵۵۸ درجه فارنهایت (۲۹۱ درجه سانتی گراد) است (شرکت ملی پالایش و پخش فراورده های نفتی، [۴]، ۱۳۸۹).

۱-۵-۳-۴- بو

هرچند که بوی خاص این گاز در غلظت هایی از ۰/۲۵ قسمت در میلیون قابل تشخیص است، در ۰/۳ قسمت در میلیون (ppm) به وضوح حس شده، در حد ۳ تا ۵ قسمت در میلیون مشمئزکننده و تا حدودی شدید است، ولی در غلظت های بالاتر تشدید نمی یابد و در بالاتر از ۲۰ قسمت در میلیون (ppm) تا حدی کمتر نامطبوع به نظر می رسد. این گونه احساس بو به استنشاق مداوم آن بستگی داشته و ممکن است به سرعت حس بویایی را خسته کند (شرکت ملی پالایش و پخش فراورده های نفتی، [۴]، ۱۳۸۹).

۱-۵-۴- منابع، مصارف و تماس های صنعتی

تماس با هیدروژن سولفید گاهی در صنعت اتفاق می افتد، ولی اغلب به عنوان یک ماده فرعی و جانبی در عملیات صنعتی و یا پدیده های طبیعی از تجزیه شدن پروتئین ها تولید می شود. این گاز در استخراج بعضی از سنگ های معدنی چون سنگ های گوگرددار، حفاری های زمین های باتلاقی، در چاه ها، تونل ها، همراه گازهای طبیعی، در تهیه و تصفیه نفت، در آب بعضی از چشمه های طبیعی، در گازهای آتشفشانی، در ساخت بعضی از چشمه های طبیعی، در گازهای آتشفشانی، در ساخت بعضی از مواد شیمیایی، رنگ ها، پیگمان ها، در صنعت ریون، صنعت

1 - Association Advancing Occupational and Environmental Health

لاستیک دباغی، ساخت انواع چسب ها، در آب های شستشوی چغندر قند و بالاخره در گازهای مجاری فاضلاب وجود داشته یا تولید می شود.

از آنجا که هیدروژن سولفید در آب و روغن محلول است، ممکن است از فواصل بسیار دوری از محل تولید به جای دیگری انتقال یابد و از یک محل غیر منتظره خارج شود. در آزمایشگاه ها اغلب آن را بدون توجه به خطراتی که دارد، مورد آزمایش و استفاده قرار می دهند، در حالی که باید دانست سمیت آن با اسید سیانیدریک قابل مقایسه است. هیدروژن سولفید در کمترین مقداری که می تواند زیان بخش باشد، از طریق بو قابل تشخیص است (شرکت ملی پالایش و پخش فراورده های نفتی، [۴]، ۱۳۸۹).

۱-۴-۵-۱- کاربردهای گاز سولفید هیدروژن

- در ساخت سولفید سدیم و تیوفن ها
- در صنایع شیمیایی برای حفاظت در مقابل خوردگی آهن یا فولاد در فرایندهایی که از نمک ها (نظیر NaCl) استفاده می شود.
- کالیبره نمودن دستگاه های اندازه گیری نشر محیطی، اندازه گیری بهداشت صنعتی و ناخالص های جزئی.
- تهیه و تولید کودهای شیمیایی، مصالح ساختمانی و آسفالت (علیرضا منتهایی، [۹]، ۱۳۸۴).

۱-۵-۵-۱- مشکلات ناشی از گاز هیدروژن سولفید

۱-۵-۵-۱- سلامتی و امنیت کارکنان

از مشکلات عمده ناشی از هیدروژن سولفید، تهدید سلامتی و ایمنی کارکنان است. بر اساس استاندارد جامع بین المللی حداکثر قرار گرفتن هشت ساعت در معرض غلظت های بالاتر ppm ۱۰۰ از هیدروژن سولفید به خونریزی و مرگ منجر خواهد شد و غلظت های بالای ppm ۶۰۰ اثرات مهلکی در کمتر از سه تا پنج دقیقه بر جای می گذارند (Hudgins et al [40] 1966). صرفاً تکیه بر بوی نامطبوع هیدروژن سولفید ایده مناسبی برای هشدار و دوری از منطقه خطر نیست، چرا که در غلظت های بالای ppm ۱۰۰ پس از چند دقیقه حس بویای شخص در معرض خطر از کار می افتد. گاز هیدروژن سولفید خالص، سنگین تر از هواست و در سطوح پایین فضاهای بسته تجمع می یابد (عباس قربانی و مشهدی، نشریه مهندسی گاز ایران [۳] ۱۳۹۳).

۱-۵-۵-۲- اثر هیدروژن سولفید بر روی فلزات

هیدروژن سولفید باعث بروز مشکلاتی از جمله خوردگی در مته حفاری، مخازن ذخیره سازی و خطوط لوله نقل و انتقال می گردد. این آلایند همچنین عامل ترک خوردگی تنشی، تاول هیدروژنی و ایجاد حفرات خوردگی در تاسیسات نفت و گاز است. شدت خوردگی آهن وابسته به میزان تفکیک مولکول های هیدروژن سولفید در آب است. آهن اکسید شده (فرو) در آند و هیدروژن سولفید تحت تفکیک دو مرحله ای در کاتد جای میگیرد. در آند:



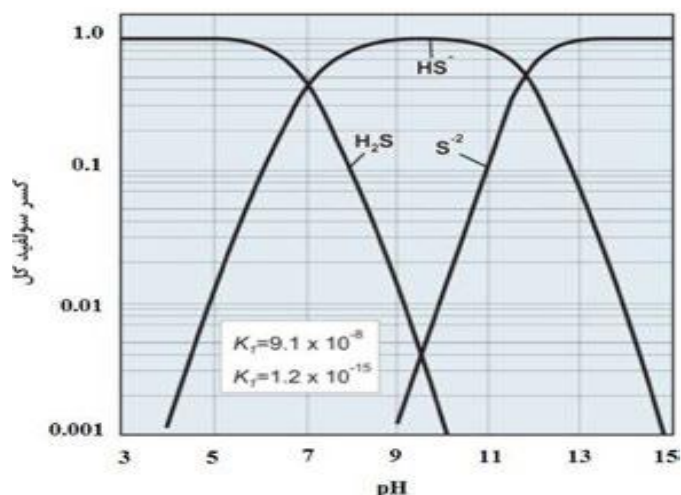
و در کاتد، هیدروژن تولید شده یا به درون فولاد نفوذ کرده، یا به فرم گاز درمی آید و بصورت حباب از محیط خارج می گردد. در صورت حضور هیدروژن سولفید:



و در صورت عدم حضور هیدروژن سولفید:



همانطور که در معادلات در بالا نشان داده شده است، مقدار هیدروژن نفوذی به درون فولاد به نرخ سرعت خوردگی در سطح فولاد و غلظت آنیون ها از جمله HS^- بستگی دارد (Tung & Hung, 2001 [۲۸]). پارامتر pH نیز بر شدت خسارت ناشی از خوردگی موثر است. اساساً بکار بردن اصطلاح sulphides در عملیات های نفت و گاز شامل هر سه گونه محلول در آب H_2S ، HS^- و S^{2-} است در سیستم های آبی با هم همراه می باشند. همانطور که نمودار یونیزاسیون در شکل (۱-۱) نشان مس دهد H_2S مولکولی به طور غالب در محدوده اسیدی قرار گرفته، گستره pH بین ۷ تا ۱۲ محدوده غالب برای یون تک ظرفیتی HS^- و pH بالای ۱۲ محدوده غالب یون دو ظرفیتی S^{2-} است. با بررسی شکل ۱-۱ می توان نتیجه گرفت که در شرایط قلیایی هیدروژن سولفید به فرم سولفید قلیایی (اغلب سدیم سولفید) در می آید. لذا با افزایش pH می توان از برخی مشکلات H_2S جلوگیری به عمل آورد، لیکن با توجه به اینکه هیدروژن سولفید در سیال باقی خواهد ماند، هر گونه افت pH مجدداً مشکل ساز خواهد شد (عباس قربانی و مشهدی، نشریه مهندسی گاز ایران [۳] ۱۳۹۳).



شکل (۱-۱) - منحنی یونیزاسیون هیدروژن سولفید بر حسب pH (عباس قربانی و مشهدی، نشریه مهندسی گاز ایران [۳] ۱۳۹۳).

۱-۵-۶- اثرات بهداشتی گاز سولفید هیدروژن

زمانی که ای گاز استنشاق می شود، از طریق ریه ها به طور مستقیم وارد جریان خون می شود. اگر آن مقدار کم باشد H_2S بلافاصله با اکسیژن خون خنثی می شود ولی مقدار H_2S در خون بالا است، قسمت بازمانده آن، خون را مسموم می کند. با رسیدن خون مسموم به مغز تمام مراکز مغزی که فعالیت های تنفسی را کنترل می کنند فلج می شوند. شش ها از کار می ایستند و موجب خفگی می شود. میزان تأثیرات H_2S روی بدن به موارد زیر بستگی دارد :

- زمان = مدت تنفس H_2S
 - تکرار = مراتبی که شخص در معرض H_2S قرار گرفته در یک مدت کوتاه
 - غلظت H_2S = مقدار H_2S موجود در هوای تنفس شده
 - مقاومت بدنی = قوی بودن یا ضعیف بودن فرد
 - مشکلات تنفسی و آسم
 - دلایل دیگر = وجود الکل در خون، مشکلات روانی و غیره
- بدیهی است، هنگام تماس با گاز سولفید هیدروژن سیستم دفاعی بدن سعی در مقابله با این سم را دارد، اما، چنانچه مقادیر معینی از این گاز توسط فرد استنشاق شده باشد، سیستم دفاعی بدن از کار افتاده و آسیب های جدی به فرد وارد می شود. کمترین غلظتی از گاز سولفید هیدروژن که با حس بویایی توسط انسان قابل درک است، برابر $0/13$ قسمت در میلیون (ppm) است.

این گاز در غلظتی برابر ۱۰ppm باعث سوزش و ایجاد درد در چشم می شود، چنانچه فردی در غلظتی برابر ۱۰۰ppm با این گاز مواجه شود، حس بویایی خود را از دست می دهد. در اقدامات اولیه لازم است فرد مصدوم را به هوای تازه منتقل کرد، سپس امداد پزشکی را مطلع کرد. تنها یک تنفس، غلظتی در حدود ۷۰۰-۵۰۰ قسمت در میلیون (ppm) می تواند منجر به مرگ شخص در کسری از ثانیه شود. در واقع غلظت های بالای این گاز باعث تخریب بخش کنترل تنفس در مغز می شود، شش ها از کار افتاده، تنفس قطع شده و فرد مسموم می شود (جدول ۲-۱) (شرکت ملی پالایش و پخش فراورده های نفتی، [۴]، ۱۳۸۹).

۱-۵-۷- مکانیسم اثر H₂S

این ماده از متابولیسم سلولی اکسیژن جلوگیری می کند. علاوه بر اثرات خفه کننده آن که به صورت افزایش ضربان قلب، افزایش تعداد تنفس و در نهایت دپرسیون تنفسی است، افرادی که از تماس اولیه جان سالم به در می برند ممکن است با اِدِم ریوی^۱ تأخیری که ناشی از اثرات تحریکی مستقیم بر ریه هاست، دچار شوند.

تماس مزمن با مقادیر کمتر ممکن است باعث ایجاد تحریک مزمن ملتحمه یا زخم قرنیه شده و یا بر سیستم بویایی اثر گذاشته و منجر به آنوسمی کامل شود. در این حالت فرد نمی تواند بوی هشدار دهنده گاز را تشخیص دهد. H₂S با توجه به آثار فوری خفقان آوری که دارد ممکن است باعث سنکوپ یک یا چند کارگر شود. به همین خاطر در صنایع به آن گاز از پای درآورنده می گویند. افرادی که با H₂S مواجه می شوند ممکن است بوی تخم مرغ گندیده را احساس کنند. در معاینات بالینی این افراد قرمزی ملتحمه یا سایر یافته های تحریک غشاء مخاطی مشاهده می شود.

در مکان های بسته فرد مصدوم، اغلب به صورت بی هوش یافت می شود. این گاز در غلظت های بالا قادر است در زمان بسیار کوتاهی حیات شخص را به خطر اندازد. چنانچه در کارگاه یا کارخانه ای، بیهوش شدن دو یا چند کارگر گزارش شود، باید منشأ تماس با H₂S مورد توجه ویژه قرار گیرد. حتی اگر در گذشته در این صنعت مواجهه با H₂S وجود نداشته است. افرادی که در صدد کمک به مصدومین ناشی از H₂S هستند، باید حتماً از ریسپراتورهای مخصوص استفاده کنند.

۱- Pulmonary edema به معنی تجمع آب میان بافتی در ریه می باشد.

سایر عوارض ناشی از خفه کنندگی گاز مواردی مانند ضربان قلب و دپرسیون سیستم عصبی مرکزی را شامل می شود. به نظر می رسد تا کی پنه^۱، هیپوکسی و اتفیلتراسیون های قفسه سینه ناشی از ادم ریوی تأخیری غیرکاردیوژنیک ناشی از اثر مستقیم سمی گاز باشد. تماس های بیشتر یا طولانی تر، ممکن است منجر به دپرسیون سیستم عصبی مرکزی، صرع، بی ثباتی قلبی عروقی، عدم کفایت عضلات تنفسی، اغما و مرگ مصدوم شود. مواجهه با H_2S میزان مرگ و میر بالایی را موجب می شود و در سال های اخیر موارد متعددی از مصدومیت کشنده کارگران فاضلاب ها و پالایشگاه نفت گزارش شده است. در افرادی که از مسمومیت های شدید و خفیف زنده مانده اند، هم نقایص تأخیری عصبی و عصبی روانی و هم نقایص نسبتاً حاد و مزمن عصبی و عصبی روانی دیده شده است. در مطالعه ای که بر روی کارگران شرکت های فاضلاب که به طور مداوم با مقادیر کم H_2S تماس داشته اند انجام گرفته، اثر دایمی در عملکرد ریه مشاهده شده است (شرکت ملی پالایش و پخش فراورده های نفتی، [۴]، ۱۳۸۹).

۱-۵-۸- اثرات فیزیولوژیکی

۱-۵-۸-۱- اثرات حاد

بزرگترین خطر در استنشاق گاز هیدروژن سولفید اثرات حاد آن است. خطر مسمومیت های مزمن، حاد و زیرحاد بستگی به غلظت آن در هوا دارد. غلظت هایی از آن در ۷۰۰ ppm و بیشتر ممکن است مسمومیت حاد ایجاد کند و اثرات سیستمیک آن در جریان خون، بر اثرات محرک و التهاب آور آن فزونی دارد. پس از مدت کوتاهی این گاز در خون اکسید شده و به ترکیباتی مانند سولفات و تیوسولفات، که از نظر فارماکولوژی بی اثر هستند تبدیل می شود، اما موقعی که مقدار جذب شده در خون از حدی که بتواند به سرعت اکسید شود، بگذرد، مسمومیت های سیستمیک اتفاق می افتد. در این موارد، اثرات آن به طور عمده روی سلسله اعصاب ظاهر شده، پس از مدت کوتاهی «تند شدن تنفس» ظاهر شده و بلافاصله فلج دستگاه تنفسی اتفاق می افتد. اگر در چند دقیقه مسموم به هوای آزاد انتقال و تنفس مصنوعی داده نشود، مرگ حتمی است. در غلظت های بالا بیهوشی و غش در چند ثانیه اتفاق می افتد و به این دلیل نیز افراد زیادی برای نجات جان مسموم جان خود را باخته اند. در این گونه موارد، خودداری کردن از تنفس برای مدت کوتاهی ممکن است شخص را از خطر برهاند و حال آنکه استنشاق به فوریت باعث بیهوشی خواهد شد (شرکت ملی پالایش و پخش فراورده های نفتی، [۴]، ۱۳۸۹).

۱- Tachypnea تند نفسی یا تاکی پنه به شمار تنفس بیش از ۳۵ بار در دقیقه گفته میشود .

۱-۵-۸-۲- اثرات مزمن

هیدروژن سولفید گازی است التهاب آور و تماس با غلظت هایی بین ۷۰ و ۷۰۰ قسمت در میلیون ممکن است مخاط های چشم و دستگاه تنفسی را تحریک کند. ورم ریه و پنومونی در قبال تماس های طولانی در غلظت های ۲۰۰ تا ۶۰۰ قسمت در میلیون حاصل می شود. این گونه تماس ها ایجاد سردرد، گیجی، تحریکات عصبی، تهوع و یا ناراحتی های معده، روده ای و همچنین احساس درد در بینی، گلو و سینه و همچنین سرفه می کند. از اثرات مزمن و یا زیر حاد این گاز تحریکات و التهاب چشم است که تولید کترکتیویت^۱ کرده و بسته به شدت تماس از ۵۰ تا ۳۰۰ قسمت در میلیون (ppm) باعث خارش، سوزش، احساس شن در چشم، تورم زیاد، کدورت قرینه، تخریب طبقه اپیتلیال^۲ و بالاخره تاری چشم می شود و این افراد در مقابل نور در چشم خود احساس درد شدید خواهند کرد (جدول ۱-۳) (شرکت ملی پالایش و پخش فراورده های نفتی، [۴]، ۱۳۸۹).

جدول (۱-۲) - تأثیر غلظت گاز سولفید هیدروژن در هوا بر بدن انسان (علیرضا منتهایی، [۹]، ۱۳۸۴)

اثرات بیولوژیکی	Mg/m3	GRAIN*/100SCF	ppmv	% Vol
بوی نامطبوع عموماً در غلظت ppm ۰/۱۳، قابل استشمام بوده و در غلظت ppm ۴/۶ به طور کامل قابل تشخیص است. به محض افزایش غلظت، حس بویایی از کار افتاده و تشخیص گاز از طریق استشمام غیرممکن می گردد.	۰/۱۸	۰/۰۰۸	۰/۱۳	۰/۰۰۰۱۳
در استانداردهای فدرال OSHA سقف غلظت مجاز شناخته شده است.	۲۸/۸۳	۱/۲۶	۲۰	۰/۰۰۲
حد ماکزیمم قابل قبول بالاتر از سقف غلظت مجاز OSHA یک بار برای مدت ۱۰ دقیقه به ازای هر هشت ساعت نوبت	۷۲/۰۷	۳/۱۵	۵۰	۰/۰۰۵

۱- التهاب ملتحمه یا کنژکتیویت (Conjunctivitis) یا قرمزی چشم التهاب غشاء چشم است که بدلائل عفونی یا غیر عفونی رخ می دهد

۲- بافت پوششی یا اپیتلیوم (Epithelium) بافتی است که از سلول های چند ضلعی اجتماع یافته ای تشکیل شده است که پوشش سلولی سطوح خارجی و داخلی بدن از جمله پوست، دیواره رگ ها و حفره های کوچک را می پوشانند.

* کلمه GRAIN واحد جرمی است که بیشتر در صنایع داروسازی مورد استفاده قرار می گیرد. For H₂S : 0.25 grain/100 SCF = 3.8 ppmv

				کاری، در صورتی که در این مدت گاز دیگری منتشر نگردد.
۰/۰۱	۱۰۰	۶/۳	۱۴۴/۱۴	سرفه، سوزش چشم ها، از دست دادن حس بویایی پس از ۳ تا ۱۵ دقیقه رخ می دهد. اختلال تنفسی، درد چشم و خواب آلودگی پس از ۱۵ تا ۳۰ دقیقه و سوزش گلو بعد از یک ساعت اتفاق می افتد. طولانی شدن زمان تماس با گاز تدریجاً منجر به افزایش صدمات می شود.
۰/۰۲	۲۰۰	۱۲/۵۹	۲۸۸/۰۶	حس بویایی به طور کامل از کار افتاده، گلو و چشم ها به شدت می سوزند.
۰/۰۵	۵۰۰	۳۱/۴۹	۷۲۰/۴۹	سرگیجه و از دست دادن حس تعادل و قدرت تشخیص، مشکل تنفس در عرض چند دقیقه نمایان می گردد. افراد مصدوم شدیداً به تنفس مصنوعی نیازمندند.
۰/۰۷	۷۰۰	۴۴/۰۸	۱۰۰۸/۵۵	بیهوشی سریع، تنفس قطع شده و در صورت تأخیر در نجات مصدوم مرگ حتمی به وقوع می پیوندد.
۰/۱ ⁺	۱۰۰۰ ⁺	۶۲/۹۸	۱۴۴۰/۹۸	بیهوشی قطعی در صورت نجات ندادن سریع بیمار، صدمه دایمی مغز و مرگ حتمی

جدول (۳-۱) - واکنش فیزیولوژیکی بدن انسان در برابر گاز سولفید هیدروژن (علیرضا منتهایی [۹]).

(۱۳۸۴)

H ₂ S VOL% (ppm)	۰ تا ۲ دقیقه	۲ تا ۱۵ دقیقه	۱۵ تا ۳۰ دقیقه	۳۰ دقیقه تا ۱ ساعت	۱ تا ۴ ساعت	۴ تا ۸ ساعت	۸ تا ۴۸ ساعت
0.005 (50) 0.01 (100)				ورم ملتحمه خفیف، سوزش اندام تنفسی			
0.01 (100) 0.015 (150)		سرفه، سوزش چشم ها، از دست دادن حس بویایی	اختلال تنفسی، درد چشم ها، خواب آلودگی	سوزش گلو	ترشح و ریزش آب بینی، درد (زیاد) چشم ها، سرفه	تشدید علائم بیماری	خون ریزی و مرگ
0.015 (150) 0.02 (200)		از دست دادن حس بویایی	سوزش چشم ها و گلو	سوزش چشم ها و گلو		سوزش شدید اندام تنفسی و چشم ها	خون ریزی و مرگ
0.025 (250) 0.035 (350)	سوزش چشم ها، از دست دادن حس بویایی	سوزش چشم ها	ریزش (دردناک) اشک، کوفتگی بدن	سرخی چهره، ریزش آب بینی، درد چشم ها، سختی تنفس	خون ریزی و مرگ		
0.035 (350) 0.045 (450)		سوزش چشم ها، از دست دادن حس بویایی	به سختی سرفه کردن، سوزش چشم ها	سوزش فزاینده اندام تنفسی و چشم ها، سردرد خفیف، کوفتگی و سرخی چهره	سرگیجه، کوفتگی، سوزش فزاینده، مرگ	مرگ	
0.05 (500) 0.06 (600)	سرفه، از پا افتادن، بیهوشی	اختلال تنفسی، سوزش چشم ها، از پا افتادن	سوزش شدید چشم ها، تپش قلب، احتمال وقوع مرگ	درد شدید سر و چشم ها، سرگیجه، رعشه و ضعف شدید و مرگ			
0.06 (600) 0.08 (800)	از پا افتادن، بیهوشی، مرگ	از پا افتادن، بیهوشی، مرگ					

۱-۵-۸-۳- پیشگیری

با توجه به احتمال و نیز میزان انتشار گاز H_2S ، لازم است با این گاز مرگ آور برخورد آگاهانه داشت. در پروژه های بزرگی که امکان مواجهه با گاز سولفید هیدروژن وجود دارد، لازم است کارکنان با خطرات این گاز، تجهیزات تشخیص و نیز تجهیزات حفاظتی مربوطه و کمک های اولیه آشنا شوند. بوی هشدار دهنده به عنوان یک عامل حفاظتی، قابل اعتماد نیست. به علت اثر کشندگی تقریباً فوری H_2S ، آموزش مداوم و آگاهی افراد در معرض تماس، برنامه های نجات اورژانس در محیط هایی که H_2S وجود دارد و یا در صنایعی که تماس های خود به خودی ممکن است اتفاق افتد، باید برنامه ریزی و اجرا شود. نصب آذیرهای حساس به گاز نیز ضروری است. رسیپراتورهای مخصوص، هم برای مواردی که نشت صورت می گیرد و هم برای نجات افراد باید در دسترس باشد. در مسمومیت با H_2S ممکن است آسیب آنوکسیک مغزی روی دهد. عارضه آسیب استنشاقی حاد تحریکی نیز ممکن است مشاهده شود.

الف) چگونگی پیش گیری از مسمومیت با گاز سولفید هیدروژن :

- ترک منطقه
- حذف منابع آتش زا
- اطمینان از تهویه هوا
- استفاده از ماسک هوا در زمان ورود به منطقه آلوده و همراه داشتن سیستم هشدار دهنده (علیرضا منتهایی، [۹]، ۱۳۸۴)

ب) چگونگی ارائه کمک های اولیه به شخص مسموم شده با گاز سولفید هیدروژن :

- انتقال مشخص مسموم شده به محیط غیرآلوده و دادن تنفس مصنوعی
- گرم نگه داشتن مسموم
- آگاه ساختن پزشک
- استفاده از محلول آمونیاک جهت خنثی کردن اثر گاز
- استفاده از دستگاه تنفس مصنوعی در صورت اختلال تنفسی
- استفاده از اکسیژن، حداکثر به مدت یک دقیقه (علیرضا منتهایی، [۹]، ۱۳۸۴)

۱-۵-۹- نکات ایمنی در رابطه با گاز سولفید هیدروژن

گاز سولفید هیدروژن (H_2S) عموماً یک ترکیب غیرمطلوب در مخزن هیدروکربوری به شمار می رود که نه تنها ارزش اقتصادی هیدروکربن های با ارزش مخازن هیدروکربوری را کم می کند بلکه دارای اثرات سمی است به ویژه در حضور آب باعث خوردگی تجهیزات فرآورش نفت و گاز می شود. تولید گاز H_2S در مخازن هیدروکربوری، منشأهای مختلفی دارد که هر کدام به دما و مشخصات مخزن وابسته هستند. مهمترین مکانیزم تولید H_2S در مخزن عمیق، احیای ترموشیمیایی سولفات (TSR) است که با واکنش مستقیم انیدریت و گازهای سبک هیدروکربنی در اعماق زیاد (بیشتر از ۴۳۰۰ متر) و در دمای بالاتر از ۱۴۰-۱۲۰ درجه سانتیگراد انجام می گیرد و نقش مهمی در ایجاد و افزایش H_2S دارد. گازهای هیدروکربوری حاوی H_2S که به عنوان گاز ترش شناخته می شوند به گاز تولید شده از میدان های گازی و یا گاز جدا شده از نفت (گاز همراه) که حاوی H_2S هستند اطلاق می گردد. برای کاهش H_2S در نفت و گاز تولیدی از میدان ها، طراحی و نصب تأسیسات فراورش نفت و گاز برای جداسازی H_2S از محصولات نهایی ضروری است.

این ترکیب عمل احتراق سوخت های هیدروکربنی را نامطلوب می سازد، قابل اشتعال است و در هر غلظتی از هوا (از ۴٪ تا ۴۴٪ حجمی) وقتی در معرض جرقه یا شعله قرار گیرد منفجر می شود. انواع اکسیدهای گوگرد را تولید می کند که از لحاظ زیست محیطی نیز اثرات منفی دارد و در فصول بارش در ایجاد باران اسیدی مؤثر است. H_2S در آب و نفت حل می شود و می تواند در اعماق نسبتاً زیاد قبل از نشت به سطح زمین به یک مخزن زیرزمینی هیدروکربنی جریان یابد. حتی به دلیل داشتن جرم مخصوص سنگین تر از هوا، ممکن است یک مسیر طولانی را در هوای نزدیک سطح زمین طی کند و در لحظه ای غیرمنتظره آتش بگیرد.

در مراحل حفاری مخازن هیدروکربنی از مهمترین مسایل ایمنی که به طور جدی کنترل و رعایت می شود، جلوگیری از نشت و فوران گاز محتوی H_2S می باشد. علاوه بر مسایل فنی، این گاز فوق العاده سمی و کشنده است. هرچند که در غلظت های پایین بویی شبه به تخم مرغ گندیده دارد ولی در غلظت بالا بوی شیرینی می دهد. لذا توصیه می شود که کارکنان سر چاه نباید به حس بویایی خود به عنوان یک اخطار کننده اعتماد کنند، قرار گرفتن در معرض این گاز با غلظت نسبتاً زیاد، حتی برای چند دقیقه مرگ آنی را در پی دارد. قرارگیری دراز مدت در معرض غلظت های کم آن نیز سبب از بین رفتن حس بویایی می شود.

گاز طبیعی حاوی H_2S (گاز ترش) ارزش اقتصادی کمتری دارد و با توجه به اینکه در بیشتر برنامه های اکتشاف وجود درصد بالایی از این گاز متصور نیست، بر روند تولید و قیمت نفت تولیدی تأثیرگذار بوده و در نهایت هزینه های بهسازی تجهیزات تولید، نظیر خطوط لوله و امکانات سرچاهی را بالا می برد. سولفید هیدروژن در هیدروکربن ها غلظت های متفاوتی دارد و از صفر تا ۹۸٪ حجمی متغیر است. معمولاً واژه گاز ترش برای بیان گازی که محتوی بیش از ۵ قسمت در میلیون (وزنی) H_2S است استفاده می شود.

مطابق استاندارد NACE از نقطه نظر انتخاب جنس مواد خطوط لوله و تجهیزات، تعریف گاز ترش به شرح زیر است :

به گاز هیدروکربوری در شرایطی که فشار کل سیستم فراورش و یا انتقال گاز بیش از ۶۵ psia و فشار جزئی H_2S بیش از ۰/۰۵ psia باشد، گاز ترش اطلاق می شود (علیرضا منتهایی، [۹]، ۱۳۸۴).

۱-۵-۱۰- فرآیند شیرین سازی گاز

با توجه به مضرات ناخالصی های سولفور، فرآیند شیرین سازی گاز، یکی از مهم ترین فرایندهای تصفیه ی آن در صنعت می باشد. امروزه مقادیر مجاز سولفور موجود در گاز مایع به شدت کاهش یافته است. برای مثال مقدار سولفور مجاز در پروپان و بوتان مورد استفاده در تولید پلی پروپیلن و پلی بوتیلن کمتر از ۵ ppm است. این امر موجب شده تا در صنایع تولیدی بالادستی و نیز صنایع تصفیه ی پایین دستی مقادیر سولفور مجاز کمتری در طراحی فرایندها مدنظر قرار گیرد

گوگرد یا سولفور که با نماد S شناخته می شود، هفدهمین عنصر فراوان در کره ی زمین است. در حالت عادی این عنصر به رنگ زرد و ماده ای نرم بوده و جز دسته ای از عناصر که غیرفلز نام دارند می باشد. سولفور در آب حل نمی شود درحالی که در حلال های آلی خاصی قابل حل است (جدول ۱-۴) (Stimola, [۲۳] 2008). استفاده ی اصلی از سولفور برای تولید سولفوریک اسید است و برای مواردی دیگر از جمله از بین بردن قارچ و صنایع داروسازی کاربرد دارد. به تازگی کاربردهای جدیدی برای این ماده یافت شده است از جمله تولید بتن مبتنی بر گوگرد، سیمان و پوشش های دیوار که در آن ها مقاومت در برابر حمله ی شیمیایی مهم است (Beatty [۱۰] 2001).

با وجود این کاربرد های گوگرد، گاهی این ماده و ترکیبات آن مزاحمت هایی را ایجاد می کنند. زغال سنگ، ترکیبات نفتی و گاز طبیعی دارای ترکیبات گوگردی هستند. حضور ترکیبات گوگردی در گاز طبیعی نامطلوب است و مقدار زیاد این ترکیبات بوی ناخوشایندی خواهد داشت. این ترکیبات برای کاتالیست های صنعتی ناپایدار، فرسایش گر و سمی هستند. در آنالیز گازهای گوگردی در گاز طبیعی چندین مشکل وجود خواهد داشت که عبارت اند از:

- جداسازی کروماتوگرافی این گازها از هیدروکربن های گاز طبیعی
- مزاحمت هیدروکربن ها در پاسخ گوگرد
- امکان جذب سطحی ترکیبات در سیستم آنالیتیکی.

در جدول (۱-۴) مشخصات، خصوصیات فیزیکی و شیمیایی سولفور ارائه شده است (فرضی و بحرپیما، [۱۱]، ۱۳۹۴).

جدول (۱-۴) مشخصات، خصوصیات فیزیکی و شیمیایی سولفور

نام شیمیایی	عنصر گوگرد
شماره CAS (Chemical Abstarc Service)	۹-۳۴-۷۷۰۴
شماره EINECS (European Inventory of Existing Commercial Substances)	۲-۱۹۵-۲۳۱
وزن مولکولی	۳۲-۲۵۷
حالت فیزیکی	در دمای بالای ۲۳۲ سانتی گراد مایع و در زیر این دما جامد
شکل فیزیکی	مایع، کلوخه، پودر، گرانول
رنگ	زرد رنگ
بو	بوی خفیف تخم مرغ گندیده
pH	خنثی
حلالیت در آب	غیرقابل حل
حلالیت در حلال های آلی	نوعی از آن در دی سولفید کربن حل می شود
وزن مخصوص نسبت به آب	۲/۰۷ در ۲۰ درجه ی سانتی گراد
دمای خود اشتعالی	۲ درجه ی سانتی گراد
نقطه ی اشتعال	۷ درجه ی سانتی گراد
نقطه ی ذوب	۵ درجه ی سانتی گراد
نقطه ی جوش	۴۴۵ درجه ی سانتی گراد
فشار بخار	۱۰ میلی متر جیوه در ۲۴۶ درجه ی سانتی گراد

مخازن گاز ترش، دارای ترکیبات گوگردی متفاوتی هستند که نوع این ترکیبات بستگی به تحولات اولیه ی زمین شناسی و نحوه ی چگونگی تشکیل سازند و فعل و انفعالات بعدی آن دارد. عمق مخزن، درجه ی حرارت، فشار و ترکیبات گوگردی و سیالات سازند در میزان گوگرد عنصری مؤثر است. تجربه ها نشان می دهد که گوگرد عنصری در مخازن عمیق گاز ترش و در فشارهای بالا و گازهایی که دارای درصد بالایی از هستند، به صورت فوق اشباع، اشباع و نیمه اشباع وجود دارد. در مخازن گاز ترش اتم گوگرد H_2S گاز می تواند در ترکیبات گوگردی زیر پدیدار شود (اردشیریان و همکاران، [۱۲]، ۱۳۹۳).

سولفور هیدروژن H_2S ، پلی سولفور هیدروژن H_2S_x ، مرکاپتان $R-S-H$ ، تیو اتر $R-S-R$ ، دی سولفید $R-S-S$ ، سولفات SO_4^{2-} ، گوگرد عنصری S_n ، کربنیل سولفید COS ، دی سولفید کربن CS_2 در جدول (۵-۱) مقدار درصد وزنی H_2S موجود در چند مخزن شناخته شده ارائه شده است (Jaffret & Rojey, [۱۳] 1994).

جدول (۵-۱) - مقدار درصد وزنی H_2S موجود در چند مخزن (فرضی و بحریم، [۱۱]، ۱۳۹۴).

مخزن	عمق مخزن	درصد وزنی H_2S موجود
Lecq	۳۱۰۰ تا ۴۵۰۰	۱۵
Pont d'As-Meillon	۴۳۰۰ تا ۵۰۰۰	۶
Wester-Ems	۳۵۰۰	۱۰
Asman-Bandar Shipur	۳۶۰۰ تا ۴۸۰۰	۲۶
Urals-Volga	۱۵۰۰ تا ۲۰۰۰	۶
Irkutsk	۲۵۴۰	۴۲
Alberta	۳۵۰۶	۱۳
South Texas	۳۳۵۴	۸
East Texas	۳۶۸۳ تا ۳۷۵۷	۱۴
Mississippi	۵۷۹۳ تا ۶۰۹۸	۷۸
Wyoming	۳۰۴۹	۴۲

علاوه بر جداسازی آب، نفت و دیگر مایعات سنگین، جداسازی دی اکسید کربن و سولفور یکی از مهم ترین قسمت های پردازش گاز است. گاز طبیعی بعضی چاه ها حاوی مقادیر مهمی از سولفور و دی اکسید کربن است. این گاز طبیعی به علت بوی زننده ی سولفور، بیشتر گاز

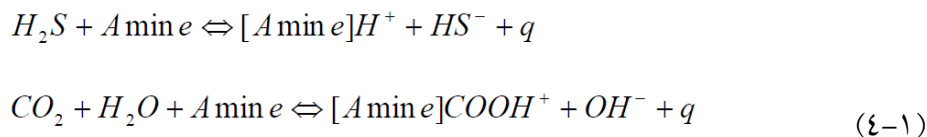
ترش نامیده می شود. گاز ترش به علت وجود ترکیبات سولفوری غیر مطلوب است و می تواند بسیار مضر و حتی باعث مرگ شود..

محلول حلال از طریق واکنش شیمیایی هر دو ماده CO_2 و H_2S را از جریان گاز حذف می کند. واکنش ها می توانند برگشت پذیر و یا برگشت ناپذیر باشند. در واکنش های برگشت پذیر، گازهای اسیدی در برج جذب در فشار جزئی بالا و دمای پایین حذف می شوند. واکنش انجام شده در برج دفع در فشار پایین و دمای بالا برگشت می یابد. در فرایند های برگشت ناپذیر، حذف CO_2 و H_2S نیازمند جریان دائمی جبرانی از مواد واکنش دهنده است. دی اتانول آمین های صنعتی مهم برای فرایند حذف گازهای اسیدی عبارت اند از منواتانول آمین (MEA)، دی اتانول آمین (DEA)، دی ایزوپروپانول آمین (DIPA)، و متیل دی اتانول آمین (MDEA). در جدول (۱-۶) خواص فیزیکی آمین های جاذب H_2S ارائه شده است (فرضی و بحرپیما، [۱۱]، ۱۳۹۴).

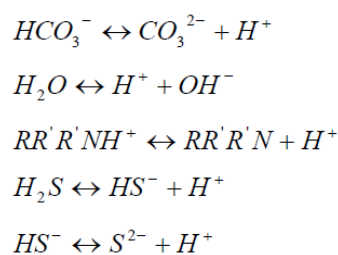
جدول (۱-۶) خواص فیزیکی آمین های جاذب H_2S (فرضی و بحرپیما، [۱۱]، ۱۳۹۴).

منو اتانول آمین MEA	دی اتانول آمین DEA	تری اتانول آمین TEA	دی گلایکول آمین DGA	دی ایزو پروپانول آمین DIPA	
۶۱/۰۸	۱۰۵/۱۴	۱۴۸/۱۹	۱۰۵/۱۴	۱۳۳/۱۹	وزن مولکولی
۱۷۰/۵	۲۶۹	۳۶۰	۲۲۱	۲۴۸/۷	دمای جوش نرمال (c)
۱۰/۵	۲۸	۲۲/۴	-۱۲/۵	۴۲	دمای انجماد (c)
۵۹۸۵	۳۲۷۳	۲۴۴۸	۳۷۷۲	۳۷۷۰	فشار بحرانی (KPa)
۳۵۰	۴۴۲/۱	۵۱۴/۳	۴۰۲/۶	۳۹۹/۲	دمای بحرانی (c)
۱/۰۱۸	۱/۰۹۵	۱/۱۲۴	۱/۰۵۸	۰/۹۹۹	چگالی در ۲۰°C (gm/cc)
۰/۲۵۹	۰/۲۲	-	۰/۲۰۹	-	هدایت رسانشی (W/mc)
۲۴/۱ @ ۲۰	۳۵۰ @ ۲۰	۱۰۱۳ @ ۲۰	۴۰ @ ۱۶	۸۷۰ @ ۳۰	ویسکوزیته (mPa.s)
۹۳	۱۳۸	۱۸۵	۱۲۷	۱۲۴	نقطه اشتعال خود به خودی (c)
۲/۵۵ @ ۲۰	۲/۵۱	۲/۹۳	۲/۳۹	۲/۸۹ @ ۲۰	گرمای ویژه در ۱۵/۶ c (KJ/KGC)

محلول MDEA برای حذف انتخاب پذیر H_2S استفاده می شود. فرایند جذب گازهای اسیدی توسط آمین، مجموعه ای از واکنش های شیمیایی به صورت زیر است.



از آنجایی که MDEA آمین نوع سوم و فاقد هیدروژن متصل به نیتروژن است، واکنش جذب زمانی CO_2 می تواند صورت گیرد که CO_2 به صورت یون بی کربنات در آب حل شود. واکنش های انجام شده مربوط به MDEA در حضور H_2S و CO_2 به صورت زیر است (فرضی و بحرپیما، [۱۱]، ۱۳۹۴).



R نشان دهنده ی گروه متیل و R' نشان دهنده ی گروه اتانول است.

۱-۵-۱۱- فناوری پالایش هیدروژن سولفید

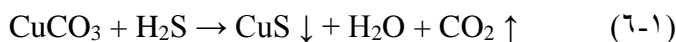
پالایند هیدروژن سولفید منسوب به هر ماده شیمیایی است که با یک یا دو گونه سولفید وارد واکنش شده، آنرا به فرم بی اثر تبدیل می کند (فرصت و همکاران، [۱۴]، ۱۳۸۹). از آنجایی که در درون محلول یک تعادل متقابل میان سه گونه وجود دارد، پالایش موثر با دستیابی به یک واکنش شیمیایی کامل و برگشت ناپذیر میان پالایند با حداقل یکی از گونه های سولفید محقق می شود. مکانیسم عمل در اکثر پالایند های هیدروژن سولفید به شیوه جذب سطحی و یا ترسیب یونی است. در پالایند ای که براساس جذب سطحی عمل می کند، می بایست محیط واکنش با یک جریان ثابت در حرکت باشد تا از برخورد مناسب مولکولی های افزودنی و سولفید ها و انجام واکنش، اطمینان حاصل شود. جریان گردابی بدین منظور تضمینی برای انجام تعداد

زیادی برخورد تصادفی در ذرات خواهد بود. در پالایند های بر پایه واکنش های یونی نیز، بررسی خصوصیات پالایند جهت حصول اطمینان از اینکه متغیرهایی مانند pH و شوری برای استفاده از افزودنی مساعد باشند، لازم است. بسته به نوع عملیات میدانی، نوع پالایند مورد نیاز نیز متفاوت خواهد بود. برخی از پالایند ها در حفاری بهترین محسوب می شوند و برخی دیگر در فرایند های شیرین سازی نفت و گاز عملکرد مناسب تری ارائه می دهند. لذا، نکته حائز اهمیت در استفاده از یک پالایند هیدروژن سولفید، ارزیابی محیط تریتمنت (Treathment) است. بر اساس نظرات گرت و همکارانش یک پالایند ایده آل می بایست خصوصیات زیر را دارا باشد:

- واکنش آن با سولفید باید کامل، سریع و قابل پیش بینی باشد.
- محصولات واکنش باید تحت همه شرایط و فرایند های محیطی بی اثر باقی بمانند.
- عمل پالایش باید قابلیت انجام در رنج وسیعی از سیستم های شیمیایی و محیط های فیزیکی را داشته باشد. این دما، فشار و واکنش های رقابتی (در pH شامل دامنه وسیع حضور مواد فعال شیمیایی) است.
- امکان اندازه گیری مقدار پالایند موثر محیط به سرعت و به راحتی میسر باشد.
- پالایند و همینطور محصولات واکنش آن، می بایست برای فلزات غیر خورنده باشند.
- استفاده از پالایند نباید منجر به آلودگی محیطی گردد.
- پالایند باید براحتی قابل دسترس باشد و استفاده از آن در صنعت دارای توجیه اقتصادی باشد (عباس قربانی و مشهدی، نشریه مهندسی گاز ایران [۳] ۱۳۹۳).

۵-۱۱-۱- انواع پالایند های هیدروژن سولفید

ترکیبات مس، خصوصاً مس کربنات در صنعت حفاری به عنوان پالایند هیدروژن سولفید، مورد استفاده قرار گرفته اند. در صورتیکه مس کربنات به گل حفاری پایه آبی اضافه به شود، آنچنان که در معادله زیر نشان داده شده H_2S صورت مس سولفید نامحلول از محیط خارج میگردد:



با وجود اینکه آزمایشات حاکی از واکنش بسیار سریع و کارآمد مس کربنات با سولفید است، استفاده از این ماده کاربردی نیست، چراکه مس با تشکیل ورقه ای روی مواد آهنی تشکیل سل خوردگی (الکتروشیمیایی) می دهد. گزارشات بسیاری از مشکلات خوردگی بوجود آمده به دلیل استفاده از این پالایند ها در میدان نفتی وجود دارد (Carney & Jones, [۱۵] 1974).

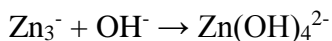
هیدروژن پروکسید نیز به عنوان افزودنی پالاینده H_2S به گوگرد آزاد مورد توجه قرار گرفت:



شیمی واکنش قابل قبول است لیکن، درعمل به دلیل واکنش دهندگی بالای هیدروژن پروکسید با دیگر ترکیبات حاضر در سیستم محدودیت های بسیاری در پی دارد. لذا، حذف مطلوب سولفید با اتکاء به این ماده در سیالات تولیدی غیر ممکن به نظر می رسد.

دستآورد دیگر، افزودن مواد شیمیایی حاوی روی و اکسید روی (ZnO)، روی کربنات ($ZnCO$) و کربنات بازی روی $(Zn(OH)_6(CO_3)_2)$ است که همچنان در صنایع حفاری کاربرد دارند (Adams& Carter, [۱۶] 1974).

حلالیت ZnO و ZnO_3 در PH های بالا و پایین به دلیل طبیعت آمفوتری ترکیبات روی به سرعت افزایش می یابد، اما کربنات بازی روی تنها در دو انتهای گستره PH محلول است. اگر pH حفاری بالاتر از حدود ۱۱ باشد (اغلب در حفاری متداول است)، یون زینکات تشکیل می گردد که افزاینده حلالیت کربنات بازی روی است. در اثر ترکیب شدن OH^- با یون های روی، یون های زینکات تشکیل می شوند :



در اثر این پدیده، پالاینده های بر پایه روی به طور کامل در بالا حل می شوند، و با دستیابی به گل حفاری دارای pH غلظت های بالای یون های روی در محیط، سرعت و بطور کامل رسوب دهند، این بیانگر کارآمدی پالاینده های بر پایه روی است. با این وجود، افزودن مقادیر متوسط تا زیاد مواد شیمیایی بر پایه روی باعث تاثیرات زیان آوری بر رئولوژی گل حفاری، خصوصاً لخته شدگی و کاهش سیالیت آن می شود. این پدیده خصوصاً در pH های بالا روی میدهد. ترکیبات آهن نیز جهت حذف سولفید در عملیات های حفاری و تولید، مورد آزمایش قرار گرفته اند. تنها مواد شیمیایی معدنی پایه-آهن که در حال حاضر به عنوان پالاینده در حفاری و سیالات تولیدی استفاده میشود، اکسید های آهن اند که هم در گل حفاری و هم در آب نامحلولند. مکانیسم واکنش میان اکسید های آهن و سولفید های محلول که منجر به تشکیل ترکیبات گوناگون آهن-گوگرد می شود می تواند شامل تغییر عدد اکسایش، ترسیب، یا ترکیب باشد. (فرصت و همکاران، [۱۴]، ۱۳۸۹).

۱-۵-۱۱-۲- معرفی روش های بیولوژیکی حذف H_2S در پالایشگاه گازی

تاکنون روش های فیزیکی و شیمیایی مختلفی برای حذف و تبدیل گاز H_2S پیشنهاد شده که اکثر آن ها دارای هزینه ی سرمایه گذاری بالا، انرژی موردنیاز بالا و با تولید زباله های خطرناک ثانویه هستند (فرضی و بحرپیما، [۱۱]، ۱۳۹۴). روش رایج کنونی که در پالایشگاه های گازی مورد استفاده قرار می گیرد، استفاده از محلول آمین است. مشخص است که برای این فرآیند به تجهیزات زیاد و پرهزینه ای نیاز بوده و تجهیزاتی مانند بویلر و کندانسور از مصرف انرژی بالایی برخوردارند. همچنین بخش عظیمی از سرمایه و سود حاصل را باید به نگهداری تجهیزات و سرویس آن ها اختصاص داد. بنا بر دلایل گفته شده، استفاده از روش های جدید با کارایی بالا و هزینه کم ضروری به نظر می رسد.

انواع مختلفی از باکتری ها هستند که توانایی بالقوه ای در اکسیداسیون و فراوری گوگرد دارند و به عنوان گزینه های کاربردی در حذف گازهای اسیدی معرفی می شوند. فرایندهای میکروبی با توانایی خود در حذف H_2S دارای هزینه ی سرمایه گذاری کم بوده، گازهای اسیدی را به طور مستقیم تبدیل کرده و دارای حداقل میزان تولید زباله هستند (Gadre, 1988 [۱۷]). این روش ها به دو صورت مستقیم و غیرمستقیم تقسیم بندی می شوند. در روش مستقیم باکتری مستقیماً گونه های گوگردی موجود را اکسید می کند اما در روش غیرمستقیم ابتدا گونه ی گوگردی توسط کاتالیست به عنصر گوگرد تبدیل می شود و سپس کاتالیست توسط باکتری ها و میکروارگانیسم هایی و با استفاده از هوا بازیافت می شود (Rai, 1996 [۱۸]).

با کارآمد مشخص شدن سیستم های بیولوژیکی، روش های مختلفی در این زمینه بر پایه ی گونه های مختلف باکتری از جمله *Thiobacillusdenitrificans*، *Thiobacillusferrooxidans* و *Chlorobiumthiosulfatophilum* به وجود آمده اند (Jensen & Webb 1995 [۱۹]). فرایند Bio-SR فرایندی وابسته به واکنش گاز سولفید هیدروژن در محلول فریک سولفات است که نتیجه ی آن تولید گوگرد عنصری است (Sublette & Sylvester, 1987 [۲۰]).

این واکنش غیرمستقیم بوده و کاتالیست توسط اکسیداسیون بیولوژیکی محلول سولفات آهن (II) در یک بیو راکتور هوادهی شده با استفاده از باکتری های *Thiobacillusferrooxidans* بازیافت می شود.

روش Thiobacillusdenitrificans توسط سابلت^۱ و سیلوستر^۲ مورد مطالعه قرار گرفته است (فرضی و بحرپیما، [۱۱]، ۱۳۹۴). مطالعه ی آن ها با استفاده از فرماتور و راکتور CSTR نشان داد که از این روش برای کاهش مقدار H₂S تا حد مجاز تعیین شده مناسب است.

در پژوهش (اپریم^۳ و همکاران) آزمون اکسیداسیون کمی و کیفی H₂S در محلول اسیدی با استفاده از Thiobacillusferrooxidans و Thiobacillusdenitrificans انجام گرفت. آزمایش با استفاده از محلول H₂SO₄ با pH برابر ۲ حاوی H₂S در غلظت های ۵-۱۰۰ ppm در فلاکس لرزشی با ۱۵۰ دور در دقیقه و در دمای ۳۰ درجه ی سانتی گراد انجام گرفت. نتایج آزمایش برای هر دو روش نشان دهنده ی میزان حذف ۹۹ درصدی از H₂S موجود بود و در استفاده از این دو روش تفاوتی مشاهده نشد (امیرفخری و همکاران، [۲۱]، ۱۳۸۵).

استفاده از روش Chlorobiumthiosulfatophilum توسط کرک^۴ و همکارانش توسعه یافته و آن ها توانستند با استفاده از یک راکتور پیوسته ی CSTR به بازده ی ۹۹/۶ درصد حذف H₂S برسند (فرضی و بحرپیما، [۱۱]، ۱۳۹۴).

۱-۶- پیشینه تحقیق

۱-۶-۱- پیشینه تحقیق در ایران

از آن جا که طی بررسی در کتاب ها، مقاله ها، پایان نامه ها، مجلات و سایر مطالب کتابخانه ای هیچ گونه منبع ایرانی و خارجی که دقیقاً مطابق با عنوان تحقیق باشد یافت نشد، بنابراین پژوهش حاضر جدید بوده و برای اولین بار انجام شده است و تمامی منابع ذکر شده در تحقیق تنها در برخی موارد شباهتی با تحقیق مربوطه دارند.

شجاع الساداتی و سیفی در سال ۱۳۸۰ تحقیق با عنوان « بررسی کارایی زیست صافی کمپوست برای حذف گاز سولفید هیدروژن از هوای آلوده » انجام دادند. در این پژوهش به منظور بررسی کارایی زیست صافی برای حذف گاز H₂S از هوای آلوده، ابتدا زیست صافی ستونی به ابعاد ۱۴×۱۲۰ cm از جنس پلی اکریلیک شفاف به همراه کلیه تجهیزات کنترل و تولید H₂S ساخته شد. زیست صافی ساخته شده با صفحه های مشبک به چهار قسمت تقسیم شد.

1 - Sublette
2 - Sylvester
3 - Oprime
4 - Cork

این ستون با بستر طبیعی حاوی مخلوطی از کمپوست قارچ و پوسته ی صدف به نسبت ۱:۴ پر شد. کارایی این صافی به مدت ۴ ماه کار مداوم با سرعت های حجمی و غلظت های مختلف H_2S در شرایط دمای محیط مورد بررسی قرار گرفت. نتایج این بررسی نشان می دهد که بازدهی این روش برای غلظت حدود ۱۵۰ ppm گاز سولفید هیدروژن موجود در هوا، دمای متوسط $26/9^{\circ}C$ و در سرعت های حجمی ۶ و ۱۲ لیتر بر دقیقه بیش از ۹۵ درصد و برای دمای متوسط $20/5^{\circ}C$ و سرعت های حجمی ۱۹/۵ و ۲۶ لیتر بر دقیقه و با همان غلظت H_2S ، بیش از ۸۵ درصد است. مقدار متوسط سرعت حذف بیشینه (V_m) برابر $0.075 \text{ gS/kg-dry compost.h}$ و متوسط ثابت اشباع (K_m) برابر $32/5 \text{ ppm}$ به دست آمد. در کل نتایج به دست آمده از آزمایشهای مختلف این زیست صافی نشان دهنده ی توانایی این روش برای حذف گاز H_2S از هوای آلوده است. (شجاع الساداتی، س، ع. سیفی، [۲۲]، ۱۳۸۰)

زندى و همکاران در سال ۱۳۸۹ پژوهشی با عنوان «انتخاب روش کنترل گاز H_2S در تونل زاگرس با روش تصمیم گیری چند معیاره» انجام دادند. اندازه گیری های انجام شده در محل تونل نشان داد که با ورود تونل به داخل تشکیلات ایلام و پیشرفت آن داخل این سازند، جریان آب ورودی به تونل، حاوی گاز H_2S است و این گاز به محض ورود آب زیرزمینی به تونل، در فضای تونل منتشر می شود. با اندازه گیری های انجام شده، غلظت H_2S در هوای تونل زاگرس، در شرایط عملکرد سیستم تهویه، تا $50-60 \text{ ppm}$ افزایش یافته است. در این مطالعه پارامترهایی نظیر هزینه، انعطاف پذیری، شرایط زیست محیطی، بازدهی، اجرایی بودن روش و زمان مورد نیاز هر روش در نظر گرفته شد. با تهیه پرسش نامه و توزیع آن بین تعدادی متخصص، با استفاده از روش تحلیل سلسله مراتبی مناسب ترین روش برای حل مشکل تصاعد گاز H_2S در تونل زاگرس انتخاب شد. با استفاده از فرآیند سلسله مراتبی، روش تزریق در تونل زاگرس به عنوان مناسب ترین روش انتخاب شد. (زندى و همکاران، [۲۳] ۱۳۸۹)

۱-۶-۲- پیشینه تحقیق در جهان

موسوی و همکاران در سال ۲۰۰۷ پژوهشی با عنوان «تصفیه هوای حاوی H_2S در تصفیه خانه های فاضلاب به وسیله فرایند لجن فعال» انجام دادند. انتشار H_2S از تصفیه خانه های فاضلاب یک مشکل بهداشتی جدی است، بنابراین جمع آوری و تصفیه هوای این آلاینده ضروری است. در این تحقیق عملکرد یک سیستم لجن فعال در مقیاس آزمایشگاهی در تصفیه هوای دارای H_2S بررسی و اثرات غلظت های $5-50 \text{ ppm } H_2S$ بر حذف COD و قابلیت ته

نشینی جرم سلولی مطالعه گردید. برای این کار، بعد از خودهی جرم سلولی به H_2S راکتور در HRT و MCRT به ترتیب ۵ ساعت و ۶ روز با جریان مداوم بهره برداری شد. نتایج نشان داد که راندمان حذف H_2S و COD در دوره مطالعه به ترتیب بالای ۵/۹۳ و ۵/۹۴ درصد بوده است. به علاوه، H_2S تا غلظت ۵۰ ppm اثر نامطلوبی بر عملکرد راکتور در حذف COD نداشت. میزان بارگذاری تا (فرمول در متن اصلی مقاله) ۵/۷ که کمتر از حد سمیت است، به خوبی کنترل گردید. تنها اثر نامطلوب مشاهده شده H_2S بر عملکرد راکتور، افزایش SVI و در نتیجه بالکینگ لجن در بار گذاری بالای (فرمول در متن اصلی مقاله) ۵/۴ بود. بطور کلی، نتایج این تحقیق نشان داد که هوای حاوی H_2S در غلظت های منتشره از تصفیه خانه های فاضلاب می تواند به طور مناسب به وسیله فرایند لجن فعال تصفیه شود.

گوون و کوبوکا^۱ در سال ۲۰۰۹ تحقیقی با عنوان « روشی برای حذف سولفید هیدروژن موجود در هوای زیردریایی توسط Lewatit TP 208 » انجام دادند. در این مقاله یک روش برای حذف سولفید هیدروژن در هوای زیردریایی پیشنهاد شده است. این روش بر مبنای جذب سولفید هیدروژن توسط Lewatit TP 208 است. کارتیلاژ آهک سودا معمولاً برای از بین بردن رطوبت و دی اکسید کربن هوا در زیردریایی استفاده می شود. در این فرآیند کارتیلاژ آهک سودا با Lewatit TP 208 ترکیب شد. مقدار Lewatit TP 208 مورد نیاز برای ۷۱۰ متر مکعب هوای زیر دریایی برابر ۱۱ کیلوگرم بود. مشکل زیر دریایی محتوای سولفید هیدروژن در آب دریا هنگام غرق شدن است. نتایج نشان داد که روش پیشنهادی می تواند رطوبت و سولفید هیدروژن را از هوای زیر دریایی حذف کند. این فرآیند اولین رکورد برای حذف سولفید هیدروژن موجود در هوای زیر دریایی است.

نرمن و رابرت^۲ در پژوهشی با عنوان «مهار گاز سولفید هیدروژن» در سال ۱۹۹۷، مشاهده کردند که مواد معدنی ارائه شده به عنوان پالایند سولفید شامل ترکیبات مس، سدیم نیترات، هیدروژن پروکسید، سدیم کلریت و کلر دی اکسید هر یک حداقل دارای یک یا دو عیب هستند؛ برخی ترکیبات مضر، خورنده یا دارای محصولات همراه خورنده اند، برخی نیز ناپایدار و یا دارای پتانسیل انفجاری اند. بررسی پالایند های آلی ارائه شده شامل فرمالدئید، گلو تارآلدئید و خصوصاً گلیوکسال و نیز مخلوط های گلیوکسال / سورفکتانت نشان داد که هیچ یک از این مواد به طور منفرد رضایت بخش نبوده، واکنش آنها با هیدروژن سولفید بسیار کند است، در

1 - Kasım Cemal Güven and Nazım Çubukçu

2 -Robert & Norman

دماها و فشار های بالا ناپایدارند و در در دماهای پایین و ذخیره سازی طولانی، متبلور می گردند. همچنین بکارگیری برخی از آنها با در نظر گرفتن دوز بالای مورد نیاز برای انجام کارآمد تریتمنت مقرون به صرفه نیست.

آقای یانگ لو^۱ از دانشگاه ملی سنگاپور (تاریخ ۱۰ نوامبر ۲۰۱۵) تحقیقی بر روی واکنش سولفید هیدروژن و نیتریک اکسید بر روی سیستم قلبی - عروقی انجام داده است، خلاصه و مقدمه ای از این تحقیق در متن ذیل آمده است:

پیش از این در گازهای سمی، سولفید هیدروژن (H_2S) و اکسید نیتریک (NO) به عنوان بخشهای عمده از یک گروه مولکولها، "gasotransmitters" در پستانداران شناخته شده است .

هر دو گاز به عنوان تنظیم کننده های اصلی و مستقل از بسیاری از توابع فیزیولوژیکی در قلب و عروق پستانداران، عصبی، گوارشی، تنفسی و سیستم ایمنی نقل شده است .

قیاس بین این دو gasotransmitters نه تنها از حالت پاراکرین از سیگنالینگ (ارسال اطلاعات)، بلکه از جهت سیگنال مسیرهای انتقال یکسان یا مشترک مشهود است. در پژوهش های زیادی که از نقش پاتوفیزیولوژیک gasotransmitters در سیستم های مختلف صورت گرفته، وجود فعل و انفعال بین این گازها به طور گسترده ای تأیید گردیده است .

واکنش شیمیایی بین NO و H_2S می تواند نیتروکسیل (HNO) باشد،

که به نقش موثری در سیستم قلبی و عروقی بازی می کند.

1 - Yong Loo Lin School of Medicine, National University of Singapore, Singapore 117597

فصل دوم :

معرفی پارس جنوبی و فرآیند مطالعاتی

۲-۱- مقدمه

گاز طبیعی و نفت دارای منشأ پیدایش مشابهی هستند که به صورت جداگانه یا ترکیب، در خلل و فرج برخی از لایه های زمین یافت می شوند. از نظر شیمیایی گاز ترکیبی از دو عنصر هیدروژن و کربن می باشد که این دو عنصر به نسبت های مختلف با هم ترکیب شده و هیدروکربن های سنگین را به شکل نفت و هیدروکربن های سبک را به شکل گاز ایجاد می کنند. این گاز که به عنوان گاز طبیعی نامیده می شود همراه خود گازهایی از خانواده های دیگر مانند CO_2 ، H_2S ، COS را دارا است به نحوی که مقدار آنها به نسبت سایر اجزاء بسیار کمتر است. گاز بسته به میزان آلاینده یا گازهای همراه در آن، به انواع مختلفی چون گاز ترش، گاز شیرین، گاز خشک یا گاز تر تقسیم می شود. گاز طبیعی یکی از پاکیزه ترین انرژی های متعارف مصرفی در جهان محسوب می شود و پالایشگاه های گاز به منظور بهره برداری از این نعمت خدادادی تأسیس شده اند. در سال های پس از پیروزی انقلاب اسلامی یکی از اهداف مهم سیاست های اقتصادی در بخش انرژی، جایگزین کردن گاز طبیعی بجای سایر انرژی های مصرفی بوده است. زیرا سایر سوخت ها از نظر آلاینده گی محیط زیست با گاز طبیعی قابل قیاس نبوده و علاوه بر این فرآورش گاز طبیعی هزینه های کمتری را می طلبد. همچنین منابع عظیم آن در ایران با پراکندگی مناسب در همه مناطق وجود دارد. در مسیر دستیابی به این هدف، تلاش های فراوانی از جمله افزایش ظرفیت پالایشی گاز، توسعه خطوط لوله انتقال فشار قوی گاز در سراسر کشور، احداث ایستگاه های متعدد تقویت فشار، شبکه های گازرسانی و انشعابات گاز در مناطق مصرف، صورت گرفته است.

میدان گازی پارس جنوبی که از بزرگ ترین منابع گازی جهان محسوب می شود، با ظرفیت ۴۶۴ تریلیون فوت مکعب، ۵۰٪ ذخایر گازی کشور و ۸٪ ذخایر گازی شناخته شده جهان را به خود اختصاص داده است. این منطقه روی خط مرزی مشترک ایران و قطر در شمال خلیج فارس و در فاصله صد کیلومتری ساحل جنوبی ایران قرار دارد. پالایشگاه چهارم پارس جنوبی با دارا بودن سه فاز ۶، ۷ و ۸ و ظرفیت ۸۰ میلیون متر مکعب گاز ترش بزرگترین پالایشگاه گازی ایران می باشد. این پالایشگاه بمنظور تصفیه، فرآورش و انتقال روزانه 3900 MMSCFD^1 گاز از هر فاز بصورت یکسان در نظر گرفته شده است که میتوان برای هر فاز جریان 1300 MMSCFD را در نظر گرفت. گاز ترش این پالایشگاه پس از تفکیک میعانات گازی و تنظیم نقطه شبنم گاز

^۱ - MMSCFD مخفف عبارت Million Metric Standard Cubic Feet per Day می باشد. و واحدی برای سرعت جریان گاز در شرایط دما و فشار استاندارد می باشد.

ترش بوسیله خط لوله سراسری پنجم جهت تزریق به حوزه نفتی آغاچاری منتقل میگردد؛ این قابلیت وجود دارد که در صورت نیاز (در زمان های اوج مصرف) یا در صورت عدم نیاز حوزه نفتی آغاچاری، گاز این پالایشگاه بعنوان خوراک به پالایشگاه بیدبلند فرستاده شود و یا برای مصرف به خط لوله سراسری انتقال داده شود (شرکت توسلی و همکاران، [۶]، ۱۳۹۳).

۲-۲- معرفی واحدهای عملیاتی

در حالت کلی بخش های مختلف یک پالایشگاه را میتوان به دو بخش تأسیسات دریایی و تجهیزات پالایشگاه خشکی طبقه بندی کرد. تأسیسات دریایی شامل سکوهایی سر چاهی و خطوط لوله دریایی میشود و تجهیزات پالایشگاه خشکی شامل واحدهای عملیاتی، واحدهای صدور گاز، تأسیسات جانبی، مخازن ذخیره و تجهیزات بخش پیگ رانی می باشد.

بخش واحدهای عملیاتی شامل واحد دریافت گاز، مایعات گازی و مونواتیلن گلایکول^۱، واحد جدا کننده های فشار بالا، واحد تثبیت مایعات گازی، واحد نم زدائی گاز و تنظیم نقطه شبنم آب، واحد جداسازی و تفکیک^۲ NGL (تنظیم نقطه شبنم هیدروکربن) و استحصال اتان، واحد جداسازی پروپان و بوتان و واحد تصفیه^۳ LPG می شوند. واحد صدور گاز^۴ نیز وظیفه صدور و تقویت^۵ گاز را دارد. تأسیسات جانبی پالایشگاه خشکی شامل تجهیزات تولید و توزیع انرژی، تولید و توزیع بخار، واحد گاز سوختی، واحد هوا، واحد نیتروژن، واحد آب دریا، واحد نمک زدایی آب، واحد جداسازی مواد معدنی از آب، واحد آب آشامیدنی، واحد جداسازی آب ترش، واحد تصفیه فاضلاب، واحد آب سرد سازی و واحد آب آتش نشانی می باشد. مخازن ذخیره^۶ که شامل واحدهای سیستم فلر، چاله آتش، مخازن ذخیره میعانات و مخازن ذخیره LPG می باشند جهت ذخیره مواد به منظور صادرات تعبیه شده اند.

همچنین بخش مربوط به عملیات پیگ رانی برای افزایش کارایی بلند مدت اهمیت خاصی دارد. اگر با برنامه ریزی منظم، یکپارچگی خطوط لوله کنترل شود، میتوان عمر طراحی خطوط لوله را افزایش داد. همچنین به منظور ارزیابی ریسک، ترمیم و تعمیر خط لوله باید وضعیت کنونی خط لوله به دقت بررسی گردد. خطوط دریایی اگرچه مدفون نیستند، اما بطور یکنواخت پوشش های بتنی دارند و ممکن است در عمق چند صد فوتی قرار گرفته باشند. بوسیله عملیات پیگ

1- Mono Ethylene Glycol

2-Natural Gas Liquida

3- Liquefied petroleum gas

4- Export gas

5- Export gas booster Compression

6- Offsite

رانی میتوان بازرسی کامل خطوط لوله را برای اهداف عملیاتی و نگهداری انجام داد. در ایالات متحده معمولاً به اینگونه بازرسی ها، بازرسی درون خط گفته می شود. بوسیله عملیات پیگ رانی می توان ترک ناشی از خوردگی تنشی را پیدا کرد و بسیاری از مشکلات خطوط دریایی را توسط ارزیابی پوشش خطوط لوله حل کرد (شرکت توسلی و همکاران، [۶]، ۱۳۹۳).

۲-۳- مسیر فرآوری گاز در یک پالایشگاه

۲-۳-۱- تأسیسات دریایی

۲-۳-۱-۱- سکوهای سرچاهی

هرکدام از سکوهای سرچاهی دارای تعدادی چاه فعال و چند چاه آماده^۱ هستند که بعداً مورد استفاده قرار خواهند گرفت. هر چاه به یک شیر فشارشکن مجهز می باشد که فشار گاز خروجی از چاه را کاهش داده و تنظیم می کند. در تأسیسات سرچاهی و مسیر جریان گاز تعدادی شیر اطمینان با ظرفیت تخلیه مناسب جهت جلوگیری از بالا رفتن فشار، نصب میشوند. علاوه بر این هر سکوی سرچاهی به یک مشعل که در فاصله دورتر قرار گرفته متصل می باشد. جریان گاز هر چاه بوسیله یک خط لوله به جداکننده اولیه ارسال و آب و مواد نفتی جریان جدا می شود. آب جدا شده به قسمت روغن گیری نهایی^۲ منتقل و پس از گرفتن مواد نفتی باقیمانده آب بدون مواد نفتی به دریا ارسال می شود و مواد نفتی به مسیر اصلی گاز برگشت داده می شوند. عملیات بهره برداری از سکو را می توان بدون حضور نیروی انسانی و از طریق اتاق کنترل پالایشگاه انجام داد (شرکت توسلی و همکاران، [۶]، ۱۳۹۳).

۲-۳-۱-۲- خطوط لوله دریایی

جریان گاز و میعانات گازی با مقدار اندکی آب، توسط یک خط لوله به ساحل منتقل می شوند. بمنظور جلوگیری از تشکیل هیدرات درون لوله های انتقال گاز به ساحل، در سکوها به میزان معین مونواتیلن گلایکول به جریان گاز تزریق می شود. همچنین برای جلوگیری از خوردگی، pH میعانات گازی در خط لوله به وسیله تزریق آمین کنترل می شود. مونواتیلن گلایکول در پالایشگاه از گاز جدا شده و پس از بازیابی مجدداً به سکو منتقل می شود. سیستم نظارت کاملی در هر سکو برای کنترل مقدار جریان گاز ورودی به هر خط دریایی تعبیه شده است (شرکت توسلی و همکاران، [۶]، ۱۳۹۳).

1 -Stand by

2 -Oily Water treatment

۲-۳-۲- تأسیسات خشکی

۲-۳-۲-۱- واحدهای عملیاتی

۲-۳-۲-۱-۱- تأسیسات دریافت

تأسیسات دریافت گاز از سه مجموعه لخته گیر، دریافت کننده پیگ و ManiFold تشکیل شده است. گاز ورودی از خطوط دریایی بعد از عبور از شیرهای کنترل فشار وارد لخته گیر میشود. نوع لخته گیر با توجه به میزان مایعات سنگین موجود در گاز تعیین می شود. خوراک این واحد به صورت چند فاز (شامل گاز، میعانات گازی، آب و گلایکول) می باشد و جداسازی بخش عمده گاز در ابتدای لخته گیر انجام میشود. در صورت نیاز به پیگ رانی باید قبل از آن، پیگ از دریافت کننده عبور کند، در ورودی پالایشگاه جریان سه فاز دریافتی از چاه ها که خوراک نامیده می شود با افت فشار مواجه شده و جداسازی اولیه گاز و میعانات گازی انجام می گیرد. گازهای خروجی از جداساز به واحد شیرین سازی گاز ارسال می شود و میعانات به واحد تثبیت میعانات گازی فرستاده می شود (شرکت توسلی و همکاران، [۶]، ۱۳۹۳).

۲-۳-۲-۱-۲- واحد جداکننده های فشار بالا

گاز پس از جداسازی در لخته گیر به این واحد وارد میشود. این واحد از جداکننده های سه فاز بصورت عمودی تشکیل شده که میعانات و آب باقیمانده در جریان گاز را بوسیله فلش کردن جدا می کند، برای جداسازی کامل، گاز خروجی از بالای جداکننده از مه گیر عبور می کند. گاز جدا شده به سمت واحدهای پالایش فرستاده می شود و جریان های میعانات و آب و متانول نیز پس از خروج از جداکننده از فیلتر عبور می کنند. متانول در مخزنی ذخیره و بوسیله پمپ به نقاط مورد نیاز ارسال میشود (شرکت توسلی و همکاران، [۶]، ۱۳۹۳).

۲-۳-۲-۱-۳- واحد تثبیت میعانات

هدف این واحد کاهش فشار بخار هیدروکربن های مایع تا رسیدن به حد استاندارد، یعنی مقدار ۸-۱۲psi در ۱۰۰ درجه فارنهایت می باشد، میعانات جدا شده توسط جداکننده فشار بالا و لخته گیر توسط یک خط اصلی^۱ به واحد تثبیت میعانات گازی در هر فاز ارسال می گردد. این واحد از چهار بخش اصلی زیر تشکیل شده است :

– فلش کردن (جداسازی) و نمکزدایی

– تثبیت مایعات گازی

– کمپرس کردن Off Gas

– انتقال مایعات تثبیت شده به مخازن

میعانات گازی که همراه آنها گلایکول و آب است پس از عبور از مبدل گرم تر شده و وارد جداکننده سه فازی می شوند. در ادامه میعانات از نمکزدا و مبدل عبور کرده و پس از عبور از یک شیر فشار وارد برج تثبیت می شود که گازهای سبک از بالا و میعانات تثبیت شده از پایین برج خارج می گردند و میعانات برای ذخیره سازی به سمت مخازن ارسال می شوند. گازهای جدا شده و خروجی از بالای برج تثبیت کننده، پس از عبور از کمپرسورهای Off Gas و تأمین فشار، به ورودی جداکننده های فشار بالا فرستاده می شود.

این واحد به خصوص اگر میزان قابل توجهی میعانات داشته باشیم، ارزش اقتصادی بالایی دارد و از این رو یک واحد پشتیبانی بصورت موازی با واحد اصلی ولی با ظرفیت کمتر طراحی می شود تا در صورتیکه واحد تثبیت میعانات از سرویس خارج شود یا در حالت عادی کار نکند و یا ظرفیت واحد پاسخگوی میزان ورودی نباشد. مجبور به قطع جریان یا هدر رفت میعانات نباشیم، برای مثال در هنگام عملیات پیگ رانی، با حجم زیادی از مایعات و اصطلاحاً گل و لای، با فشار بالایی در پشت آن، مواجه هستیم که در این مواقع از واحد پشتیبانی استفاده می کنیم. این واحد برج تثبیت کننده ندارد، و تنها از طریق فلش کردن متوالی، گازهای سبک را از میعانات گازی جدا می کند. در نتیجه غالباً حد مورد نظر بدست نمی آید. محصول این واحد به سمت تانک های Off Spec فرستاده می شود، تا دوباره بعنوان خوراک ورودی واحد تثبیت میعانات ارسال شود (شرکت توسلی و همکاران، [۶]، ۱۳۹۳).

۲-۳-۱-۴- واحد شیرین سازی

گازترش، گاز حاوی گازهای اسیدی مانند دی اکسید کربن و سولفید هیدروژن است. گازهای ترش تأثیرات مخرب صنعتی و زیست محیطی دارند، H_2S به شدت خورنده است. از جمله برای همه فلزاتی که معمولاً در انتقال، فرایندها و بهره برداری گاز همراه هستند، بنابراین لازم است عملیات شیرین سازی در ابتدای مسیر گاز انجام گیرد. واحد شیرین سازی از اصلی ترین واحدهای هر پالایشگاه می باشد، در این مرحله عمدتاً ترکیبات H_2S و قسمتی از CO_2 از گاز جدا می شود و به مقدار مطابق با استاندارد محصول مورد نیاز رسانده می شود. جداسازی این ترکیبات از طریق حلال جاذب و عمدتاً حلال آمین انجام می گیرد و سپس آمین مصرف شده احیاء می گردد.

فرایندهای حذف گوگرد اصولاً به دو نوع جذب سطحی روی یک جامد (فرایند خشک) و جذب در یک مایع (فرایند مرطوب) هستند. هر دو فرایندهای جذب سطحی جامد و مایع ممکن است نوع فیزیکی یا شیمیایی باشند. در صنعت معمولاً فرایندهای قابل احیاء همراه با بازیابی H_2S شامل فرایندهای جذب فیزیکی، فرایندهای آمین، غربال های مولکولی و غیره مورد استفاده قرار می گیرند.

در حال حاضر فرآیند شیرین سازی به کمک آمین ها، رایج ترین فرآیند شیرین سازی گاز طبیعی است. با وجود تمامی مزایای این روش، به حداقل رساندن غلظت سولفید هیدروژن در این روش نیازمند صرف انرژی بسیار زیادی برای بازیابی حلال است. در این روش واحد شیرین سازی از دو بخش جذب H_2S و احیاء حلال تشکیل می شود، و گاز اسیدی حاصل از احیاء، جهت تولید سولفور به واحد بازیافت سولفور فرستاده می شود (شرکت توسلی و همکاران، [۶]، ۱۳۹۳).

۲-۳-۱-۵- واحد نم زدایی

گاز طبیعی تولید شده از منابع مستقل گازی یا از چاه های نفتی (گازهای همراه نفت) در حقیقت گازهای طبیعی اشباع شده از آب و هیدروکربورهای سنگین می باشند. به عبارتی آب و هیدروکربن های مایع از ناخالصی های ناخواسته و مشترک در انواع گازهای طبیعی (ترش و شیرین) هستند. دمای پایین و فشار بالا شرایط تشکیل هیدرات را مهیا می سازد. به منظور جلوگیری از تشکیل هیدرات که موجب آسیب هایی همچون افت فشار و مسدود شدن مسیر خصوصاً در خطوط لوله انتقال گاز می شود، عملیات نم زدایی گاز در این واحد صورت میگیرد.

برای جداسازی هیدروکربن های سنگین از روش سردسازی استفاده میشود، همچنین در انتقال گاز مقداری افت فشار بوجود می آید و به تبع آن طبق اثر ژول تامسون کاهش دما ایجاد میشود و باعث تشکیل آب مایع میشود. در نتیجه نیاز است نقطه شبنم آب در مخلوط گازی، در ابتدای مسیر (پس از شیرین سازی) روی حد مطلوبی تنظیم شود. در لوله های اصلی انتقال گاز که ممکن است از مناطق کوهستانی و صحراهای سردسیر عبور نمایند باید نقطه شبنم گازهای انتقالی حدود $10^{\circ}F$ از حداقل درجه حرارت خط لوله در طول مسیر پائین تر باشد تا با تقطیر آب در داخل خط لوله و در کنار گازهای CO_2 ، از خوردگی داخلی در خط لوله جلوگیری به عمل آید. در استانداردهای طراحی و انتخاب جنس خطوط لوله مانند NACE توصیه شده است که مقدار آب در خطوط لوله انتقال، از مقدار 7 lb/MMSCF پائین تر نگهداری شوند تا در تأسیسات و در طول مسیر خطوط لوله مشکلاتی بوجود نیآورد.

روش های نم زدایی گاز عبارت اند از : سردکردن مستقیم^۱، جذب در حلال مایع^۲، جذب سطحی جاذب جامد^۳. انتخاب روش نم زدایی بستگی به شرایط گاز (اجزاء تشکیل دهنده و فشار و دما و دبی) و SPEC مورد نیاز دارد. هم اکنون در صنعت فقط روش های استفاده از حلال مایع و جذب سطحی به طور متداول استفاده می شود. مواقعی که گاز کاملاً خشک است یا با رطوبت بسیار کم مورد نیاز باشد از جاذب های جامد استفاده می شود برای مثال زمانی که لازم است گاز یک فرایند فوق سرد^۴ را طی کند.

البته در واحدهای پالایشی جداسازی عمده آب از طریق تزریق مونواتیلن گلا یکول در سر چاه ها صورت می گیرد و جداسازی آب باقیمانده در گاز در واحد آبگیری انجام می شود. مواد جاذب الرطوبه که ملاک های لازم به عنوان جاذب تجاری را دارا هستند به ترتیب افزایش قیمت عبارت اند از: آلومینا سیلیکاژل ها و غربال های مولکولی. عوامل مؤثر بر انتخاب جاذب عبارت اند از:

- دمای عملیاتی
- نقطه شبنم مورد انتظار در جریان خروجی
- ترکیب جریان (شرکت توسلی و همکاران، [۶]، ۱۳۹۳).

۲-۳-۱-۶- واحد جداسازی NGL و استحصال اتان

در این واحد تنظیم نقطه شبنم هیدروکربن ها صورت میگیرد. برای این منظور گاز طی چند مرحله تا دمای مورد نظر سرد شده و مایعات آن جدا میشود. بدین ترتیب که گاز ابتدا از چند مبدل پوسته و لوله و یک چیلر عبور کرده و سردسازی نهایی از طریق افت فشار در یک توربو اکسپندر ایجاد میشود و در نتیجه گازهای سبک شامل متان و اتان جدا میشوند. هدف از این واحد دستیابی به گاز با خصوصیات زیر می باشد :

- نقطه شبنم در دمای ۱۰- درجه سانتیگراد با تغییرات ± 0.5 درجه سانتیگراد و فشار نسبی ۵۵ بار
- میزان حداکثر مرکاپتان ۱۰ میلی گرم بر مترمکعب (شرکت توسلی و همکاران، [۶]، ۱۳۹۳).

1-Direct cooling
2- Absorption
3-Adsorption
4- Cryogenic

۲-۳-۱-۷- واحد جداسازی پروپان و بوتان NGL

در این قسمت پروپان و بوتان بوسیله دو برج تقطیر، از NGL جدا می شوند و در دو مسیر جداگانه به سمت واحد تصفیه LPG منتقل میشوند و NGL باقیمانده نیز به واحد تثبیت میعانات (ورودی برج تثبیت کننده) انتقال می یابد (شرکت توسلی و همکاران، [۶]، ۱۳۹۳).

۲-۳-۱-۸- سیکل تبرید پروپان

هدف اصلی این واحد سردسازی خوراک ورودی به واحد جداسازی و استحصال NGL و اتان می باشد. اجزاء سیستم تبرید پروپان عبارت اند از:

- مخزنی جهت ذخیره پروپان که جریان ورودی به چیلر را ثابت نگه دارد
- کمپرسور جهت بالا بردن فشار بخارات پروپان تا حدی که میعان کننده ها بتوانند آن را به مایع تبدیل کنند (باید توجه داشت که فشار پروپان به فشار بحرانی نرسد، چرا که در این صورت میعان صورت نمی گیرد).
- کندانسور جهت تبدیل بخارات پروپان به پروپان مایع
- مبدل حرارتی که در آن پروپان مایع تبدیل به بخار شده و تولید سرما کند
- درام^۱ به تعداد ورودی های کمپرسور، تا در اثر فشار پروپان باعث خنک شدن مایع پروپان گردد و از ورود قطرات پروپان به داخل کمپرسور جلوگیری کند (شرکت توسلی و همکاران، [۶]، ۱۳۹۳).

۲-۳-۱-۹- واحد تصفیه LPG

این واحد به منظور تصفیه پروپان و بوتان مایع، کنترل مقدارگوگرد کل از طریق جداسازی H_2S و مرکاپتان از پروپان و همچنین جداسازی مرکاپتان از بوتان تعبیه شده است. فرایند صورت گرفته در این واحد شامل تصفیه پروپان، تصفیه بوتان و عملیات احیاء کاستیک و آمین می باشد که توضیح هریک در ادامه آورده شده است (شرکت توسلی و همکاران، [۶]، ۱۳۹۳).

۲-۳-۱-۱-۹- تصفیه پروپان

الف) حذف H_2S و COS

پروپان ورودی ابتدا توسط مبدل سرد میشود و سپس وارد برج استخراج کننده پروپان/آمین شده و در تماس با دی اتانول آمین (DEA) قرار میگیرد. در برج آمین به منظور جذب H_2S ، آمین از بالا وارد برج شده و پروپان در طول برج در تماس با آمین قرار گرفته و طبق واکنش

1-Drum

زیر H_2S توسط آمین جذب و از پروپان جدا میشود. در این برج گازهای اسیدی از فاز مایع پروپان وارد فاز مایع آمین H_2S و CO_2 می گردند، پروپان مایع تصفیه شده از بالای برج خارج شده و آمین غنی خروجی از پائین برج وارد سیکل احیاء می شود.

برخلاف H_2S واکنش COS با آمین یک واکنش چند مرحله ای و کند است، بدین صورت که ابتدا COS در تماس با آب موجود در محلول آمین هیدرولیز، و به H_2S تبدیل می شود، سپس توسط آمین جذب می شود. برای جذب COS نیز از یک مجموعه مخلوط کننده-ته نشین کننده^۱ استفاده میشود، بدین صورت که پروپان به صورت سری وارد سه مرحله مخلوط کننده-ته نشین کننده می شود. مخلوط کننده باعث ایجاد آشفستگی و اختلاط کامل پروپان و آمین شده و ته نشین کننده یک زمان ماند در اختیار مخلوط میگذارد. پروپان که خروجی قسمت بالای هر ته نشین کننده است، وارد مخلوط کننده بعدی شده و مایعات از قسمت پایین ته نشین کننده توسط یک پمپ به مخلوط کننده قبلی برگشت داده میشوند و دوباره با پروپان در تماس قرار می گیرد (شرکت توسلی و همکاران، [۶]، ۱۳۹۳).

ب) حذف مرکاپتان^۲

پروپانی که H_2S و COS آن گرفته شده، برای حذف مرکاپتان از پایین برج و کاستیک فقیر از بالا وارد برج پروپان/ کاستیک^۳ می گردند و جذب مرکاپتان توسط کاستیک انجام میشود. پس از آن پروپان مرطوب شده برای نم زدایی نهایی به سمت خشک کن میرود. پروپان مایع از پایین وارد بستر و پس از جذب رطوبت توسط غربال های مولکولی از بالای بستر خارج میشود. در ادامه بعد از عبور از فیلتر به مخازن ذخیره سازی می رود (شرکت توسلی و همکاران، [۶]، ۱۳۹۳).

۲-۳-۱-۲-۹-۲- تصفیه بوتان

معمولاً میزان H_2S و COS در بوتان بسیار ناچیز است و فقط نیاز به جداسازی مرکاپتان می باشد. بوتان از واحد و استحصال اتان وارد می شود و NGL جداسازی و تفکیک پس از گذشتن از مبدل تا دمای عملیاتی برج استخراج کننده بوتان/کاستیک سرد شده و وارد برج می شود. بقیه مراحل مرکاپتان زدایی و خشک کردن کاملاً مشابه پروپان است. در پایان محصول بوتان خشک و تصفیه شده برای ذخیره سازی به واحد صدور و تقویت گاز می رود (شرکت توسلی و همکاران، [۶]، ۱۳۹۳).

1- Mixer- Settler
2-Mercaptan removal
3-propane/Caustic Extractor

۲-۳-۱-۲-۳-۹-۳-احیاء کاستیک

کاستیک غنی خروجی از قسمت پایین استخراج کننده های بوتان و پروپان یکی شده و در یک جریان، پس از اضافه شدن کاتالیست، بوسیله مبدل و در تماس با بخار با فشار کم، تا دمای عملیاتی برج گرم میشود. سپس از پایین وارد برج اکسید کننده و در ادامه به سمت جداکننده و مخازن ذخیره هدایت میشود (شرکت توسلی و همکاران، [۶]، ۱۳۹۳).

۲-۳-۱-۲-۳-۴-احیاء آمین

آمین غنی خروجی از پایین برج استخراج کننده پروپان/آمین وارد فلش درام شده و پس از عبور از مبدل و افزایش دما وارد برج احیاء آمین می شود. پس از عملیات احیاء آمین فقیر خروجی از پایین برج احیا وارد مبدل شده و دمای آن کاهش می یابد و به سمت استخراج کننده پروپان/آمین فرستاده می شود (شرکت توسلی و همکاران، [۶]، ۱۳۹۳).

۲-۳-۱-۲-۱۰-واحد سردسازی آب

در این قسمت هدف تأمین آب سرد برای استفاده در واحد تصفیه پروپان است. سردسازی از طریق یک سیکل تبرید، با مبرد پروپان صورت می گیرد (شرکت توسلی و همکاران، [۶]، ۱۳۹۳).

۲-۳-۲-۲-واحدهای صدور و تقویت فشار گاز

در این واحد، در کمپرسورهای ارسال گاز، فشار گاز خروجی از پالایشگاه تا فشار خطوط انتقال افزایش می یابد. هریک از ایستگاه های تقویت فشار دارای توربوکمپرسورهایی به صورت موازی هستند که یکی از آنها در حالت آماده به کار^۱ قرار دارد. همچنین در طول مسیر انتقال گاز ایستگاه های تقویت فشار و قطع اضطراری^۲ جریان در صورت تغییرات فشار، قرار دارد (شرکت توسلی و همکاران، [۶]، ۱۳۹۳).

۲-۳-۲-۳-تأسیسات جانبی

تأسیسات جانبی یک پالایشگاه شامل موارد زیر می باشد:

- واحد تولید و توزیع انرژی: این واحد وظیفه تأمین انرژی الکتریکی مورد نیاز یک پالایشگاه را برعهده دارد. تأمین انرژی الکتریکی پالایشگاه اغلب بوسیله توربین های گازی صورت می گیرد که هر کدام از آنها می توانند به تنهایی یا به صورت موازی با بقیه کار کند.

1-Stand by

2-Emergency shot down valve

- واحد تولید و توزیع بخار: این واحد به منظور تأمین بخار مورد نیاز قسمت های مختلف پالایشگاه ایجاد شده است و دارای جوش آورهایی^۱ می باشد.
- واحد سوخت گازی: طراحی و نصب این واحد به منظور تأمین سوخت گازی مصرف کننده های موجود در پالایشگاه می باشد. در این قسمت سوخت گازی با فشار پائین و فشار بالا تولید می شود که سوخت گازی با فشار بالا در مصرف کننده های توربین گازی، جریان پیوسته برای مشعل های فلر و گاز مورد نیاز برای سوزاندن هیدروکربن ها استفاده می شود. همچنین سوخت فشار پایین نیز در مصرف کننده های جوش آور و فلر کاربرد دارد. گاز مورد نیاز راه اندازی این واحد از خط لوله سراسری تأمین می شود.
- واحد هوا: این واحد به منظور تأمین هوای مورد نیاز در قسمت های ابزار دقیق (هوای خشک)، هوای تجهیزات (هوای مرطوب)، هوادهی با باکتری ها، دانه بندی رزین ها و واحد تولید نیتروژن کاربرد دارد. یک اتصال اضطراری از نیتروژن به خط هوا وجود دارد که در مواقع اضطراری در صورتیکه نتوان هوا را تأمین کرد تا ۴۸ ساعت میتوان واحد را با آن کنترل کرد.
- واحد نیتروژن: این واحد به منظور تأمین نیتروژن مورد نیاز پالایشگاه تعبیه شده است. از جمله مصارف نیتروژن در پالایشگاه میتوان به استفاده بجای هوا، ایجاد یک فشار مثبت برای پمپ ها و جلوگیری از کاویتاسیون اشاره کرد.
- واحد تصفیه پساب فاضلاب: این واحد جهت تصفیه و جداسازی بهتر پساب های پالایشگاه به قسمت های تصفیه آب روغنی و هیدروکربن ها و تصفیه آبهای شیمیائی اسیدی یا بازی تقسیم شده است.
- واحد بازیابی مونواتیلن گلایکول: مونواتیلن گلایکول جدا شده برای بازیافت وارد این واحد می شود. محلول مونواتیلن گلایکول پس از بازیابی و تبدیل آن به محلول گلایکول و آب به منظور تزریق به جریان گاز به سکوها فرستاده میشود. همچنین در این مجموعه نمک نیز جدا شده تا از تجمع آن جلوگیری شود چرا که وجود و تجمع نمک می تواند باعث بروز اشکالاتی در خط لوله و تجهیزات گردد.
- واحد آب دریا: این واحد به منظور تأمین آب قسمت های مختلف پالایشگاه طراحی شده و در مواردی چون استفاده به جای آب آتش نشانی زمانیکه دسترسی به آن امکانپذیر نمی

- باشد، پشتیبانی سردسازی آب و خنک کاری مبدل ها استفاده میشود. این واحد از لوله های انتقال آب، حوضچه آبگیر، فیلترها، پمپ ها و ... تشکیل شده است.
- واحدهای نمک زدایی و حذف مواد معدنی آب: که بنابر ضرورت در بخش های مختلف بکار میروند.
 - واحد تصفیه آب ترش: این واحد به منظور زدودن گاز اسیدی H_2S ، CO_2 و نیز هیدروکربن ها از آب ترش برگشتی از واحدهای مختلف پالایشگاه طراحی شده است.
 - واحد سردسازی آب: این واحد در خنک کاری پمپ های خوراک دهنده به جوش آور، خنک کاری پمپ های پروپان و بوتان و ... کاربرد دارد.
 - واحد آب آتش نشانی،
 - واحد آب آشامیدنی (شرکت توسلی و همکاران، [۶]، ۱۳۹۳).

۲-۳-۴- واحدهای Offsite

بخش های تعبیه شده در این قسمت شامل سیستم مشعل، واحد چاله آتش و مخازن ذخیره می باشد. سیستم مشعل به منظور جمع آوری و سوزاندن گازهای دور ریز که از واحدهای مختلف فرستاده می شوند یا گازهایی که در مواقع اضطراری از طریق شیرهای اطمینان سیستم های مختلف پالایشگاه آزاد می شوند، طراحی و نصب شده است.

به منظور برقراری دائم شعله و جلوگیری از برگشت آن و نیز نفوذ هوا به داخل فلر که به دنبال آن خطر انفجار وجود دارد، یک جریان دائم از سوخت گازی درون سیستم خط لوله فلر وجود دارد. همچنین بمنظور ایمنی بیشتر در مواقع قطع احتمالی سوخت گازی در قسمت های مختلف، یک خط نیتروژن نیز نصب میشود.

وظیفه واحد چاله آتش جمع آوری و سوزاندن مایعات نفتی دور ریز و آغشته به مواد هیدروکربنی می باشد. این واحد شامل یک درام جمع آوری مایعات و پمپ جهت ارسال مایعات هیدروکربنی به مشعل است. در اطراف مشعل اصلی یکسری نازل تعبیه شده است که با فرستادن آب از طریق این نازل ها میتوان شعله را کنترل کرد و همچنین دود حاصل از سوختن را نیز کاهش داد.

مخازن ذخیره نیز با هدف ذخیره سازی میعانات گازی تحت فشار اتمسفریک و صادرات آن و همچنین بمنظور سردسازی و نگهداری پروپان و بوتان مایع در تانک های مربوطه، تحت فشار اتمسفریک طراحی و ساخته شده اند (شرکت توسلی و همکاران، [۶]، ۱۳۹۳).

۲-۴- معرفی پارس جنوبی

۲-۴-۱- میدان گازی پارس جنوبی

ذخایر اثبات شده گاز جهان تا پایان سال ۲۰۰۴ میلادی برابر با ۱۷۹/۵۳ تریلیون متر مکعب برآورد می شود. ۲۷/۵ تریلیون متر مکعب از این ذخایر در کشور ما واقع شده است. ایران با داشتن ۱۵/۳ درصد از گاز جهان بعد از روسیه (۶۷/۷ درصد) در مقام دوم قرار دارد. حدود ۵۰ درصد ذخایر گاز ایران، در میدان گازی پارس جنوبی قرار دارد (واعظ، [۲۴]، ۱۳۸۹).

میدان عظیم گازی پارس جنوبی، بزرگترین میدان فراساحلی جهان است، که بر روی خط مرزی مشترک ایران و قطر، در خلیج فارس و در فاصله یکصد کیلومتری ساحل جنوبی ایران، در عمق تقریبی سه هزار متری دریا واقع شده است. میدان پارس جنوبی در واقع بخش شمال شرقی یک ساختار وسیع زمین شناسی در خلیج فارس بوده و در قطر به میدان شمالی^۱ معروف است. مخزن پارس جنوبی دارای دولایه گازی کنگان و دالان می باشد. این میدان یکی از اصلی ترین منابع انرژی کشور به شمار می رود (واعظ، [۲۴]، ۱۳۸۹). شکل ۱-۲ موقعیت میدان پارس جنوبی، را نشان می دهد.



شکل (۱-۲)- موقعیت میدان پارس جنوبی

1- North Field

۲-۴-۲- معرفی پالایشگاه ها و فازهای پارس جنوبی



شکل (۲-۲)- موقعیت فازهای پارس جنوبی (Petropars 2015 [۲۵])

۲-۴-۱- پالایشگاه اول (فاز ۱)

طراحی ، نصب و راه اندازی تاسیسات دریایی و خشکی فاز یک تحت مدیریت شرکت نفت و گاز پارس در بهمن ماه ۱۳۷۶ به شرکت ایرانی پتروپارس واگذار گردید. و راه اندازی این فاز در تیر ماه ۱۳۸۲ با همکاری موثر متخصصین و نیروهای کارشناس شرکت ملی گاز آغاز و در ۲۰ آبان ماه سال ۱۳۸۳ توسط رئیس جمهور وقت آقای سید محمد خاتمی رسماً مورد بهره برداری قرار گرفت. به منظور استخراج و بهره برداری از میدان گازی پارس جنوبی در هر فاز دو سکوی سر چاهی نصب شده است که هر کدام ظرفیت پذیرش ۱۶ چاه دارند که ۶ عدد فعال است. در فاز ۱ روزانه ۲۸/۳ میلیون متر مکعب گاز از دو سکوی سر چاهی برداشت و عملیات جدا سازی آب همراه گاز در سکو انجام می گیرد و گاز و میعانات گازی بصورت دو فازی به وسیله یک خط لوله زیر دریایی ۳۲ اینچ به فاصله ۱۰۵ کیلومتر به خشکی منتقل می گردد. به همین منظور یک سکوی اقامتی در کنار سکوی بهره برداری فاز یک با ظرفیت ۹۰ نفر نصب شده است. از این سکو بعنوان پشتیبانی سایر سکوها نیز استفاده می شود ولی در سکوهایی فازهای دیگر هیچ نوع عملیاتی صورت نمی گیرد و این سکوها بدون نفر و از طریق اتاق کنترل مرکزی در خشکی کنترل می شود.

گاز ورودی به پالایشگاه ابتدا از میعانات گازی جدا و سپس در ۲ واحد عملیاتی به شرح ذیل تصفیه می شود:

- شیرین سازی گاز
- نم زدایی
- تنظیم نقطه شبنم گاز
- مرکپتان زدایی

روزانه ۲۵ میلیون متر مکعب گاز تصفیه شده توسط یک خط لوله ۵۶ اینچ وارد شبکه سراسری و ۴۰ هزار بشکه میعانات گازی پس از عبور از دو واحد تثبیت میعانات گازی به مخازن ذخیره سازی جهت صادرات ارسال می گردد. همچنین H_2S جدا شده در واحد شیرین سازی به واحد های باز یافت گوگرد هدایت و روزانه ۲۰۰ تن گوگرد به صورت دانه بندی شده تولید و توسط کامیون به انبار مکانیزه گوگرد منتقل می شود.

مشخات واحد پشتیبانی:

- ۴ دستگاه توربین گازی تولید برق هر کدام به ظرفیت ۳۰ مگاوات و یک دستگاه ژنراتور دیزلی (اضطراری) به ظرفیت یک مگاوات
- ۳ دیگ بخار هر یک به ظرفیت ۸۰ تن در ساعت
- ۲ مخزن سیستم آب آتش نشانی هر یک با ظرفیت ۶۷۸۹ متر مکعب
- ۴ مخزن ذخیره میعانات گازی با ظرفیت ۱۰۲۵۰۰۰ بشکه
- ۳ واحد تصفیه آب هر یک با ظرفیت ۸۰ تن در ساعت.

آبگیر : بمنظور تامین آب پالایشگاه های پارس جنوبی تأسیسات آبگیر شامل حوضچه ورودی، سیستم تولید و تزریق کلر و پمپ های آب دریا برای مجموعه پالایشگاه ۱۰ فاز در طرح فاز یک احداث شده است (شرکت مجتمع گاز پارس جنوبی، [۲۶]، ۱۳۹۷).

۲-۲-۴-۲- پالایشگاه دوم (فازهای ۳ و ۲)

عملیات توسعه فازهای ۳ و ۲ میدان گازی پارس جنوبی تاریخ ۷/۷/۷۶ به شرکت توتال فرانسه واگذار گردید و در شهریور سال ۸۱ با همکاری موثر متخصصین و نیروهای کارشناس شرکت ملی گاز بطور کامل راه اندازی و در ۲۶ بهمن ماه سال ۸۱ با حضور رئیس جمهور وقت آقای سید محمد خاتمی رسماً "به بهره برداری رسید. روزانه ۵۶/۵ میلیون متر مکعب گاز از دو سکوی سر چاهی برداشت و بصورت سه فازی شامل گاز، میعانات گازی و آب به وسیله دو

خط لوله زیر دریایی ۳۲ اینچ به فاصله ۱۰۵ کیلومتر به خشکی منتقل می گردد. به منظور محافظت از لوله ها و جلوگیری از خوردگی آنها ماده شیمیایی گلاپکول از طریق ۲ خط لوله ۴/۵ اینچ به سکوها منتقل و به خط لوله تزریق می شود.

گاز ورودی به پالایشگاه پس از جدا سازی از میعانات گازی به ۴ واحد عملیاتی هر کدام به ظرفیت ۱۳/۷ میلیون متر مکعب منتقل و به شرح ذیل تصفیه می شود:

– شیرین سازی گاز

– نم زدایی

– تنظیم نقطه شبنم گاز

– مرکپتان زدایی

روزانه ۵۳/۳ میلیون متر مکعب گاز تصفیه شده توسط یک خط لوله ۵۶ اینچ وارد شبکه سراسری و ۸۰ هزار بشکه میعانات گازی پس از عبور از دو واحد تثبیت میعانات گازی به مخازن ذخیره سازی جهت صادرات ارسال می گردد. همچنین H_2S جدا شده در واحد شیرین سازی به واحد های باز یافت گوگرد هدایت و روزانه ۴۰۰ تن گوگرد به صورت دانه بندی شده تولید و توسط کامیون به انبار مکانیزه گوگرد منتقل می شود.

مشخصات واحدهای پشتیبانی:

– ۴ دستگاه توربین گازی تولید برق هر کدام به ظرفیت ۳۰/۹۸ مگاوات و یک دستگاه ژنراتور بخار به ظرفیت ۱۹/۵ مگاوات و دو ژنراتور دیزلی (اضطراری) هر یک به ظرفیت ۲ مگاوات.

– ۴ دیگ بخار هر یک به ظرفیت ۱۷۰ تن در ساعت

– ۱ مخزن سیستم آب آتش نشانی با ظرفیت ۱۲۵۰۰ متر مکعب

– ۳ مخزن ذخیره میعانات گازی هر یک با ظرفیت ۷۷۳۰۰ متر مکعب

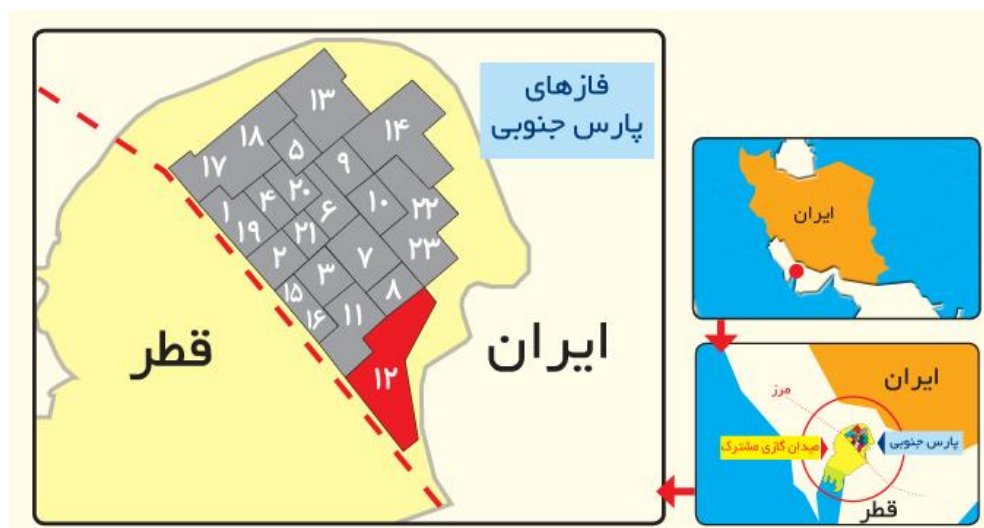
– ۳ واحد تصفیه آب هر یک با ظرفیت ۱۳۰۰ تن در روز (شرکت مجتمع گاز پارس جنوبی، [۲۶]، ۱۳۹۷).

۲-۴-۲-۳- پالایشگاه نهم (فاز ۱۲)

طراحی و نصب و راه اندازی تاسیسات دریایی و خشکی فاز ۱۲ تحت مدیریت شرکت نفت و گاز پارس جنوبی با سازماندهی و استفاده از ظرفیت های پیمانکاری بزرگ داخلی و بین المللی

(مشارکت ۶۶ درصدی بخش داخلی) انجام گردید. با تلاش و همت کارشناسان شرکت مجتمع گاز پارس جنوبی اولین ارسال گاز شیرین این پالایشگاه در ۲۲ اسفند ماه سال ۱۳۹۲ به شبکه سراسری متصل گردید.

موقعیت جغرافیایی: فاز ۱۲ میدان گازی پارس جنوبی با مساحتی در حدود ۲۰۵ کیلومتر مربع در بلوک جنوب شرقی حوزه پارس جنوبی و حاشیه شرقی مرز آبی مشترک ایران و قطر قرار گرفته است (شکل ۲-۳). این فاز با برخورداری از ذخایر درجا معادل ۶۰۰ میلیارد متر مکعب حدود ۵ درصد از ذخایر میدان گازی پارس جنوبی را به خود اختصاص داده است. گاز طبیعی تولیدی در این فاز با طی مسافت حدود ۱۵۰ کیلومتر از بستر دریا به پالایشگاه خشکی به منطقه تمبک واقع در ۱۵ کیلومتری شرق کنگان منتقل می شود (شکل ۲-۳).



شکل (۲-۳) - فاز ۱۲ پارس جنوبی (تجارت فردا، ۱۳۹۳)

تاسیسات خشکی

- ۳ واحد لخته گیر هر یک به ظرفیت دو هزار متر مکعب و جدا سازی فشار بالا
- ۶ ردیف واحدهای پالایش هریک به ظرفیت تولید ۵۰۰ میلیون فوت مکعب گاز شیرین در روز
- ۳ ردیف اصلی و یک ردیف پشتیبانی تثبیت میعانات گازی هریک به ظرفیت ۴۰ هزار شبکه در روز
- ۶ ردیف احیاء و تزریق مونواتیلن گلایکول هر یک به ظرفیت ۳۷ متر مکعب در ساعت

- ۴ ردیف بازیافت و سه واحد دانه بندی و بارگیری گوگرد هریک به ظرفیت ۲۵۰ تن در روز.
- ۴ مخزن معیانات گازی هر یک به ظرفیت ۶۰۰ هزار بشکه و یک مخزن پیش تصفیه به ظرفیت ۳۰۰ هزار بشکه.
- ۶ دستگاه بویلر تولید بخار هر کدام به ظرفیت ۲۷۰ تن در ساعت/یک واحد تولید ازت به ظرفیت ۲۲۰۰ متر مکعب در ساعت
- ۴ دستگاه توربوکمپرسور فشرده سازی گاز هریک به ظرفیت ۲۵ میلیون متر مکعب در روز
- ۳ واحد تصفیه ابهای ترش هر یک به ظرفیت ۸۴ تن در ساعت.
- واحد تصفیه پساب های صنعتی شامل ۱۱۰ متر مکعب در ساعت

تاسیسات دریایی:

حفاری ۴۵ حلقه چاه شامل ۴۳ چاه توسعه ای ۳ چاه توصیفی جمعاً به میزان ۱۸۵ کیلومتر (شرکت مجتمع گاز پارس جنوبی، [۲۶]، ۱۳۹۷).

۲-۴-۳- بررسی اجمالی فرآیند تولید گاز در سکوهای پارس جنوبی

۲-۴-۳-۱- سکوی دریائی فاز یک پارس جنوبی

مجموعه سکوهای دریائی فاز یک پارس جنوبی شامل: دو سکوی سرچاهی (SPD_1 & SPD_2)، سکوی بهره برداری (SPP_1) جهت آب گیری از گاز و میعانات گازی، خط لوله زیر دریایی ۱۸۵/۸ اینچ به طول تقریبی ۵/۵ کیلومتر جهت انتقال گاز از سکوی سرچاهی شماره ۲ به سکوی بهره برداری، سکوی اقامتی (SPQ_1)، سکوی تخلیه فشار (SPF_1) و سکوی رابط بین سکوی بهره برداری و سکوی تخلیه فشار (SPF_2) می باشد. شکل (۲-۴) سکوی سرچاهی به همراه سکوی فرآورش و اقامت را نشان می دهد.

تاسیسات دریایی طرح در فاصله حدود ۱۰۵ کیلومتری تاسیسات پالایشگاهی خشکی در خلیج فارس در آبهایی با عمق ۶۰-۷۰ متر و در نزدیکی مرز آبی ایران با کشور قطر احداث گردیده است. هدف از نصب این سکوها برداشت 1 MMSCFD گاز و میعانات گازی از مخزن

پارس جنوبی جهت انتقال گاز و میعانات گازی به صورت دو فازه به تاسیسات خشکی و نهایتاً ارسال گاز با مشخصات استاندارد به خط لوله سراسری IGAT4 جهت مصرف و صادرات می باشد.



شکل (۲-۴) - سکوی دریایی فاز یک پارس جنوبی (شرکت پتروپارس، ۱۳۹۴)

تاسیسات دریائی فاز یک پارس جنوبی از نظر طراحی و اجرا، تفاوت عمده ای با تاسیسات دریائی فازهای دیگر دارد. این تفاوت عمده شامل سکوی بهره برداری جهت آب گیری از گاز و میعانات گازی به همراه نم زدائی از گاز و یک سکوی اقامتی به ظرفیت ۹۲ نفر می باشد. سیال خروجی از چاه، پس از عبور از شیر کاهنده فشار^۱ از شاه لوله بهره برداری به تفکیک کننده سه فاز^۲ سکوی بهره برداری هدایت گردیده، از قسمت بالای این جدا کننده گاز با حداکثر ۵۰۰ میکرون قطرات مایع خارج شده و میعانات گازی از قسمت میانی و آب از پائین ترین قسمت این تفکیک کننده سه فاز^۳ خارج می شود (سعیدی بروجنی، ۱۳۸۱).

گاز خروجی از اسلاگ کچر وارد یک جفت کولر آبی می شود. کولرها از نوع پوسته و لوله^۳ به منظور خنک کردن گاز بوسیله آب دریا برای آب گیری مقدماتی از گاز طراحی و ساخته شده اند. این مبدل ها گاز را بوسیله آب دریا تا دمای ۴۵ درجه سانتیگراد خنک می کنند.

1 - Chock Valve
2 - Slug Catcher
3 - Shell & Tube

گاز خروجی از کولر های آبی پس از سرد شدن وارد تفکیک کننده دو فازی اولیه آب از گاز^۱ می شود و آبی که در اثر سرد شدن گاز، مایع شده، جدا و گاز با جذب تمام قطرات مایع بزرگتر از ۸ میکرون به برج آب گیری با گلایکول فرستاده می شود. برج جذب با گلایکول^۲ برای آب گیری از گاز توسط TEG^۳ طراحی شده است.

میعانات گازی نیز در فرآیندی مشابه پس از خنک شدن، به ظرف آبگیری از میعانات گازی^۴ و در آخرین مرحله آب گیری وارد Condensate Coaleser می شود. نهایتاً با تزریق میعانات گازی به خط لوله، گاز خشک رهسپار پالایشگاه می گردد (واعظ، [۲۴]، ۱۳۸۹).

۲-۴-۳-۲- سکوها فاز ۲ و ۳

سکوها فاز ۲ و ۳ (SPD3 & SPD4) هر کدام دارای ظرفیت ۱۵ چاه، که در این مرحله ۱۰ حلقه چاه حفاری شده است. کل تاسیسات هرسکو که شامل ۴ جکت^۵، چهار پل^۶، دکل میانی، مشعل گاز^۷ و مشعل مایعات^۸، شیرهای اتوماتیک تنظیم جریان گاز خروجی از هر چاه^۹، مولدهای برق، کمپرسورهای ابزار دقیق، پمپ های تزریق گلایکل (MEG) و اتاق کنترل و سیستم های مخابراتی جهت انتقال اطلاعات و ایجاد ارتباط اتوماتیک از راه دور از طریق اتاق کنترل مرکزی پالایشگاه می باشد (شرکت مجتمع گاز پارس جنوبی، [۲۶]، ۱۳۹۷). این سکوها به طور معمول، نیازمند نیروی انسانی مقیم نبوده و به صورت بدون نفر^{۱۰} طراحی گردیده است. اما بدلیل بروز پاره ای مشکلات، در هریک از سکوها نفرات مجبور به اقامت دائمی گردیده اند. گاز در روی سکوها به صورت مرطوب^{۱۱} تولید خواهد شد. فقط گلایکول (MEG)^{۱۲} و برخی افزودنی ها با هدف پیشگیری از خوردگی و تشکیل هیدرات^{۱۳} به خط لوله انتقال تزریق خواهد شد. هر دو سکوی دریایی یکسان بوده و گاز تولیدی بصورت سه فازی بوسیله خط لوله ۳۲ اینچی به پالایشگاه های مربوطه در خشکی منتقل میگردد. به منظور جلوگیری از تشکیل هیدرات و یخ زدگی و خوردگی داخلی، گلایکل (MEG) در سکو به گاز تولیدی تزریق می گردد، که گلایکل تزریق شده پس از جداسازی و احیاء در پالایشگاه ها بوسیله پمپ های فشار

1 - Dehydration Inlet Separator

2 - Glycol Contactor

3 - Tri-Ethylene Glycol

4 - Condensate Dewatering Vessel

5 - Jacket

6 - Bridge

7 - Gas flare

8 - Burner boom

9 - Chock Valve

10 - Not Normally Manned or Unmanned Platform

11 - wet scheme

12 - Mono Ethylene Glycol

13 - Hydrate

قوی با خط لوله ۴/۵ اینچ که بر روی لوله ۳۲ اینچی زیر دریا سوار است، به سکوها منتقل می گردد (واعظ، [۲۴]، ۱۳۸۹).

۲-۴-۳- سکوهای فازهای ۴ تا ۱۰

این سکوها شامل سکوهای فازهای ۴ و ۵ (SPD5 & SPD6)، فازهای ۶، ۷ و ۸ (SPD7،) و فازهای ۹ و ۱۰ (SPD8 & SPD9) و فازهای ۱۰ و ۱۱ (SPD10 & SPD11) که از لحاظ فرآیندی تشابه زیادی به هم داشته و میتوان هر سه دسته آنها را در یک گروه کلی طبقه بندی نمود. این سکوها نیز مانند فاز ۲ و ۳ بصورت بدون نفر طراحی گردیده، اما جهت دست یابی به تولید بهتر، در هریک از سکوها نفرات مجبور به اقامت دائمی گردیده اند.

در شکل (۲-۵) سکوی SPD9 نشان داده شده است. بارگیری، حمل دریایی و نصب این سکو در تاریخ ۲۰ اردیبهشت ۱۳۸۶ با موفقیت انجام و در تاریخ چهارشنبه ۶ شهریور ۱۳۸۷ مشعل سکو به وسیله نخستین حلقه از چاه های این فاز در دریا روشن و گاز اولین چاه به خشکی ارسال شده است.



شکل (۲-۵) - سکوی SPD 9 به همراه بارج لوله گذار PLB جهت اقامت موقت تیم راه اندازی (واعظ، ۱۳۸۹)

بطور خلاصه فرآیند این سکوها را این گونه میتوان توصیف نمود: ظرفیت روزانه تولید هر سکو ۱۰۰۰ MMSCFD گاز است. هر کدام از تأسیسات سرچاهی مجهز به یک Choke Valve به منظور کاهش فشار سیالات خروجی از سرچاه می باشد. یک سیستم تزریق متانول بلافاصله پس از شیر سرچاهی^۱ بمنظور جلوگیری از تشکیل هیدرات بر روی هر کدام از تأسیسات سرچاهی قرار دارد. سکوها مجهز به دو مخزن جداکننده آب^۲ هستند که آب آزاد و میعانات هیدروکربنی را از سیالات خروجی چاه جدا می کنند. لذا خروجی چاه ها بوسیله یک کلکتور

1 - Xmas tree

2 - Free Water Knocked out drum

به واحد جداسازی منتقل می گردد. دو شیوه دفع آب های زائد^۱ و تخلیه باز و تخلیه بسته^۲ بدین منظور استفاده می شود.

به منظور انتقال گاز و میعانات هیدروکربنی از سکوها به تاسیسات خشکی از هر سکو یک خط لوله ۳۲ اینچی به طول تقریبی ۱۰۰ کیلومتر در عمق متوسط ۷۰ متری بستر دریا کار گذاشته شده است^۳. با توجه به عمقی که لوله ها در بستر دریا قرارداده شده اند و برای ایجاد غوطه وری منفی، لوله ها دارای پوشش بتنی با ضخامت ۵۰ تا ۱۰۰ میلیمتر گشته اند^۴.

در طی مسیر انتقال به خشکی شرایط درجه حرارت و فشار باید به گونه ای باشد، که منجر به شکل گیری هیدرات نشود. هر چند در مدخل ورودی شرایط دما و فشار فراتر از شرایط تشکیل هیدرات^۵ است، ولیکن در طی مسیر و با توجه به گذر از مسیر عمیق بستر دریا درجه حرارت و فشار به حدی که منجر به تشکیل هیدرات شود، تنزل پیدا می کند. لذا به منظور جلوگیری از این حالت در مدخل ورودی خطوط ۳۲ اینچ دریائی تزریق گلايکول، به صورت مخلوطی از منو اتیلن گلیکول و آب به نسبت ۷۰ به ۳۰ به عنوان مانع تشکیل هیدرات^۶ انجام می گیرد. به منظور انتقال گلايکول مورد نیاز به سکوها یک خط لوله ۴ اینچ از واحد بازیاب گلايکول در خشکی^۷ به موازات هر کدام از خطوط ۳۲ اینچ تا سکوها نصب می شود.

بر اساس مدارک موجود، طراحی و ساخت سکوهایی فازهای ۱۱ به بعد نیز مشابه با همین گروه انجام خواهد گرفت، البته وقوع تغییرات جزئی در آن، دور از انتظار نخواهد بود (واعظ، [۲۴]، ۱۳۸۹).

۲-۴-۴- چالش های زیست محیطی فرآیند تولید گاز در سکوها

۲-۴-۴-۱- آلودگی هوا ناشی از مشعل (Flare)

از آنجا که سوزاندن گازهای ترش باعث تولید ترکیبات سمی و تخریب محیط زیست می گردد، لذا فرآورش آن به منظور پیشگیری از خوردگی، رعایت مسائل زیست محیطی و رفع سایر

1 - System Drain

2 - Close drain system & Open drain system

3 - Piggyback Pipelines

۴- البته پیش از اعمال این لایه بتنی نیاز است که یکی از پوشش های Polypropylene یا Bitumen enamel, Polyethylene برای مقابله با خوردگی سطحی بر روی لوله ها اعمال شود.

5 - Hydrate formation

6 - Hydrate inhibitor

7 - MEG Regeneration – unit 102

مضرات امری اجتناب ناپذیر می باشد. در همین راستا پروژه هایی چون آماک^۱ و یا پروژه های جمع آوری گازهای همراه منطقه های خارگ^۲، لاوان^۳، سیری^۴ و بهرگان در میدین نفتی کشور در حال اجراست. متأسفانه اکثر پالایشگاه های گاز کشور با مشکل احتراق ناقص و یا بد سوختن مشعل روبرو بوده و آلودگی آنها فراتر از حد استاندارد می باشد.

مشعل سکوی فاز یک بدلیل وجود ذرات مایع در آن، دود زیادی از خود متصاعد می کند. این دود از مسافت چند کیلومتری سکو قابل مشاهده است. البته مشعل فازهای بعدی بدلیل تفاوت فرآیند تولید، بسیار تمیزتر و بهتر می باشد. در این میان بهترین سیستم مشعل متعلق به سکوهایی SPD5 & SPD6 می باشد، که کمترین آلودگی را از خود متصاعد می کنند (واعظ، [۲۴]، ۱۳۸۹).

۲-۴-۴-۲- عملکرد ناقص جدا کننده ها

اکثر عملیات جدا سازی گاز، میعانات گازی و آب در سکوی فاز یک و تمامی جداسازی در سکوهایی فازهای بعدی بر اساس اختلاف چگالی صورت می گیرد. این جداسازی از طریق دادن زمان اقامت به سیال و طراحی خاص مخزن (Vessel) جهت بازده بالاتر، صورت می گیرد. جداسازی هیدروکربن های معلق در آب های سازندی تا حداکثر میزان ۴۰ ppm صورت گرفته و آب باقی مانده به دریا برگردانده می شود. در صورتیکه بعلت خرابی و یا نقص پکیج های مربوط، جداسازی بطور کامل انجام نگیرد، مقادیری از میعانات گازی به دریا ریخته خواهد شد (واعظ، [۲۴]، ۱۳۸۹).

۲-۴-۴-۳- نشست از واحدها

بدلیل اسیدی بودن گاز میدان، نرخ خوردگی در تاسیسات پارس جنوبی بالا می باشد^۵. این عامل باعث سوراخ شدن و نشست هیدروکربن از برخی تجهیزات سکو می گردد. بطور مثال مبدل های حرارتی سکوی فاز یک بدلیل بالا بودن دما و فشار و میزان زیاد آب همراه گاز،

۱- طرح جمع آوری گازهای همراه مناطق نفت خیز جنوب - بنگستان با هدف جمع آوری گازهای ترش و در حال سوختن لایه نفتی بنگستان، متراکم و خشک نمودن و در نهایت شیرین سازی و تحویل به کارخانه NLG ۷۰۰/۸۰۰ می باشد (۸).

۲- با اتمام پروژه ان.جی.ال خارگ و بهرگانسر و جمع آوری حدود ۶۰۰ میلیون فوت مکعب گاز همراه این مناطق تا سه سال آینده، خوراک متانول و الفین پتروشیمی و گاز شهری ساکنان جزیره خارگ تامین خواهد شد (۹).

۳- در منطقه لاوان نیز علاوه بر جلوگیری از سوزانده شدن گازهای همراه میدان های رسالت، رشادت و بلال، ۹۰ میلیون فوت مکعب گاز همراه میدان نفتی سلمان که هم اکنون سوزانده می شود، در صورت توافق با طرف اماراتی به همراه گاز صادراتی به این کشور ارسال خواهد شد.

۴- هدف از اجرای طرح ان.جی.ال جزیره سیری، جمع آوری ۱۴۰ میلیون فوت مکعب گازهای همراه و میعانات گازی سوزانده شده در این جزیره است. با راه اندازی آن روزانه ۸۴۱ تن پروپان، ۳۲۸ تن بوتان، ۳۶۱ بشکه پنتان و ۱۲۵۰ بشکه میعانات گازی تولید خواهد شد. یکی دیگر از اهداف بزرگ این طرح گاز رسانی به جزیره های کیش و قشم است. این طرح که به وسیله شرکت اویک در حال انجام است، به احتمال زیاد تا اوایل سال آینده به اتمام خواهد رسید (۱۰).

۵- در سال ۸۶ تعمیرات چاه های فاز یک انجام و علاوه بر مشبک کاری (Perforation) لایه های (K2,K3,K4) مشبک کاری لایه K1 برای اولین بار در این فاز انجام گرفت. بدلیل وجود مقدار زیادتر آب و هیدروژن سولفور در این لایه، باعث خوردگی بیشتر تجهیزات گردید (۱۲).

دچار سوراخ شدگی گردیده، و در نتیجه باعث نشت هیدروکربن به سیال خنک کننده، که همان آب دریاست می گردد. همانگونه که در صفحات قبل بیان گردید، آب دریا پس از خنک سازی گاز و میعانات گازی در کولرها، مستقیماً به دریا برگردانده می شود. عامل فوق یکی از عمده ترین منابع آلودگی سکوی فاز یک در سال های اخیر می باشد. قبل از انجام تعمیرات سال جاری، شدت آلودگی به حدی بود که تا چند صد متر ذرات هیدروکربن معلق، روی آب به خوبی قابل مشاهده و بوی تند هیدر و ژن سولفور در کشتی های اطراف سکو استشمام می شد. البته در تعمیرات اساسی، با تمهیدات اتخاذ شده، بخشی از این مشکل برطرف گردید و با تعریف پروژه های تحقیقاتی در این خصوص، دست اندرکاران، درصدد رفع این مشکل می باشند. ورود مواد سمی به دریا در اثر نشت یا عملکرد ناقص جداکننده ها، اثرات نامطلوب سریعی بر ماهی ها وارد می آورد. این مواد به سرعت در ارگانیزم بدن، بویژه دستگاه تنفس ماهی نفوذ کرده و عملکرد اصلی تنفس، سیستم عصبی، ترکیبات خون، فعالیت آنزیمها و ... را در زمانی که گازهای مختلف- شامل گازهای (Gas Emboli) مختل می کند. یک واکنش عمومی برای همه ماهی ها آمبولی گاز خنثی- در آب زیاد شود، روی می دهد. نشانه این آمبولی پارگی بافتها (مخصوصاً بر روی چشم و بال ماهی)، بزرگ شدن باله ها، بهم خوردن سیستم چرخش و تعداد زیادی تغییرات پاتولوژیک دیگر است (واعظ، [۲۴]، ۱۳۸۹).

۲-۴-۴-۴-۲- بالا بردن دمای آب دریا

دمای سیال خروجی از چاه های پارس جنوبی، حدود ۹۰ درجه سانتیگراد می باشد. یکی از عواقب اجتناب ناپذیر احداث سکوهای دریایی بالا بردن دمای آب دریا می باشد. این مشکل ناشی از وجود پکیج هایی چون: گاز کولر^۱، مبدل های خنک کننده میعانات گازی^۲، و دمای بالای خط لوله ارسال فرآورده به خشکی^۳، عبور کنداکتور^۴ چاه ها از بستر تا سطح آب و فاضلاب های انسانی می باشد. تغییر دمای آب میتواند جریان چرخش طبیعی آب خلیج فارس را دستخوش تغییراتی نماید. سیرکولاسیون طبیعی خلیج فارس، با حرکت در امتداد سواحل ایران، به سمت جنوب حرکت نموده و سپس به تنگه هرمز می رسد. بروز این تغییرات دمایی، در دراز مدت اثرات نامطلوبی به همراه خواهد داشت (واعظ، [۲۴]، ۱۳۸۹).

1 - Gas Cooler
2 - Condensate Cooler
3 - Sea Line
4 - Conductor

۲-۴-۴-۵- آلودگی انسانی

آلودگی انسانی را میتوان در دو بخش آلودگی ناشی از فاضلابهای انسانی و شوینده ها و مورد دوم؛ آلودگی ناشی از زباله ها دسته بندی نمود. مورد اول بدلیل وجود فسفر، با رشد غیر طبیعی جلبک ها، باعث کمبود اکسیژن گردیده و در نتیجه زندگی و تولید مثل ماهی ها را با خطر مواجه می نماید. زباله های پلاستیکی و فلزی رها شده در آب، دهها سال تجزیه نشده و در دریا باقی می ماند. البته در همه سکوها و کشتی های میدان پارس جنوبی، تمامی زباله ها جمع آوری گردیده و به خشکی ارسال می گردد، که لازم است این کار در آینده نیز تداوم یابد(واعظ، [۲۴]، ۱۳۸۹).

۲-۴-۴-۶- آلودگی صوتی و نوری

آلودگی صوتی سکوها ناشی از وجود شیرهای تنظیم جریان گاز خروجی از چاه (Chock Valve)، بوق مه^۱، پمپ های فشار بالا و توربین های گازی است. این آلودگی صوتی در برخی نقاط تا ۹۰ دسی بل برآورد گردیده است! آلودگی نوری نیز ناشی از سیستم های ناوبری دریایی^۲ و نور زیاد ناشی از مشعل می باشد. این آلودگی ها می تواند به اکوسیستم خلیج فارس صدمه وارد سازد(واعظ، [۲۴]، ۱۳۸۹).

۲-۴-۴-۷- تراکم سکوها

بر اساس برنامه موجود تا پایان برنامه توسعه پارس جنوبی ۳۴ سکوی سرچاهی احداث خواهد گردید. با توجه به برداشت قابل توجه طرف مقابل و افت فشار مخزن در سال های اخیر، پیش بینی می شود، نیاز به احداث سکوها اقماری زیادهتری برای فازهای آتی وجود داشته باشد؛ یعنی طی سال های آتی، هر فاز دو سکو نیاز خواهد داشت. بعبارت دیگر بیش از ۳۴ سکوی سرچاهی با فواصل بسیار نزدیک به هم جهت استخراج گازهای فازهای یک تا ۲۴ وجود خواهد داشت. به رقم فوق تعداد سکوها فازهای ۲۵ تا ۲۸ و سکوها لازم جهت لایه های نفتی^۳ را نیز باید اضافه نمود. به علاوه لازم است، همواره تعدادی دکل حفاری جهت تعمیرات و یا حفاری چاه های توسعه ای یا اکتشافی در میدان حضور داشته باشند^۴.

۱- Fog Horn : سیستمی اتوماتیک است، که در مواقع مه و پایین بودن دید، با زدن بوق از برخورد کشتی ها به سکو جلوگیری می کند.

2 - Navigation

۳- در حال حاضر قرارداد FPSO (که شامل بهره برداری از لایه های نفتی پارس جنوبی بدلیل شرایط خاص میدان و با استفاده از دستگاه شناور Floating, Production, Storage, Offloading که عملیات بهره برداری، فرآورش، ذخیره و تخلیه نفت خام تولید شده به تانکرهای نفتکش صادراتی را انجام می دهد و برای نخستین بار در خاورمیانه مورد استفاده قرار می گیرد) نهائی شده و کالاهای حفاری مورد نیاز عملیات حفاری پروژه نیز خریداری شده است (۱۳).

۴- در حال حاضر در بخش ایرانی میدان بیش از ۴ دکل حفاری (شهید رجایی، Aban VIII Super Rig, SAGA I, SAGA II) مشغول حفاری چاه های توسعه ای یا اکتشافی هستند.

میدان پارس جنوبی با مساحت ۳۷۰۰ کیلومتر مربع (سهم متعلق به ایران)، با تراکم تعداد زیادی سکوی سرچاهی، سکوی فرآورش و دکل های حفاری و البته روند رو به رشد تعداد آنها به موازات اجرای برنامه توسعه روبروست. فاصله کم مابین سکوها که گاهی به کمتر از ۱۰ کیلومتر می رسد، مشکلات بخش های قبل را که در شش گروه طبقه بندی شده بود پررنگ تر می نماید. در بعد منطقه ای با توجه به سرعت خارق العاده و پیش دستی قطر در توسعه و بهره برداری از میدان و در نتیجه ساخت سکوها و استقرار دکل های حفاری متعدد^۱، انتظار می رود این آلودگی ها روز به روز افزایش یابد (واعظ، [۲۴]، ۱۳۸۹).

۲-۴-۵- تهدیدات زیست محیطی پیش رو

۳-۴-۵-۱- نشت گاز سمی هیدروژن سولفور (H₂S)

هیدروژن سولفور توسط یک واکنش غیر هوازی تولید می شود. این کار توسط باکترهای روی مواد سولفوردار انجام می شود. هیدروژن سولفور یکی از اجزای تشکیل دهنده گاز طبیعی، نفت، لایه های سولفور، گازهای آتشفشانی و چشمه های سولفوراست. این گاز همواره با تولید نفت و گاز و فعالیت های پالایش همراه است. انتشار اتفاقی سولفید هیدروژن سمی از تأسیسات نفت و گاز، هر ساله صدها نفر از کارکنان صنعت نفت و گاز را به کام مرگ می فرستد. سولفید هیدروژن گازی بی رنگ است، که در غلظت های پایین بویی مشابه تخم مرغ گندیده دارد. در غلظت های بالا، سولفید هیدروژن به سرعت استشمام آن، فرد را می کشد. محدوده تماس برای گازهای سمی با غلظت ppm (بخش به ازای میلیون) تعریف می شود. برای بیشتر افراد، غلظت ۱۵۰۰ ppm، به محض استشمام کشنده است، تنفس گاز سولفید هیدروژن با غلظت ۷۵۰ ppm، در هوا، می تواند بلافاصله فرد را دچار بیهوشی کند. اما اگر زمان تماس کوتاه باشد، ممکن است فرد به مرز بیهوشی نرسد و عوارض خطرناکی ایجاد نشود (واعظ، [۲۴]، ۱۳۸۹).

در صنایعی که تماس با سولفید هیدروژن امری عادی است، (برای مثال برای کارگران حوزه های نفتی) کارگران از این پدیده به نام ناک دان (به زمین افتادن) یاد می کنند. یک تنفس در غلظت ۱۰۰۰ ppm، فوراً باعث عدم هوشیاری، حمله قلبی و سپس مرگ می شود، مگر این که فرد بیهوش دوباره احیا شود. سولفید هیدروژن در آب حل می شود، قابلیت انفجار دارد، فرساینده است، سنگین تر از هوا و بسیار سمی است. سولفید هیدروژن نیمه عمری حدود ۱۲ تا ۳۷ ساعت در هوا دارد و با نور خورشید سرانجام تجزیه می شود. نیمه عمر آن با عملکرد دما تغییر می کند.

۱- در حالیکه در بخش ایرانی میدان تنها ۴ دکل مشغول کار است، فقط در بخش مرزی قطری ۹ دکل حفاری مستقر می باشد.

در شرایط بسیار خشک و سرد، نیمه عمر آن از ۳۷ ساعت می گذرد. در مناطقی که تولید نفت در دماهای سرد زمستان صورت می گیرد، بسیار خطرناک است. خطرناک ترین جنبه سولفید هیدروژن خواص این گاز بر حس بویایی انسان است، که چندان هشدار دهنده نیست. تماس با H_2S بلافاصله باعث از کار افتادن حس بویایی می شود. کسانی که قدرت بویایی شان را از دست می دهند، قادر نیستند حضور ماده شیمیایی را تشخیص دهند. تماس با ۱۵۰ ppm یا غلظت های بیشتر باعث از کار افتادن سریع حس بویایی شده و کارگران را در مقابل H_2S بی دفاع می کند. بیهوشی و مرگ در اثر تماس طولانی با غلظت پائینی از H_2S مثل ۵۰ نیز گزارش شده است. در میدان پارس جنوبی، سیال خروجی از سر چاه حاوی ۰/۵۴ درصد مولی هیدروژن سولفور می باشد که مراقبت ویژه نسبت به نشت احتمالی هیدروژن سولفور از اجزای مختلف سکو و لزوم تستهای ادواری تجهیزات مربوط واضح و مبرهن می باشد (واعظ، [۲۴]، ۱۳۸۹).

۲-۴-۵-۲- پارگی یا سوراخ شدن خط لوله

همان گونه که ذکر گردید، به منظور انتقال گاز و میعانات هیدروکربنی از سکوها به تاسیسات خشکی از هر سکو یک خط لوله ۳۲ اینچ در عمق متوسط ۷۰ متری بستر دریا کار گذاشته شده است. سیالات خروجی از سر چاه حاوی ۲ درصد مولی CO_2 و ۰/۵۴ درصد مولی هیدروژن سولفور می باشد، که هر دو از پارامترهای اصلی خوردگی در خط لوله دریائی محسوب می شوند. تحقیقات نشان می دهد در شدت جریان ۵۰۰ MMscfd و کمتر از آن به دلیل راکد شدن نسبی آب، میزان خوردگی تا رقم ۰/۸ میلیمتر در سال افزایش می یابد. لذا میبایست برای مدت زمان طولانی شدت جریان در این حد پائین نباشد و دیگر اینکه با اضافه کردن افزودنی های آمینی (Amine additives) به MEG میزان pH را کنترل کرد. بدین ترتیب خوردگی را تا ۰/۱ میلیمتر در سال کاهش می دهند.

به هر حال با وجود طراحی های انجام گرفته و مراقبت های زمان بهره برداری، با گذشت زمان خوردگی زیاد شده و با توجه به طول ۱۰۰ کیلومتری و قطر بالای لوله که در برگیرنده حجم بالایی گاز ترش است، در صورت وقوع نشت از خط لوله (در اثر خوردگی و یا عوامل خارجی مثل لنگر کشتی و...) علاوه بر مشکلات فنی از جنبه زیست محیطی نیز خسارات زیادی به بار خواهد آمد. موادی که از این طریق به آب های دریا سرازیر می شوند، به طور مستقیم به حیات مناطق دریایی حمله می کنند و آنها را از بین می برند. مواد نفتی هنگامی که وارد دریا می شوند، براحتی تجزیه نمی شوند و مدت زمان بسیار طولانی باقی می ماند (منوچهری، ۱۳۸۵).

فصل سوم

روش کار

۳-۱- روش کار

هنگام راه اندازی و زمان استخراج گاز طبیعی (گاز ترش) بر روی سکو های گاز پارس جنوبی احتمال نشت گاز ترش از تجهیزات و چاه ها همواره وجود دارد. در صورتی که میزان نشت بیش از حد مجاز ۲۰ ppm باشد موجب صدمات جانی می شود. گاز طبیعی در حالت عادی حدود ۶۰۰۰ ppm تا ۷۰۰۰ H_2S دارد (۰/۶ تا ۰/۷ درصد).

جهت کاهش غلظت سولفید هیدروژن ترکیباتی که هنگام نشت امکان ترکیب با این گاز را دارند مورد بررسی قرار گرفت، ترکیبی که پایدار باشد و خود سمی نبوده و محصولات حاصل از ترکیب آن با گاز سولفید هیدروژن تولید مواد سمی ننماید.

۱- اکسید نیتریک (NO)

۲- بی کربنات سدیم ($NaHCO_3$)

در بخش پیشینه تحقیق، خلاصه تحقیقات انجام شده بر روی اکسید نیتریک از لحاظ بیولوژیکی بر روی H_2S عنوان گردیده، ولی اکسید نیتریک بدلیل ناپایداری و واکنشات سمی از بخش تحقیقات حذف گردید، نهایتاً تحقیقات بر روی محلول بی کربنات سدیم به شرح ذیل ادامه یافت:

در این روش که در آزمایشگاه شبیه سازی می شود، هدف این است که در هنگام نشت گاز طبیعی یا گاز ترش که حاوی حدود ۰/۶ تا ۰/۷ درصد H_2S می باشد سیستم اسپرینکلر سکو^۱ یا مشابه این سیستم به صورت اتوماتیک فعال و محلول بی کربنات سدیم را در هوای آزاد منتشر نماید و باعث فرونشینی سریعتر گاز H_2S می شود و گوگرد موجود در این گاز را با استفاده از نمک بی کربنات سدیم جدا و باعث کاهش غلظت و تا حدودی خنثی سازی گاز H_2S گردد. در جدول (۳-۱) ترکیبات گاز طبیعی از سر چاه های پارس جنوبی ذکر شده است.

در اینجا گازهای هیدروکربنی رادیکال آزاد نیستند و سبکتر از گاز H_2S لذا این گونه گازها در واکنش شرکت نمی کنند. آنچه باقی می ماند درصد بسیار جزئی مرکاپتان و حدود ۰/۶ دهم درصد سولفید هیدروژن است.

در این روش که شبیه سازی شده، محلول بی کربنات سدیم در فشار اتمسفر از طریق پمپ (مانند اسپرینکلرهای سکو) در محیط آلوده به گاز H_2S اسپری می شود.

جوش شیرین یا بی کربنات سدیم با فرمول $NaHCO_3$ یکی از نمک های سدیم است که تنها یک هیدروژن اسیدی این ترکیب با سدیم جایگزین شده است. این ترکیب، بی بو و بی طعم است که

1 - Firefighting ring

کمی دارای خاصیت بازی است و به صورت پودر سفید رنگ موجود می باشد، در صنایع داروسازی آمپول ۸/۴٪ (۲ میلی اسمول در هر میلی لیتر) به عنوان داروی کمکی در احیای قلبی در مرحله پیشرفته نیز استفاده می شود^۱.

در این تحقیق نتایج حاصل از معادلات استوکیومتری با نتایج حاصل از فعالیت های آزمایشگاهی مقایسه خواهند شد.

که در ابتدا روش کار بصورت استوکیومتری و در ادامه تحقیق در شرایط آزمایشگاهی انجام می پذیرد و نتایج آن مورد تحلیل و بررسی قرار خواهد گرفت.

۱- مرکز رشد فناوری های دارویی دانشگاه علوم پزشکی اصفهان (<http://www.darooyab.ir/G-2505/Sodium-Bicarbonate>)

جدول (۱-۳) ترکیبات گاز چاه های پارس جنوبی (منبع: شرکت مجتمع گاز پارس جنوبی، [۲۶] ۱۳۹۷)

www.iranpetrotech.com

ردیف	نام ترکیب	Chemical compound	درصد مولی
۱	آب	H ₂ O	1.557
۲	نیتروژن	N	3.3
۳	دی اکسید کربن	CO ₂	1.74
۴	سولفید هیدروژن	H ₂ S	0.65
۵	متان	CH ₄	80.96
۶	اتان	C ₂ H ₆	5.17
۷	پروپان	C ₃ H ₈	1.91
۸	ایزو-بوتان	I-C ₄ H ₁₀	0.41
۹	نرمال-بوتان	C ₄ H ₁₀	0.69
۱۰	ایزو-پنتان	I-C ₅ H ₁₂	0.28
۱۱	نرمال-پنتان	C ₅ H ₁₂	0.28
۱۲	برش C ₆	C ₆ +	0.41
۱۳	برش C ₇	C ₇ +	0.45
۱۴	برش C ₈	C ₈ +	0.49
۱۵	برش C ₉	C ₉ +	0.34
۱۶	برش C ₁₀	C ₁₀ +	0.24
۱۷	C ₁₁	C ₁₁ +	0.15
۱۸	C ₁₂	C ₁₂ +	0.1
۱۹	C ₁₃	C ₁₃ +	0.08
۲۰	C ₁₄	C ₁₄ +	0.058
۲۱	C ₁₅	C ₁₅ +	0.03
۲۲	C ₁₆	C ₁₆ +	0.02
۲۳	C ₁₇	C ₁₇ +	0.019
۲۴	C ₁₈	C ₁₈ +	0.009
۲۵	C ₁₉	C ₁₉ +	0.2
۲۶	C ₂₀ +	C ₂₀ ++	0.0003
۲۷	سولفید کربنیل (PPM)	OCS / COS	3.1
۲۸	مرکاپتان (PPM)	RSH	159.4
۲۹	He	He+	0.452

۳-۲- شرح روش استوکیومتری

محلول بی کربنات سدیم پس از نشت گاز سولفید هیدروژن بصورت خودکار در محیط اطراف از طریق اسپرینکلرهای سکو اسپری می شود.

نسبت معمول حلالیت بی کربنات سدیم در آب بدین صورت است که تنها ۷,۸ گرم نمک

می تواند در ۱۰۰ میلی لیتر آب حل شود. (<https://sciencing.com/dissolve-1394>)

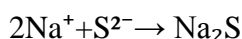
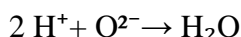
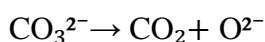
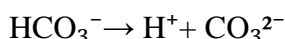
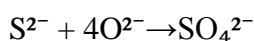
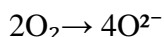
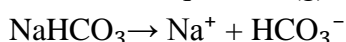
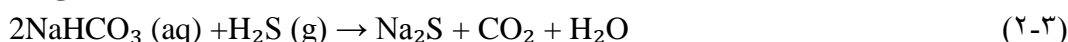
([sodium-bicarbonate-7804558.html](https://sciencing.com/dissolve-1394))

که در این آزمایش در هر لیتر حدود ۷۵ گرم بی کربنات سدیم حل خواهد شد.



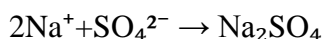
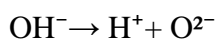
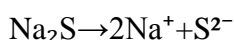
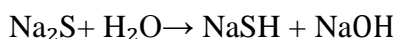
در روش استوکیومتری، معادلات حاکم از واکنش بین NaHCO_3 و H_2S در مجاورت هوا و فشار اتمسفر بشرح ذیل مفروض می باشد:

Stage 1:



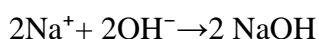
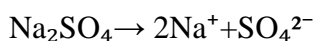
Stage 2:

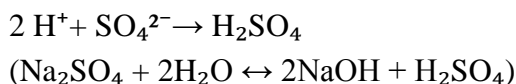
(۳-۳)



Stage 3:

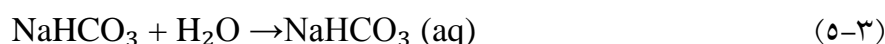
(۴-۳)





۳-۳- شرح روش آزمایشگاهی

محلول بی کربنات سدیم پس از نشت گاز سولفید هیدروژن بصورت خودکار در محیط اطراف اسپری می شود.

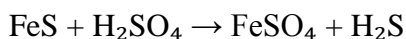
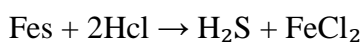


نسبت معمول حلالیت بی کربنات سدیم در آب بدین صورت است که تنها ۷/۸ گرم نمک می تواند در ۱۰۰ میلی لیتر آب حل شود. (<https://sciencing.com/dissolve-1394>)-[۲۶]
(sodium-bicarbonate-7804558.html)

که در این آزمایش در هر لیتر حدود ۷۵ گرم بی کربنات سدیم حل خواهد شد.

مهمترین ترکیب مورد نیاز جهت انجام مراحل آزمایشگاهی این تحقیق گاز H_2S در غلظت های حدود 15 ppm به بالا می باشد که جهت تولید آن در آزمایشگاه از روش ذیل استفاده شده است :

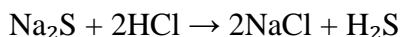
برای تهیه سولفید هیدروژن از اثر اسیدی قوی بر یک سولفید استفاده نموده، سولفیدی که بیشترین بازدهی مناسب را برای این آزمایش دارد. سولفید سدیم (Na_2S) یا سولفید مصنوعی آهن (II) FeS می باشد. اسید کلریدریک (یا اسید سولفوریک) را بر ترکیب فوق اثر داده و طبق واکنش زیر سولفید هیدروژن تهیه می شود:



میزان گرمائی که از واکنش H_2SO_4 با Na_2S مبادله می شود طبق فرمول ذیل که مربوط به تغییرات آنتالپی، تغییرات آنتروپی و انرژی آزاد گیبس می باشد محاسبه شده است:

$$\Delta H = (\Delta H_3 + \Delta H_4) - (\Delta H_1 + \Delta H_2) \quad (۷-۳)$$

(ΔH in kJ/mol)



Delta H of formation of $\text{Na}_2\text{S} = -370.3 \text{ kJ/mol}$

Delta H of formation of HCl = - 91.8kJ/mol

Delta H of formation of NaCl = - 411.1kJ/mol

Delta H of formation of H₂S = -21 kJ/mol

ΔH of reaction is $((-411.1*2) + (-21)) - ((-370.3 + (2*(-91.8))) = -289.3 \text{ kJ/mol}$

Delta G, Standard molar Gibbs energy of formation of Na₂S = -354.8 kJ/mol

Delta G, Standard molar Gibbs energy of formation of HCl = -94.79 kJ/mol

Delta G, Standard molar Gibbs energy of formation of NaCl = -384 kJ/mol

Delta G, Standard molar Gibbs energy of formation of H₂S = -33.8 kJ/mol

ΔG of reaction is: $((2*-384) + (-33.8)) - (-354.8 + (2*-94.79)) = -257.42 \text{ kJ/mol}$

Standard molar entropy of Na₂S = 77.4 J/mol /

Standard molar entropy of HCl = 186.8 J/mol

Standard molar entropy of NaCl = 72.12 J/mol

Standard molar entropy of H₂S = 205.7 J/mol

ΔS of reaction is: $((2*72.12) + 205.7) - (77.4 + (2*186.8)) = -101.06 / 1000 = -0.10106 \text{ kJ/mol}$

که برای محاسبه دمای واکنش یا ΔT عدد حاصل از ΔH را معادل ذیل جایگزین می نمائیم:

$$\Delta G = \Delta H - T \Delta S \quad (۸-۳)$$

$$T = (\Delta H - \Delta G) / \Delta S$$

$$T = (-289.3 - (-257.42)) / (-0.10106) = 315.45 \text{ Kelvin} = 315.45 - 273 = 42.45$$

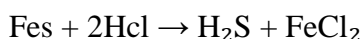
Centigrade

دمای یک مول از واکنش معادل ۴۲,۴۵ درجه سانتیگراد است.

همچنین میزان گرمائی که از واکنش HCl با FeS مبادله می شود به همین ترتیب طبق فرمول

ذیل که مربوط به تغییرات آنتالپی می باشد محاسبه شده است:

$$\Delta H = (\Delta H_3 + \Delta H_4) - (\Delta H_2 + \Delta H_1) \quad (۹-۳)$$



Delta H of formation of HCl: - 91.8

Delta H of formation of FeS = - 100.4 kJ/mol

Delta H of formation of FeCl₂ = - 341.75 kJ/mol

Delta H of formation of H₂S = - 21 kJ/mol

Delta G, Standard molar Gibbs energy of formation of HCl = - 94.79 kJ/mol
Delta G, Standard molar Gibbs energy of formation of FeS = -100.8 kJ/mol
Delta G, Standard molar Gibbs energy of formation of FeCl₂ = - 302.35 kJ/mol
Delta G, Standard molar Gibbs energy of formation of H₂S = - 33.8 kJ/mol
Δ G of reaction is: (-302.35 + (-33.8)) - (-189.58 + (-100.8)) = -45.77.56 kJ/mol

Standard molar entropy of FeS = 60.29 J/mol

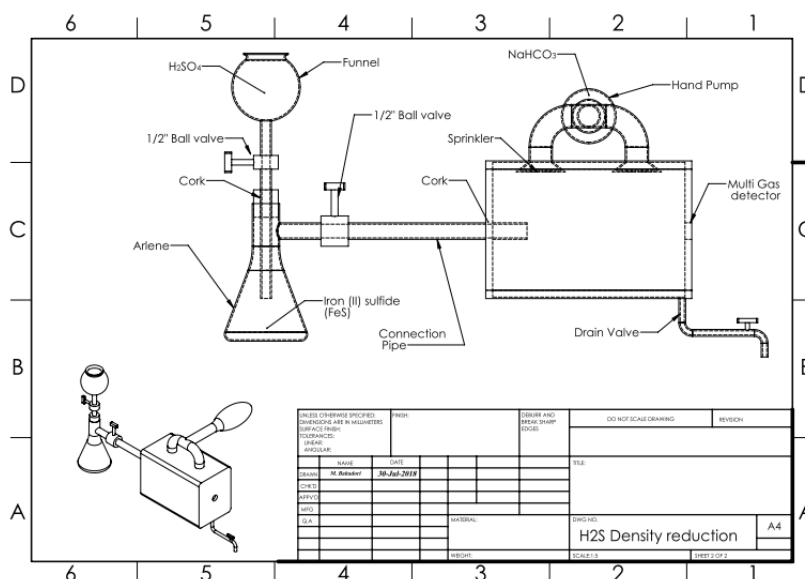
Standard molar entropy of $\text{H}_2\text{S} = 205.7 \text{ J/mol}$

$$\Delta G = \Delta H - T \Delta S$$
$$T = (\Delta H - \Delta G) / \Delta S$$
$$T = (-78.75 - (-45.77)) / -0.11019 = \underline{299.3 \text{ Kelvin}} = 299.3 - 273.16 = \underline{26.14 \text{ Centigrade}}$$

دمای یک مول از واکنش فوق نیز معادل ۲۶,۱۴ درجه سانتیگراد است.

جهت تولید سولفید هیدروژن و انجام مراحل آزمایش فوق بطور همزمان دستگاه ترکیبی

شکل (۳-۲) ذیل طراحی و ساخته شده است :



شکل (۳-۲) - دستگاه ترکیبی تولید همزمان سولفید هیدروژن و انجام مراحل آزمایش

تزریق اسید کلریدریک بر روی سولفید سدیم یا سولفید آهن تا زمانی ادامه پیدا می کند که از طریق دستگاه Multi gasdetector حداقل ۲۰ ppm از گاز H_2S در ظرف مکعبی توسط Detector آشکار گردد (شکل ۳-۲).

توضیح اینکه در شبیه سازی از فضای باز سکو ، تمام مراحل این آزمایش در فشار اتمسفریک صورت می پذیرد ، و از ظرف مکعبی استفاده شده است. در مرحله بعد از آشکار سازی گاز H_2S ، می بایست Valve رابط بین دو تجهیز فوق بسته و از طریق Sprinkler یا نازل پمپ دستی شروع به تزریق محلول بی کربنات سدیم نمود، و تغییرات غلظت مقدار گاز H_2S را در واحد زمان اندازه گیری نمود. پس از ثبت اطلاعات نمودار زمان و کاهش غلظت مقدار H_2S تهیه خواهد شد.

فصل چهارم

نتایج

فعالیت آزمایشگاهی در پژوهشگاه مواد و انرژی کرج (شکل ۴-۱) انجام پذیرفت که نتایج آن ثبت و مورد بررسی قرار گرفت.



شکل (۴-۱) پژوهشگاه مواد و انرژی کرج



شکل (۴-۲) دستگاه طراحی شده جهت انجام آزمایش



شکل (۳-۴) دستگاه نمایشگر غلظت گاز سولفید هیدروژن

۴-۱- نتایج حاصل از آزمایش

آزمایشات در چندین مرحله با غلظت و شرایط متفاوت، در پژوهشگاه مواد و انرژی کرج تحت نظر استاد مشاور محترم و راهنمایی های استاد راهنمای محترم صورت پذیرفت.

مرحله اول با غلظت 6800 ppm و دمای محلول بی کربنات سدیم ۱۶ درجه سانتیگراد

Chemistry Preparation		
Description	NaHCO ₃ (aq)	H ₂ S
Dosage / Density	75 g/liter	6800 - 7100 ppm
PH	9	
Temperature	16 °C	
Pressure	Atmospheric	Atmospheric

Process & Result	
Hand pump quantity	One
Drian valve orient	Open
The rate of spray	4 Milligram per second
Effect time	92 second
H ₂ S Density after spray	Not recorded
Total H ₂ S Density reduction	Not recorded
H ₂ S Density reduction per second	Not recorded

بدلیل غلظت بالا و مخاطرات در حین آزمایش، با باز کردن شیرآلات مقدار H₂S داخل محفظه تا 1004 ppm کاهش داده شد و مجدداً اسپری محلول بی کربنات سدیم آغاز گردید که مقادیر ثبت شده به شرح جدول ذیل می باشد:

Chemistry Preparation		
Description	NaHCO ₃ (aq)	H ₂ S
Dosage/ Quantity	75 g/liter	1004 ppm
PH	9	
Temperature	16 °C	
Pressure	Atmospheric	Atmospheric

Process & Result	
Hand pump quantity	Two
Drian valve orient	Close
The rate of spray	8 Milliliter per second
Effect time	51 Second
H ₂ S Density after spray	946 ppm
Total H ₂ S Density reduction	58 ppm
H ₂ S Density reduction per second	1.13 ppm

توضیح اینکه بدلیل غلظت بالای تولید شده پس از انجام نوبت اول آزمایش و بدلیل مخاطرات بالای این گاز سمی به توصیه اساتید و مسولین پژوهشگاه نوبتهای بعدی آزمایش در غلظتهای پائین و ایمن تر انجام گردید.

نوبت دوم با غلظت 32 ppm و افزایش دمای محلول بی کربنات سدیم به ۷۰ درجه سانتیگراد

Chemistry Preparation		
Description	NaHCO ₃ (aq)	H ₂ S
Dosage/ Quantity	75 g/liter	32 ppm
PH	9	
Temperature	70 °C	
Pressure	Atmospheric	Atmospheric

Process & Result	
Hand pump quantity	Two
Drian valve orient	Close
The rate of spray	8 Milliliter per second
Effect time	115 Second
H ₂ S Density after spray	19 ppm
Total H ₂ S Density reduction	13 ppm
H ₂ S Density reduction per second	0.11 ppm

نوبت سوم با غلظت 92 ppm و دمای محلول بی کربنات سدیم ۱۹ درجه سانتیگراد

Chemistry Preparation		
Description	NaHCO ₃ (aq)	H ₂ S
Dosage/ Quantity	75 g/liter	92 ppm
PH	9	
Temperature	19 °C	
Pressure	Atmospheric	Atmospheric

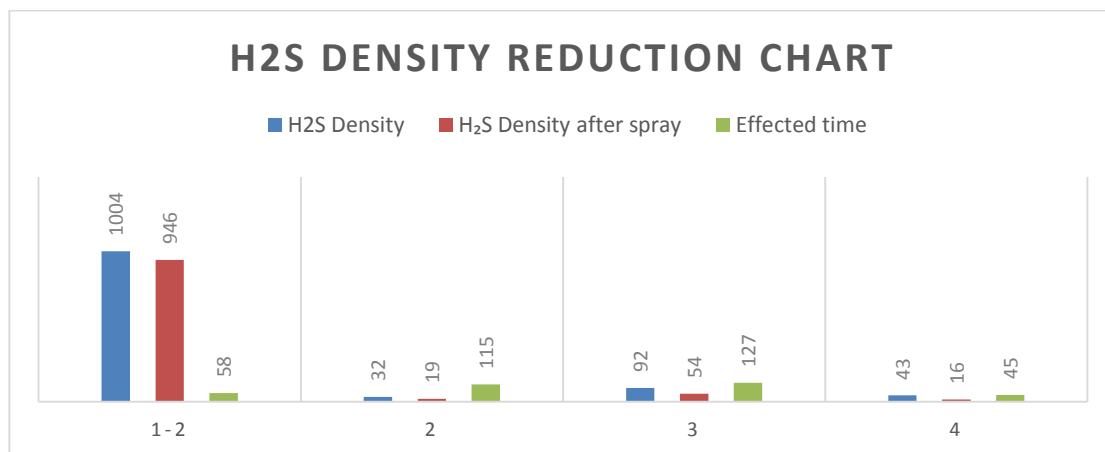
Process & Result	
Hand pump quantity	Two
Drian valve orient	Close
The rate of spray	8 Milliliter per second
Effect time	127 Second
H ₂ S Density after spray	54 ppm
Total H ₂ S Density reduction	38 ppm
H ₂ S Density reduction per second	0.29 ppm

نوبت چهارم با غلظت ۴۳ ppm و دمای محلول بی کربنات سدیم ۱۸ درجه سانتیگراد

Chemistry Preparation		
Description	NaHCO ₃ (aq)	H ₂ S
Dosage/ Quantity	75 g/liter	43 ppm
PH	9	
Temperature	18 °C	
Pressure	Atmospheric	Atmospheric

Process & Result	
Hand pump quantity	Two
Drian valve orient	Close
The rate of spray	8 Milliliter per second
Effect time	45 Second
H ₂ S Density after spray	16 ppm
Total H ₂ S Density reduction	27 ppm
H ₂ S Density reduction per second	0.6 ppm

چارت تهیه شده ذیل مربوط به جداول بالا و مقدار کاهش آنها در زمان است که مقادیر و جزئیات آن در جداول فوق بیان شده است:



شکل (۴-۴) مقدار کاهش از ستونهای آبی به ستونهای قرمز در زمانهای که با ستون سبز رنگ نشان داده شده است قابل مشاهده می باشد.

۴-۲- نتایج حاصل از آزمایش آیون کروماتوگرافی (IC) بر روی مایع ته نشینی حاصل از واکنش

همانطور که جداول ذیل مشاهده می شود، در تمامی نمونه ها با غلظتها و pH متفاوت سولفات تشکیل شده است.

جدول (۴-۱) نتایج حاصل از آزمایش آیون کروماتوگرافی

Row	Sample number	SO ₄ ²⁻ (PPM)	PH
1	Sample 1004 PPM H2S	68.5	8.62
2	Sample 43 PPM H2S	468	8.6
3	Sample 32 PPM H2S	31.2	8.66
4	Sample 92 PPM H2S	43.2	8.5



آزمایشگاه مرکزی

وزارت علوم، تحقیقات و فناوری
پژوهشگاه مواد و انرژی

گزارش آزمون: IC نام مشتری: آقای مهندس بهادری آدرس مشتری: پژوهشگاه مواد و انرژی آزمون درخواستی: IC تاریخ انجام آزمون: بهمن ۹۷		آزمایشگاه: IC نام نمونه: ۹۷۱۱۰۸۰۱۶۰۳۵ IC کد نمونه: 971108016035 IC تعداد / مقدار نمونه: 3 روش آزمون مورد استفاده:											
سایر موارد:		شرایط محیطی: دما: رطوبت: فشار:											
بدین وسیله گواهی می‌گردد که آزمایش / آزمایش‌های درخواستی بر روی نمونه / نمونه‌های فوقی مطابق با روش آزمون ذکر شده انجام شده و نتایج زیر حاصل شد:													
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>نام نمونه</th> <th>SO₄²⁻ PPM</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>SAMPLE 1 1004 PPM H2S</td> <td>68.5</td> </tr> <tr> <td>SAMPLE 2 43 PPM H2S</td> <td>468.0</td> </tr> <tr> <td>SAMPLE 3 32 PPM H2S</td> <td>31.2</td> </tr> <tr> <td>SAMPLE 4 92 PPM H2S</td> <td>43.2</td> </tr> </tbody> </table>		نام نمونه	SO ₄ ²⁻ PPM	SAMPLE 1 1004 PPM H2S	68.5	SAMPLE 2 43 PPM H2S	468.0	SAMPLE 3 32 PPM H2S	31.2	SAMPLE 4 92 PPM H2S	43.2	PH SAMPLE 1=8.62 PH SAMPLE 2=8.60 PH SAMPLE 3=8.66 PH SAMPLE 4=8.50	
نام نمونه	SO ₄ ²⁻ PPM												
SAMPLE 1 1004 PPM H2S	68.5												
SAMPLE 2 43 PPM H2S	468.0												
SAMPLE 3 32 PPM H2S	31.2												
SAMPLE 4 92 PPM H2S	43.2												

شکل (۴-۵) تصویر نتیجه حاصل از دستگاه آیون کروماتوگرافی

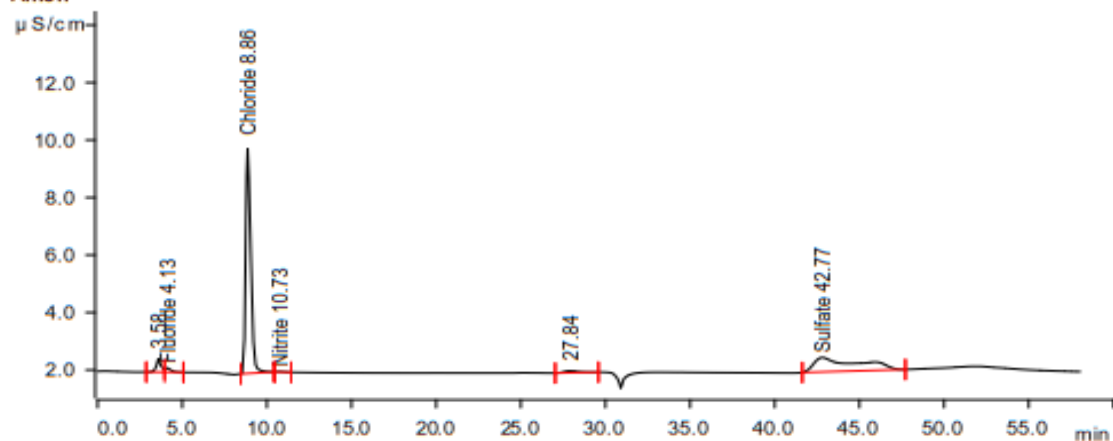
Sample data

Ident SAMPLE 1 1004 PPM H2S 1/10 97/11/14
 Sample type Sample
 Determination start 2019-02-03 13:40:33 UTC+3:30
 Method anionic 1-5-10 ppm
 Operator

Anion

Data source Conductivity detector 1 (881 Compact IC pro 1)
 Channel Conductivity
 Recording time 58.1 min
 Integration Manual
 Column type Metrosep A Supp 10 - 250/4.0
 Eluent composition anionic eluent - Na2CO3+NaOH+0.3mM
 Flow 0.800 mL/min
 Pressure 14.21 MPa
 Temperature °C

Anion



Peak number	Retention time min	Area (μS/cm) x min	Height μS/cm	Concentration ppm	Component name
1	3.578	0.1461	0.453	invalid	
2	4.128	0.0568	0.147	0.315	Fluoride
3	8.858	2.7212	7.844	7.421	Chloride
4	10.730	0.0062	0.014	-0.984	Nitrite
5	27.843	0.0665	0.067	invalid	
6	42.765	1.4792	0.503	6.598	Sulfate

شکل (۴-۶) تصویر آنالیز حاصل از دستگاه آیون کروماتوگرافی

فصل پنجم

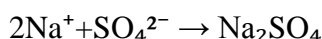
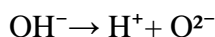
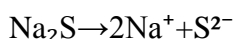
بحث و نتیجه گیری

۵-۱- نتیجه گیری و مقایسه آزمایشات

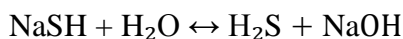
از انجام آزمایشات انجام شده نتیجه گیری می گردد اسپری کردن محلول بی کربنات سدیم در فضای حاوی گاز H_2S منجر به کاهش غلظت این گاز خواهد شد.

طبق محاسبات استوکیومتری واکنش های انجام شده در مرحله اولیه تولید سولفید سدیم Na_2S و در مراحل بعدی محلولی با نام سولفات سدیم و فرمول Na_2SO_4 را خواهیم داشت.

همچنین از مقادیر سولفات ثبت شده توسط دستگاه آیون کروماتوگرافی از نمونه مایع ته نشین شده، و با توجه به اینکه میانگین pH آب دریا ۸٫۱ می باشد و محیط بازی می باشد، نتیجه گیری می گردد سولفید سدیم حاصل از این واکنش در آب دریا حل شده و در مرحله اول تولید سدیم هیدرو سولفید به همراه هیدروکسید سدیم را نماید:



که بواسطه وجود سدیم هیدروسولفید در مجاورت آب دریا امکان بازگشت پذیری مقدار کمی H_2S نیز وجود دارد ولی با توجه به باز بودن فضای واقعی در هنگام نشت، تولید آن با غلظتهای بالا نخواهد بود



(۲-۵)

و نهایتاً با استفاده از یونهای آزاد حاصل از تجزیه سولفید هیدروژن و آب (Stage 3 معادلات استوکیومتری) تولید سولفات نماید.

سولفات سدیم حاصل از این آزمایش نیز از نظر شیمیایی بسیار پایدار می باشد و در آب دریا نیز بصورت محلول موجود می باشد و همچنین یکی از اصلی ترین محلول های موجود در برف و باران است که مشکلات زیست محیطی ندارد،

در تحقیقی از آقای رندی هولموس، به ترجمه آقای مهندس پژمان اسلامی یونهای تشکیل

دهنده آب دریا در جدول ذیل آمده: (جدول شماره ۱)

(<https://www.aquaticshouse.com/product.aspx?oid=11810>)

چهار یون اصلی پایه، در آب دریا به شرح ذیل از تحقیق فوق گزارش گردیده:

"اغلب مواد تشکیل دهنده آب دریا از مواد معدنی و غیر ارگانیک می باشند. در جدول ها و نمودار هایی که در ادامه آورده شده است می توانید نسبت و درصد هر یک از این یونهای اصلی را مشاهده کرده و با هم مقایسه کنید. سدیم و کلراید دو یون اصلی موجود در آب دریا هستند که هر دو عناصر تشکیل دهنده کلرید سدیم و یا نمک طعام می باشند. میزان کلراید ۱۹,۰۰۰ میلی گرم در لیتر و سدیم ۱۰,۵۰۰ میلی گرم در لیتر که به عبارتی ۵۵ و ۳۰ درصد کل وزن یون های موجود در آب دریا را تشکیل می دهند. دو یون اصلی دیگر منیزیم با ۱۲۸۰ میلی گرم در لیتر در حدود ۴ درصد و سولفات با ۲۷۰۰ میلی گرم در لیتر در حدود ۸ درصد از آب دریا را تشکیل می دهند و در مجموع این چهار یون ۹۷ درصد کل مواد تشکیل دهنده آب دریا را شامل می شوند."

جدول (۵-۱) غلظت یون های اصلی در آب دریا

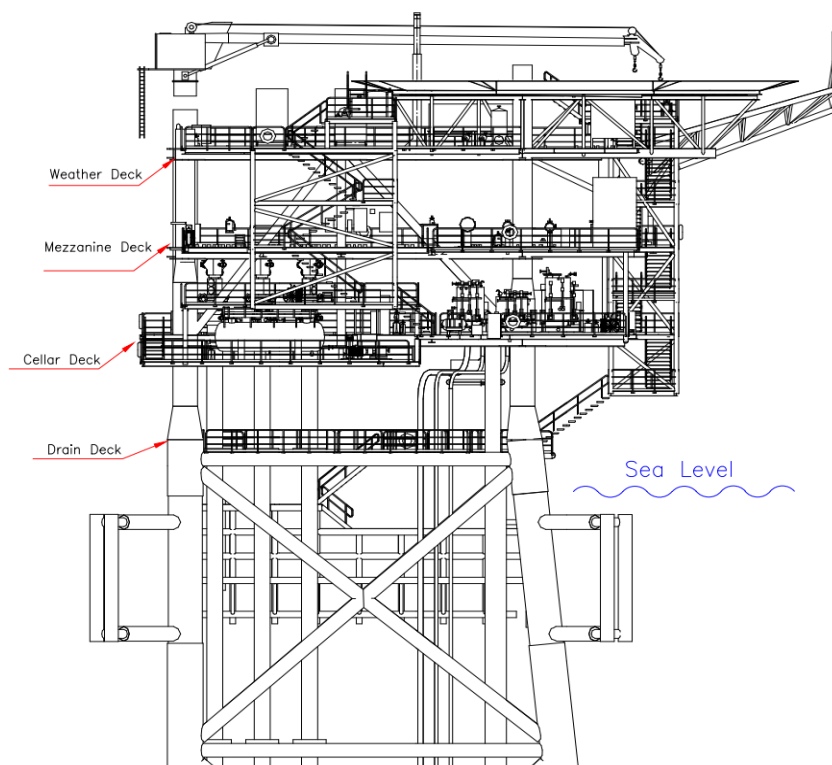
غلظت میلی گرم در لیتر	یون
19000	کلراید (Cl^-)
10500	سدیم (Na^+)
2700	سولفات (SO_4^{2-})
1280	منیزیم (Mg^{2+})
412	کلسیم (Ca^{2+})
399	پتاسیم (K^+)
110	بی کربنات (HCO_3^-)
67	برمید (Br^-)
20	کربنات (CO_3^{2-})
7.9	استرانسیم (Sr^{2+})
5	بورات $[\text{B}(\text{OH})_3 + \text{B}(\text{OH})_4^-]$
1.3	فلوراید (F^-)
کمتر از ۱	دیگر مواد

همانطور که ترکیبات فوق و محصولات حاصل از آزمایش استنباط می گردد ، بواسطه وجود یونهای آزاد حاصل از آزمایش با یونهای آب دریا نیز مایع ته نشین شده از حالت اسیدی خارج و به سمت pH خنثی یا بازی تبدیل می شود. و به حالت پایدار و تعادلی با واکنش برگشت پذیری (۳-۵) که در انتهای معادلات استوکیومتری نیز بیان شده می رسد.



۵-۲- جمع بندی و نتیجه گیری

در هنگام نشت گاز سولفید هیدروژن از هر یک از طبقات سکو (شکل ۴-۱) سنگینی این گاز و اسپری نمودن مایع بی کربنات سدیم باعث فرونشینی بیشتر این گاز از طبقات فوقانی Weather deck و Mezzanine deck تا سطح آب دریا خواهد شد و بدلیل مشبک بودن (Grating) سطوح طبقات سکو آنچنان مانعی برای فرونشینی گاز H_2S از طبقات بالا به طبقات پائینتر وجود ندارد ، و معمولاً پرسنل در معرض خطر در هنگام نشت گاز می بایست به بالاترین سطح سکو Weather deck (شکل ۴-۱) یا Top deck هدایت شده و در منطقه ای که Muster station نامیده میشود تجمع می نمایند.



شکل (۴-۱) - طبقات سکوهی گازی

با توجه به انجام مراحل این آزمایش می توان نتیجه گیری نمود که:

امکان ترکیب محلول بی کربنات سدیم و H_2S در هنگام نشت بر روی سکوهاى گازی در حالت دوفازی وجود دارد و با راه اندازی سیستمى مشابه سیستم Fire fighting سکو ولى با قدرت و توان بیشتر و با اسپری نمودن محلول بی کربنات سدیم در محیط آلوده به گاز H_2S می توان:

۱- از غلظت H_2S محیط در هنگام نشت کاسته، و باعث کاهش مخاطرات جانی شویم.

۲- روش فوق می تواند باعث کاهش غلظت ترکیبات سمی در هوای تنفسی گردد و مایع ته نشین شده حاصل از واکنش که به آب دریا می ریزد تبعات منفی زیست محیطی ندارد.

۵-۳- پیشنهادات و بهینه سازی آزمایشات

مواردی که در انجام بهینه سازی آزمایش یا تحقیقات تاثیر گذار می باشد به شرح ذیل می باشد:

۱- کاهش دمای محلول بی کربنات سدیم باعث افزایش بهتر واکنش و کاهش غلظت گاز H_2S خواهد شد.

(آزمایش شماره ۱ و ۳)

۲- در هنگام اسپری نمودن محلول به خاطر افزایش جزئی فشار مثبت در محفظه می بایست منفذی باز باشد تا تبدیل مجدد گاز H_2S بواسطه وجود سولفید سدیم در مجاورت آب کاهش یابد. و بتدریج مایع ته نشین شده از محیط تزریق جدا گردد. (آزمایش شماره ۱)

۳- نحوه اسپری نمودن مایع بی کربنات سدیم و نوع فشار دستگاه اسپری و نازل آن می بایست بصورتی باشد که محلول را به ذرات بسیار ریز تبدیل و باعث کاهش حالت دو فازی بودن واکنش گردد.

و در ادامه اضافه می شود هر چه غلظت H_2S بیشتر باشد، سطح تماس جهت واکنش بیشتر و نرخ سرعت و حجم واکنش در واحد زمان افزایش می یابد.

همچنین افزایش معمول رطوبت در ناحیه خلیج فارس و پارس جنوبی باعث انجام بهتر واکنش نیز خواهد شد.

و طبق گزارشات هواشناسی میزان رطوبت نسبی تقریباً در تمام مدت سال یکنواخت است و معدل سالیانه آن حدود ۷۱ درصد است. (پورتال سازمان هواشناسی کشور، [۲۲]، ۱۳۸۹)

فهرست منابع

منابع

- [۱] مهرآرا، ف. طلایی، م. ر. اسدالهی، م. ع. ۱۳۹۰. مدل سازی عملکرد بیوفیلتر در حذف سولفید هیدروژن از جریان هوا، مجله تحقیقات نظام سلامت، سال هفتم، شماره دوم، ص ۲۵۷-۲۶۶
- [۲] صیاد امین، ج. کشاورز بابایی نژاد، س. ۱۳۹۴. پیش بینی میزان سولفید هیدروژن و دی اکسیدکربن خروجی از برج شیرین سازی پالایشگاه گاز پارس جنوبی به کمک شبکه عصبی، فصلنامه تخصصی علمی ترویجی فرایند نو، شماره ۵۲، ص ۱۷۹-۱۸۸.
- [۳] عباس قربانی، م. مشهدی، ا. ۱۳۹۳. بررسی روش های مهار سولفید هیدروژن در صنعت نفت و گاز، نشریه مهندسی گاز ایران، سال اول، شماره دوم. صفحه ۳۲-۲۴.
- [۴] انتشارات شرکت ملی پالایش و پخش فراورده های نفتی، ص ۳۹-۱۱ ۱۳۸۹.
- [۵] ابراهیم زاده، م. فروغی نسب، ف. مرتضوی مهریزی، م. سلطانی گردفرامری، ر. ۱۳۹۴. آنالیز حوادث فرآیندی ناشی از نشتی گاز هیدروژن سولفید از واحد لخته گیری یکی از پالایشگاه های پارس جنوبی با رویکرد تعیین حریم ایمن. فصلنامه علمی تخصصی طب کار. جلد ۷، شماره ۳، صفحه ۱۱ تا ۱۸.
- [۶] شرکت توسلی، م. طیاری، م. شریعتی نیاسر، م. بهجونی، م. ۱۳۹۳. مروری بر واحدهای عملیاتی و فرآیندهای پالایشگاه های گازی. مهندسی گاز ایران. سال اول شماره دوم.
- [۷] خبرگزاری فارس، پورتال رسمی، ۱۳۸۹
- [۸] مینایی، ا. عتایی، ف. معطر، ف. جعفری، محمد جواد. ۱۳۹۶. شبیه سازی غلظت و نحوه پراکنش گاز سولفید هیدروژن (H_2S) ناشی از کوره های زباله سوز واحد بازیافت گوگرد در یک پالایشگاه گازی در عسلویه
- [۹] منتهایی، ع. ۱۳۸۴. نکات ایمنی در رابطه با گاز سولفید هیدروژن. اکتشاف و تولید. مرداد ۸۴. شماره ۲۴، ۴۱-۳۸.
- [۱۰] R. Beatty, 2001. THE ELEMENTS Sulfur, New York: Marshall Cavendish, 2001 . Available:
- [۱۱] فرضی، ر. بحرپیما، و. ر. ۱۳۹۴. بررسی واحد شیرین سازی گاز ترش و روش های جدید بیولوژیکی حذف H_2S . فصلنامه علمی تخصصی علمی ترویجی، شماره ۵۴، ص ۷۰-۸۱

[۱۲] ف، اردشیریان. ع، افشار ابراهیمی و ش، فاطمیه. ۱۳۹۳. گوگرد عنصری و مشکلات ناشی از تولید گاز ترش (از مخزن تا محل مصرف گاز)، ماهنامه ی اکتشاف و تولید نفت و گاز، جلد ۱۱۰، شماره ۱، ص ۲۶-۱۸

[۱۳] A. Rojey و C. Jaffret, 1994. Natural gas, Paris: Editions Technip&OpHrys.

[۱۴] فرصت، خالد. سعدی، مریم. صادق زاده اهدی، جعفر. حسینی جناب، مسیح. ۱۳۸۹. بررسی تجربی و مدل سازی برج جذب سولفید هیدروژن در فرایند سولفیران، پژوهش نفت، ۴۴.

[۱۵] L.L. Carney, B. Jones. 1974. Practical Solutions to Combat the Detrimental Effects of H₂S during Drilling Operations, SPE Journal 5198, 115.

[۱۶] D.R. Carter, N.J. Adams. 1979. Hydrogen Sulphide in the Drilling Industry SPE Journal, Symp. On Deep Drilling and Production, Texas, 1972/12/5.

[۱۷] R. V. Gadre", 1988. Removal of Hydrogen Sulfide from Biogas by Chemoautotrophic Fixed-Film Bioreactor ", Biotechnology and Bioengineering ,34(3), pp. 410-414

[۱۸] Rai, 1996. Regeneration of liquid redox systems using Thiobacillus ferrooxidans "United State, (6287873). 16 April 1996

Tarrants, W, E. 1963. An evaluation of the critical incident technique as a method for identifying industrial accident causal factors. New York University (A dissertation).

[۱۹] A. B. Jensen و C. Webb, 1995, Treatment of H₂S-containing gases: A review of microbiological alternatives ", Enzyme and Microbial Technology ,17(1), pp. 2-10.

[۲۰] K. L. Sublette و N. D. Sylvester, 1987, Oxidation of hydrogen sulfide by Thiobacillus denitrificans: Desulfurization of natural gas ", Biotechnology and Bioengineering , 29(2), pp. 249-257, 1987 .

[۲۱] ج، امیرفخری. م، وثوقی. م، سلطانی. ۱۳۸۵. روش جدید برای شیرین سازی گاز طبیعی با ادغام روش بیولوژیکی و فرایند Seaboard. نشریه ی شیمی و مهندسی شیمی ایران، جلد ۲۵، شماره ۱، ص ۳۳-۲۷.

[۲۲] شجاع الساداتی، س، ع. سیفی، ع. ۱۳۸۰. بررسی کارایی زیست صافی کمپوست برای حذف گاز سولفید هیدروژن از هوای آلوده. روش های عددی در مهندسی. جلد ۲۰، شماره ۱، ص ۴۳ تا ۵۳.

[۲۳] زندگی، س. سرشکی، ف. جلالی، م. ا. ۱۳۸۹. انتخاب روش کنترل گاز H_2S در تونل زاگرس با روش تصمیم گیری چند معیاره. پایان نامه کارشناسی ارشد دانشگاه صنعتی شاهرود.

[۲۴] واعظ، س. ع. ۱۳۸۹. بررسی و تجزیه و تحلیل آلودگی های زیست محیطی سکوه های دریایی میدان گازی پارس جنوبی. دوازدهمین همایش صنایع دریایی.

[۲۵] Petropars.2015. Petropars Annual Report . 44paper

[۲۶] شرکت مجتمع گاز پارس جنوبی، ۱۳۹۷ <http://www.spgc.ir>

<http://www.farsnews.com>, 1393

<https://www.shana.ir>, 1389

[۲۷] C.M. Hudgins, R.L. McGlasson, P.Mehdizadeh, W.M. Rosborough. 1966. HydrogenSulphide Cracking of Carbon and Alloy Steels, Corrosion, 1966, 238.

<https://www.acgih.org>, 1991

Abstract:

The potential hazards of hydrogen sulfide gas, is the most important safety issue in the oil and gas during leakage in the offshore and onshore facilities, and the death from hydrogen sulfide is the rife incident of the natural gas resources. There are different ways, have been suggested to reduce the risks of hydrogen sulfide leakage, which is concerns to the personal protective equipment, including breathing apparatus and toxic gas detector, but the direction of this thesis is a little bit different, which refers to reduce the concentration of hydrogen sulfide gas and air optimization during leakage in the open area of the South Pars offshore gas platforms. In this method, using the sodium bicarbonate aqueous has been proposed as a toxic gas absorber, furthermore the study of stoichiometric equations and the simulation of hydrogen sulfide gas leakage are considered in the laboratory. In order to carry out the test procedures, it is necessary to prepare a specific gas sulfur for hydrogen sulfide, chemical materials for testing as well as design and construction of a specific transparent container that has been complete in the Karaj Materials and Energy Research Institute, finally the results of multistage lab experiments have been deduced that the reduction of hydrogen sulfide density by spraying a sodium bicarbonate aqueous is possible, and remain sulfate of this reaction and related pH which is carried out by the chromatographic device demonstrate that the reaction is possible in diphasic flow, as well as the remain sediment aqueous has no negative environmental effects.



Energy Institute For Higher Education
Faculty Of Engineering
Department Of Chemical Engineering – HSE
Thesis For
Degree Of Master Of Science (M.Sc)

Title:

Air respiratory optimization through H₂S
density reduction, during leakage in the
South Pars Gas platforms.

Supervisor:

Dr. Mojtaba Mirzaei

Advisor:

Dr. Farideh Ghavipanjeh

By:

Mohammadreza Bahadori

Feb : 2019