آژانس همکاری های بین المللی ژاپن (جایکا)

سازمان منطقه آزاد قشم

پروژه طرح جامع توسعه پایدار جامعه محور جزیره قشم
به سوی جزیره زیست محیطی
در جمهوری اسلامی ایران

جلد چهارم: بازبینی صنعت نفت و گاز

اوت ۲۰۱۸

RECS International Inc.
PADECO Co., Ltd.
Kokusai Kogyo Co., Ltd.

نرخ ارز در تاریخ ۳۰ نوامبر ۲۰۱۵
هر ۱ دلار آمریکا =۲۹۸۸۵ ریال ایران
هر۱دلار آمریکا = ۱۲۲/۷۰ ین ژاپن
هر۱ین ژاپن = ۲٤۳/۲۵۸ ریال ایران
منبع سایتWWW.OANDA.COM

فهرست مطالب

بخش اول بررسی صنعت گاز و توسعه ی پروژه های LNG

خلاصه اجرایی I

فصل ۱ مقدمه..... ۱-۱

فصل ۲ توسعه پتروشیمی در قشم..... ۲-۱

۱.۲ کلیات..... ۲-۱

۱.۲ تاریخچه توسعه پتروشیمی در قشم..... ۲-۱

۳.۲ توسعه شیمیایی گاز..... ۲-۴

۱.۳.۲ آروماتیک ها (BTX) ۲-۴

۲.۳.۲ اتیلن از اتان استخراج شده از گاز طبیعی..... ۲-۴

۳.۳.۲ گاز به مایع (GTL) ۲-۶

۴.۳.۲ سنتز اوره/آمونیاک..... ۲-۸

۵.۳.۲ گاز به آلکن (GTO) ۲-۱۲

۶.۳.۲ توسعه پتروشیمی..... ۲-۱۶

۴.۲ گزینه پتروشیمی در قشم..... ۲-۱۹

فصل ۳ پروژه توسعهLNG..... ۳-۱

۱.۳ بازار LNG ۳-۱

۱.۱.۳ کشورهای تامین کننده LNG..... ۳-۱

۲.۱.۳ کشورهای وارد کننده LNG..... ۳-۱

۳.۱.۳ پیش بینی تقاضا و عرضه..... ۳-۲

۴.۱.۳ پیش بینی و قیمت گذاری LNG..... ۳-۳

۵.۱.۳ آزاد سازی قیمت در ژاپن..... ۳-۴

۶.۱.۳ تغییرات بازار LNG..... ۳-۵

۷.۱.۳ بازار آزاد (نقطه ای) و تجارت مالی..... ۳-۶

۸.۱.۳ تجزیه و تحلیل رقابت پذیری قیمت..... ۳-۸

۲.۳ مقدمات تجارت (آرایش تجاری) و امور مالی..... ۳-۹

۱.۲.۳ مدیریت ریسک پروژه..... ۳-۹

۲.۲.۳ توافق به اشتراک گذاری محصول (PSA) ۳-۱۰

۳.۲.۳ معاهده منشور انرژی..... ۳-۱۱

۴.۲.۳ ترتیب کسب و کار موقت..... ۳-۱۱

۵.۲.۳ ساختار سازمانی موقت و تنظیم مالی (ساز و کار اولیه نهادهای تجاری و مالی)..... ۳-۱۳

۳.۳ مقیاس کارخانه LNG ۳-۱۴
۱.۳.۳ اندازه (ظرفیت) حامل LNG ۳-۱۴
۲.۳.۳ اندازه (ظرفیت) کارخانه میعان LNG ۳-۱۵

فصل ۴ تحلیل حساسیت زیست محیطی برای توسعه کارخانه تامین LNG ۴-۱
۱.۴ ارزیابی اولیه سایت های کاندید توسعه LNG ۴-۱
۲.۴ تحلیل حساسیت زیست محیطی جزیره قشم ۴-۱
۳.۴ مطالعه شرایط طبیعی ۴-۴
۱.۳.۴ اهداف، موقعیت و موارد مورد بررسی ۴-۴
۲.۳.۴ نتایج مطالعات ۴-۱۰
۳.۳.۴ تاثیرات بر اکوسیستم و جمع بندی ۴-۲۸

فصل ۵ طراحی و ساخت کارخانه LNG ۵-۱
۱.۵ نمودار تولید LNG در یک بلوک از تاسیسات ۵-۱
۲.۵ نقشه اولیه (موقت) ۵-۱
۳.۵ فرایند آبگونه سازی (میعان) ۵-۳
۱.۳.۵ نظری اجمالی به فناوری آبگونه سازی ۵-۳
۲.۳.۵ تاسیسات آبگونه سازی LNG ۵-۳
۴.۵ هزینه های سرمایه گذاری ۵-۱۷
۵.۵ پایه اقتصادی و محاسبه ۵-۱۹
۶.۵ زمان بندی پروژه ۵-۲۲
۷.۵ مسائل زیست محیطی ۵-۲۳

فصل ۶ مزایای پروژه LNG در قشم ۶-۱

بخش دوم کسب و کار بانکرینگ (بازار سوخت رسانی)

فصل ۷ تغییر مشخصات سوخت دریایی در حمل و نقل دریایی بین المللی ۷-۱

فصل ۸ تغییر معامله فروش سوخت های دریایی (دگرگونی شیوه ی فروش سوخت دریایی) ۸-۱

فصل ۹ کسب و کار بانکرینگ در جزیره قشم(بازار سوخت رسانی در جزیره قشم) ۹-۱
۱.۹ مزیت های جغرافیایی جزیره ۹-۱
۲.۹ تجهیزات سوخت رسانی در قشم ۹-۱

۳.۹ رقبا.....۹-۳
۴.۹ مزایا برای جزیره قشم.....۹-۳
بخش سوم متانول و امونیاک/توسعه اوره

فصل ۱۰ بررسی فرصت های پتروشیمی.....۱۰-۱
۱۰.۱ مقدمه.....۱۰-۱
۱۰.۲ گزینه متانول.....۱۰-۱

۱۰.۲.۱ مشتقات متانولی و محصول نهایی.....۱۰-۱
۱۰.۲.۲ تقاضای متانول.....۱۰-۳
۱۰.۲.۳ تجارت متانول.....۱۰-۳
۱۰.۲.۴ ساختار قیمت گذاری متانول.....۱۰-۴
۱۰.۳ چشم انداز بازار اوره / آمونیاک.....۱۰-۴
۱۰.۳.۱ تولید جهانی اوره.....۱۰-۴
۱۰.۳.۲ تجارت جهانی اوره.....۱۰-۵
۱۰.۳.۳ جریان تجارت اوره.....۱۰-۶
۱۰.۳.۴ مکانیسم قیمت بازار اوره.....۱۰-۷
۱۰.۳.۵ بازار آمونیاک.....۱۰-۷
۱۰.۳.۶ جریان تجارت آمونیاک.....۱۰-۸
۱۰.۳.۷ توسعه صنعت آمونیاک /اوره.....۱۰-۸
۱۰.۴ بحث و توصیه.....۱۰-۹
۱۰.۴.۱ کلیات.....۱۰-۹
۱۰.۴.۲ گزینه متانول.....۱۰-۹
۱۰.۴.۳ گزینه آمونیاک /اوره.....۱۰-۹

فهرست جدول ها

جدول ۱.۲ دیزل GTL درمقابل دیزل معمولی..... ۲-۸

جدول ۱.۳ ضمانت خرید در مقابل بازار آزاد..... ۳-۷
جدول ۲.۳ مسیرپیش رو..... ۳-۸
جدول ۳.۳ اندازه حامل LNG..... ۳-۱۵

جدول ۱.۴ نمایش اولیه مناطق کاندید توسعه LNG..... ۴-۱
جدول ۲.۴ معیارها و وزن برای تجزیه و تحلیل حساسیت..... ۴-۲
جدول ۳.۴ مختصات مکان های نظرسنجی و آیتم ها..... ۴-۷
جدول ۴.۴ آیتم های نظرسنجی و روش تحقیق..... ۴-۸
جدول ۵.۴ برنامه زمان بندی مطالعه..... ۴-۹
جدول ۶.۴ تاریخ و مکان های مطالعه..... ۴-۹
جدول ۷.۴ فهرست گونه های جلبک دریایی و علف دریایی..... ۴-۱۱
جدول ۸.۴ شمار مصاحبه شوندگان..... ۴-۱۴
جدول ۹.۴ وابستگی به گردشگری هر سایت..... ۴-۱۵
جدول ۱۰.۴میانگین میزان پوشش مرجان، جلبک و اسفنج..... ۴-۱۶
جدول ۱۱.۴لیست گونه های مرجانی شناسایی شده در مطالعه میدانی..... ۴-۱۶
جدول ۱۲.۴شمار لاک پشت های دریایی رویت شده..... ۴-۱۷
جدول ۱۳.۴وضعیت تخم گذاری لاک پشت دریایی..... ۴-۱۷
جدول ۱۴.۴استفاده از داده ها و مقدار تنظیم برای شبیه سازی تغییرات خط ساحلی..... ۴-۲۴
جدول ۱۵.۴خلاصه فرسایش ساحلی پیش بینی شده و اقدامات کاهشی در صورت احداث کارخانه ۴-۲۴
جدول ۱۶.۴خلاصه ای از اکوسیستم های تحت تاثیر احداث کارخانه..... ۴-۲۹
جدول ۱۷.۴مقایسه تاثیرات زیست محیطی کارخانه بر اکوسیستم..... ۴-۲۹

جدول ۱.۷ مشخصات سوخت دریایی..... ۷-۲

فهرست تصاویر

شکل ۱.۱ ذخایر گاز تایید شده (۲۰۱۵) ۱-۱
شکل ۲.۱ تولید و مصرف گاز در سال ۲۰۱۵..... ۱-۱
شکل ۳.۱ شبکه لوله کشی انتقال گاز ایران..... ۱-۲
شکل ۴.۱ پیکربندی کلی پالایشگاه گاز..... ۱-۳
شکل ۵.۱ خط لوله اتیلن غرب (ژوئن ۲۰۱۷) ۱-۳
شکل ۱.۲ مناطق توسعه پتروشیمی مشخص شده..... ۲-۲
شکل ۲.۲ موقعیت قشم..... ۲-۲
شکل ۳.۲ پورتفولیوی انرژی از نفت به زغال سنگ/گاز ۱۹۷۳-۱۹۹۰..... ۲-۳
شکل ۴.۲ پیکربندی مجتمع گاز و گاز شیمیایی..... ۲-۴
شکل ۵.۲ مقایسه عملکرد اتیلن با مواد مختلف (درصد وزنی)..... ۲-۵
شکل ۶.۲ هزینه تولید اتیلن..... ۲-۶
شکل ۷.۲ سنتز فیشر تروپس گاز به مایع (GTL) ۲-۷
شکل ۸.۲ پیکربندی فرآیند گاز به مایع..... ۲-۷
شکل ۹.۲ فرایند تولید اوره و آمونیاک..... ۲-۹
شکل ۱۰.۲ کشورهای وارد کننده اوره (تجارت جهانی اوره در سال ۲۰۱۳) ۲-۹
شکل ۱۱.۲ کشورهای صادر کننده اوره (تجارت جهانی اوره در سال ۲۰۱۳)..... ۲-۱۰
شکل ۱۲.۲ حساسیت هزینه ساخت و ساز کارخانه تولید اوره/امونیاک..... ۲-۱۱
شکل ۱۳.۲ حساسیت هزینه ساخت و ساز کارخانه تولید اوره/امونیاک..... ۲-۱۲
شکل ۱۴.۲ فرایند تولید آلکن..... ۲-۱۲
شکل ۱۵.۲ فرایند سنتز متانول..... ۲-۱۳
شکل ۱۶.۲ فرایند سنتز متانول به الکن..... ۲-۱۴
شکل ۱۷.۲ تعادل مواد اولیه گاز به الکن..... ۲-۱۴
شکل ۱۸.۲ حساسیت اقتصادي گاز به آلکن-ساخت و ساز..... ۲-۱۵
شکل ۱۹.۲ حساسیت اقتصادی گاز به آلکن - اتیلن FOB..... ۲-۱۶
شکل ۲۰.۲ مشتقات پتروشیمی (اتیلن و پروپیلن)..... ۲-۱۶
شکل ۲۱.۲ بررسی اجمالی صنعت پتروشیمی JURONG..... ۲-۱۷
شکل ۲۲.۲ پارک صنعتی توسعه یافته JURONG توسط JTC..... ۲-۱۸
شکل ۲۳.۲ سازمان دولت سنگاپور..... ۲-۱۹

شکل ۱.۳ کشورهای تامین کننده LNG (۲۰۱۵) ۳-۱
شکل ۲.۳ کشورهای وارد کننده LNG (۲۰۱۵) ۳-۲
شکل ۳.۳ پیش بینی تقاضا (۲۰۱۶-۲۰۳۰) ۳-۲
شکل ۴.۳ پیش بینی تامین LNG..... ۳-۳

شکل ۵.۳ قیمت تاریخی LNG /گاز طبیعی(ژاپن، اروپا و آمریکا)..... ۳-۴
شکل ۶.۳ پیش بینی قیمت های بلند مدت و کوتاه مدت در آسیا..... ۳-۴
شکل ۷.۳ شناورسازی بازار LNG..... ۳-۵
شکل ۸.۳ قرارداد خرید LNG کره ۳-۶
شکل ۹.۳ مفهوم بازار عرضه LNG..... ۳-۶
شکل ۱۰.۳ تجارت فیزیکی و بازرگانی مالی..... ۳-۷
شکل ۱۱.۳ رقابت پذیری شاخص قیمت..... ۳-۹
شکل ۱۲.۳ مقیاس زمان توسعه پروژه..... ۳-۹
شکل ۱۳.۳ طرح توسعه سنتی پروژه LNG..... ۳-۱۰
شکل ۱۴.۳ توافقنامه توزیع محصول در اندونزی..... ۳-۱۰
شکل ۱۵.۳ مقدمات وام مستقیم (مورد ۱) ۳-۱۲
شکل ۱۶.۳ مقدمات وام غیرمستقیم (مورد ۲) ۳-۱۴
شکل ۱۷.۳ سرمایه گذاری: ساختار سازمانی کسب و کار..... ۳-۱۴
شکل ۱۸.۳ ترتیبات وام مالی..... ۳-۱۴
شکل ۱۹.۳ حمل و نقل از خاورمیانه به ژاپن / کره..... ۳-۱۵
شکل ۲۰.۳ روند تولید LNG در هر حامل..... ۳-۱۶

شکل ۱.۴ حساسیت زیست محیطی جزیره قشم در گرید ۵۰۰ متری..... ۴-۲
شکل ۲.۴ حساسیت زیست محیطی و استخراج منطقه بالقوه توسعه..... ۴-۴
شکل ۳.۴ طرح تاسیسات تولید LNG..... ۴-۵
شکل ۴.۴ نقاط مطالعه در کووه ای..... ۴-۶
شکل ۵.۴ نقاط مطالعه در سوزا، شمال سوزا و جنوب سوزا..... ۴-۶
شکل ۶.۴ نقاط مطالعه در سلخ..... ۴-۶
شکل ۷.۴ تصاویر اسکن جنبی سونار..... ۴-۱۰
شکل ۸.۴ عکس های زیرآب در کووه ای..... ۴-۱۲
شکل ۹.۴ عکس های زیرآب در سوزا..... ۴-۱۳
شکل ۱۰.۴ عکس های زیرآب در سلخ..... ۴-۱۳
شکل ۱۱.۴ مکان های مهم صیادی..... ۴-۱۴
شکل ۱۲.۴ نقاط اصلی تخم ریزی ماهیان..... ۴-۱۴
شکل ۱۳.۴ پراکندگی مرجان های سخت در جزیره قشم (نقاط زرد)..... ۴-۱۶
شکل ۱۴.۴ موقیت تخم گذاری لاکپشت های دریایی..... ۴-۱۸
شکل ۱۵.۴ الگوی جریان جزر و مد (جزر)..... ۴-۱۹
شکل ۱۶.۴ الگوی جریان جزر و مد (جزر و مد پایین)..... ۴-۲۰
شکل ۱۷.۴ الگو جریان جزر و مد (جزر و مد سیل)..... ۴-۲۰

شکل ۱۸.۴ الگو جریان جزر و مد (جزر و مد بالا)..... ۲۱-۴
شکل ۱۹.۴ سیستم مختصات مدل شبیه سازی عددی تئوری یک خطی..... ۲۲-۴
شکل ۲۰.۴ تصویر شماتیک مفهوم پایه تغییرات خط ساحلی در مدل شبیه سازی عددی..... ۲۲-۴
شکل ۲۱.۴ منطقه هدف تحلیل شبیه سازی تغییرات خط ساحلی و موج..... ۲۳-۴
شکل ۲۲.۴ نتیجه محاسبه ارتفاع و جهت امواج (شمال سوزا)..... ۲۵-۴
شکل ۲۳.۴ نتیجه محاسبه ارتفاع و جهت امواج (جنوب سوزا)..... ۲۵-۴
شکل ۲۴.۴ نتیجه محاسبه ارتفاع و جهت امواج (سلخ)..... ۲۶-۴
شکل ۲۵.۴ تغییر خط ساحلی با ساختن تاسیسات تولید LNG در زمین تعیین شده (شمال سوزا)..... ۲۶-۴
شکل ۲۶.۴ تغییر خط ساحلی با ساختن تاسیسات تولید LNG در زمین استحصال شده (جنوب سوزا)..... ۲۶-۴
شکل ۲۷.۴ تغییر خط ساحلی با ساختن تاسیسات تولید LNG در زمین استحصال شده (سلخ)..... ۲۶-۴
شکل ۲۸.۴ انتشار آب گرمایی (شمال سوزا)..... ۲۷-۴
شکل ۲۹.۴ انتشار آب گرمایی (جنوب سوزا)..... ۲۷-۴
شکل ۳۰.۴ انتشار آب گرمایی (سلخ)..... ۲۸-۴

شکل ۱.۵ نمودار جریان انباشتگی LNG..... ۱-۵
شکل ۲.۵ نقشه طرح تاسیسات تولید LNG..... ۲-۵
شکل ۳.۵ نمودار گردشی فرایند واحد جداسازی گاز اسید (ARGU)..... ۴-۵
شکل ۴.۵ واحد آب زدایی و زدایش جیوه..... ۵-۵
شکل ۵.۵ واحد جداسازی مایع گاز طبیعی (LNG) ۶-۵
شکل ۶.۵ ظرفیت آبگونه سازی بر اساس نوع فرآیند..... ۷-۵
شکل ۷.۵ نمودار فرایند AP-C۳MR..... ۸-۵
شکل ۸.۵ نمودار جریان فرایند AP-X..... ۹-۵
شکل ۹.۵ نمودار فرایند SHELL DMR..... ۱۰-۵
شکل ۱۰.۵ نمودار جریان فرایند هوا مایع..... ۱۱-۵
شکل ۱۱.۵ نمودار فرایند آبشاری بهینه شده CONOCOPHILLIPS..... ۱۲-۵
شکل ۱۲.۵ سیستم مدیریت مفهومی آب..... ۱۶-۵
شکل ۱۳.۵ هزینه سرمایه گذاری کارخانه LNG..... ۱۷-۵
شکل ۱۴.۵ هزینه متوسط واحد آبگونه سازی براساس منطقه..... ۱۸-۵
شکل ۱۵.۵ تحلیل CAPEX..... ۱۹-۵
شکل ۱۶.۵ نقدینگی پروژه LNG..... ۲۰-۵
شکل ۱۷.۵ نقدینگی فزاینده پروژه..... ۲۱-۵
شکل ۱۸.۵ حساسیت پروژه..... ۲۲-۵
شکل ۱۹.۵ برنامه زمانی موقت..... ۲۳-۵
شکل ۱.۷ استاندارد گوگرد سوخت دریایی (٪)..... ۳-۷

شکل ۲.۷ پیش بینی تقاضای سوخت دریایی (میلیون تن)..... ۳-۷
شکل ۳.۷ پیکربندی پالایشگاه تیپیک امروزی همراه با تولید سوخت دریایی..... ۳-۷
شکل ۴.۷ ترکیب سوخت دریایی..... ۴-۷
شکل ۱.۸ معاهده بین CHEMOIL و JP MORGAN برای
عرضه سوخت دریایی..... ۱-۸
شکل ۱.۹ موقعیت جزیره قشم و منطقه لنگرگاه بین المللی..... ۱-۹
شکل ۲.۹ تاسیسات سوخت رسانی در سلخ واقع در جزیره قشم..... ۲-۹
شکل ۳.۹ تجهیزات سوخت دریایی در بندر فجیره..... ۳-۹

شکل ۱۰/۱ بررسی کلی صنعت گاز و گاز شیمیایی..... ۱-۱۰
شکل ۱۰/۲ مصرف کنندگان متانول جهان در سال ۲۰۱۵..... ۲-۱۰
شکل ۱۰/۳ مشتقات متانولی و محصول نهایی..... ۲-۱۰
شکل ۱۰/۴ تقاضای متانول بر اساس منطقه..... ۳-۱۰
شکل ۱۰/۵ تجارت متانول ۲۰۱۵..... ۳-۱۰
شکل ۱۰/۶ مکانیسم قیمت جهانی متانول توسط بازار HIS..... ۴-۱۰
شکل ۱۰/۷ تولید جهانی اوره..... ۵-۱۰
شکل ۱۰/۸ تجارت جهانی اوره..... ۵-۱۰
شکل ۱۰/۹ جریان تجارت اوره در سال ۱۳۹٤..... ۶-۱۰
شکل ۱۰/۱۰ جریان تجارت اوره در سال ۱۳۸٤..... ۶-۱۰
شکل ۱۰/۱۱ حد پایین قیمت جهانی اوره..... ۷-۱۰
شکل ۱۰/۱۲ تجارت جهانی آمونیاک ۱۳۹٤..... ۷-۱۰
شکل ۱۰/۱۳ جریان اصلی تجارت آمونیاک..... ۸-۱۰
شکل ۱۰/۱۴ صنایع پایه آمونیاک/اوره..... ۹-۱۰

فهرست پیوست ها

پیوست ۱ بررسی دقیق سایت های کاندید در ساحل شرقی..... ۱A-
پیوست ۲ کیفیت آب و کیفیت رسوبات..... ۶A-
پیوست ۳ وضعیت کنونی سواحل..... ۷A-
پیوست ۴ نتایج نظرسنجی جریان جزر و مد..... ۱۳A-
پیوست ۵ تجزیه و تحلیل نتایج نمونه های رسوب..... ۱۶A-
پیوست ۶ توزیع عمودی دمای دریا، شوری، کلروفیل و تیرگی..... ۱۷A-
پیوست ۷ باد دریایی و موج با شبیه سازی به مدت ۳ سال (لات: ۲۶,۰ درجه سانتی گراد،
طول: ۵۵,۰ درجه سانتیگراد، ۲۰۱٤ تا ۲۰۱٦)..... ۲۰A-
پیوست ۸ امضا کنندگان منشور انرژی و ناظران..... ۲۶A-

اختصارات

مخارج سرمایه ای	CAPEX
بهای کالا شامل قیمت اولیه کالا و هزینه حمل و بیمه تا تحویل کالا در بندر مقصد	CIF
مهندسی، تدارکات و ساخت	EPC
قیمت بر اساس تحویل کالا روی عرشه کشتی	FOB
برنامه توسعه پنج ساله	FYDP
نفت سیاه میانی	IFO
ریال ایران	IRR
اتحادیه بین المللی حفاظت از طبیعت و منابع طبیعی	IUCN
آژانس همکاری های بین المللی ژاپن	JICA
گاز طبیعی مایع	LNG
تفاهم نامه	MoU
شرکت ملی گاز ایران	NIGC
سازمان منطقه آزاد قشم	QFZO
دلار ایالات متحده آمریکا	USD

واحد های اندازه گیری

انرژی

W	وات
KW	کیلووات
KWH	کیلووات-ساعت
MW	مگاوات
GWH	گیگاوات-ساعت
CAL	کالری
KCAL	کیلوکالری
J	ژولز(=٤,١٨ CAL)
KJ	کیلوژولز

سایر

%	درصد
AVG	میانگین
CAP	سرانه
DB	دسیبل
DEGREE	درجه سلسیوس
MIL.	میلیون
MTPA	میلیون تن در سال
NOS.	اعداد
NTU	واحد تیرگی نئوپلومتریک
PCU	واحد خودروی مسافری
PPM	قسمت در میلیون

مساحت

M^2	متر مربع
KM^2	کیلومتر مربع
HA	هکتار(= ١٠,٠٠٠ M^2)

طول

MM	میلیمتر
CM	سانتیمتر
M	متر
KM	کیلومتر

وزن

µG	میکروگرم
MG	میلی گرم
KG	کیلوگرم
T	تن(=١,٠٠٠ KG)
MT	متریک تن
KT	کیلوتن

حجم

L	لیتر
KL	کیلولیتر
M^3	متر مکعب(= ١,٠٠٠ LITER)
MCM	میلیون متر مکعب
BCM	میلیارد متر مکعب
BBL	بشکه

ارز

IRR	ریال ایران
JPY, YEN	ین ژاپن
USD, US$, $	دلار آمریکا

زمان

SEC, S	ثانیه
MIN	دقیقه
H, HR	ساعت
D	روز
Y /YR	سال

بخش اول
بررسی صنعت گاز و توسعه پروژه LNG

خلاصه اجرایی

ایران کشوری با بزرگترین ذخایر گاز است و هزینه تولید آن در جهان پایین ترین قیمت است.

تقاضای LNG به طور پیوسته رشد خواهد کرد و همچنان به عنوان یک منبع اصلی انرژی پاک برای تولید برق ادامه خواهد یافت.

از لحاظ اقتصادی پروژه LNG در قشم یکی از رقابتی ترین پروژه ها در جهان خواهد بود. مشکلات زیادی در پیدا کردن بازار با توجه به جنبش عدم تنظیم در بخش گاز و برق در جهان وجود نخواهد داشت، و ده ها تن از بازاریابان به دنبال محموله برای بازار نقدی هستند.

قشم در دهانه خلیج فارس، مکان جغرافیایی بسیار مهم و کوتاه تر مایل های دریایی (NM) از بازار گاز در آسیا و اروپا نسبت به قطر، صادر کننده بزرگ گاز در جهان است واقع شده است. قشم در کنار آبراه بین المللی و موقعیت ایده آل برای حمل و نقل LNG واقع شده است.

قشم به عنوان یک منطقه اقتصادی آزاد تعیین شده است و هیچ مالیاتی برای واردات مواد و هیچ مالیات تجاری برای ۲۰ سال اولیه تعیین نشده است.

با توجه به تاثیرات زیست محیطی، پساب از کارخانه LNG نسبت به کارخانه های پالایشگاهی و پتروشیمی/شیمیایی، و تقریبا هیچ تاثیری بر زندگی دریا و آلودگی هوا ندارد و بهترین تناسب را با جزیره زیست محیطی قشم را دارد.

چندین انتخاب برای تکنولوژی مایع سازی به شرح زیر وجود دارد:

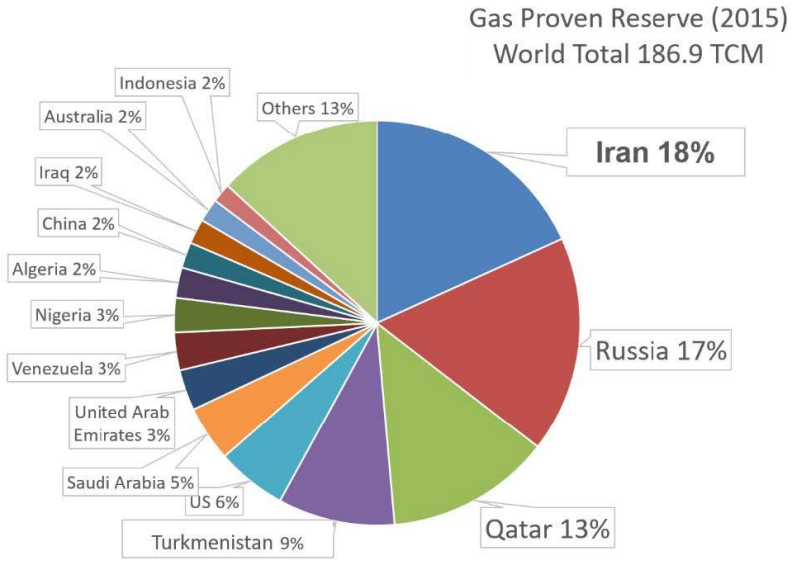
- APCI **(آمریکا) :** AP-C۳MR, AP-X
- Shell **(هلند) :** DMR
- Air Liquide **(فرانسه) :** Liquefin
- Statoil/Linde **(نروژ/آلمان) :** MFCP

با توجه به عملکرد پردازش، تفاوت عمده ای بین این گزینه ها وجود ندارد و کار خواهد کرد. با این حال، لازم است که شرکت نفتی بین المللی با تجربه را به عنوان اپراتور، برای مدیریت پروژه و بهره برداری و استخدام پیمانکار واجد شرایط برای ساخت و ساز دعوت کنیم.

یکی دیگر از شرایط مهم وام بلند مدت است. عمر پروژه حداقل ۲۰ سال است و بخشي از وام باید ۲۰ سال عمر کارخانه را پوشش دهد. این وام بلند مدت ممکن است توسط کشور سرمایه گذار مطابق با چارچوب قرارداد منشور انرژی تنظیم شود.

فصل ۱ فصل اول مقدمـه

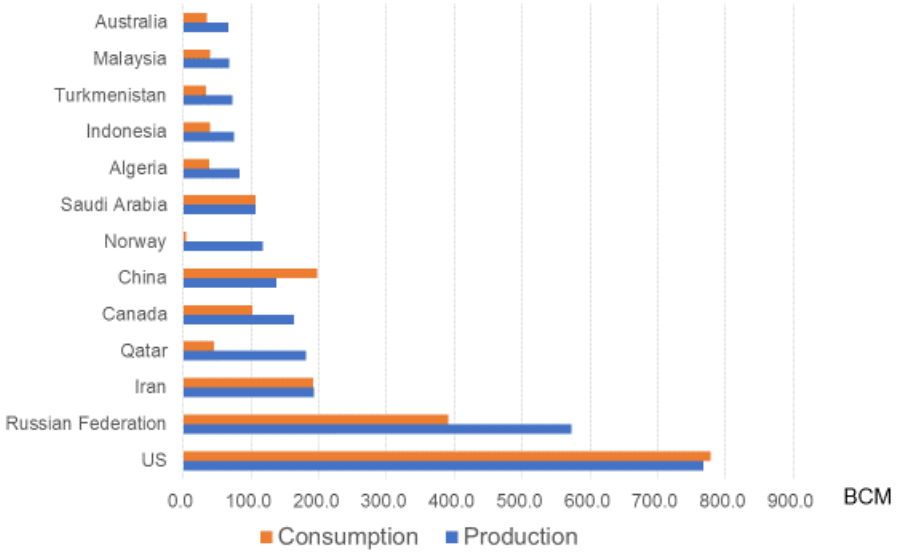
ایران به عنوان کشوری با بزرگترین ذخایر گاز جهان شناخته شده است، که ۱۸ درصد از ذخایر ثابت گاز در جهان را پس از روسیه و قطر تشکیل می دهد.



منبع: BP Statistics ۲۰۱٦

تصویر ۱-۱ ذخایر گاز تایید شده (۲۰۱۵)

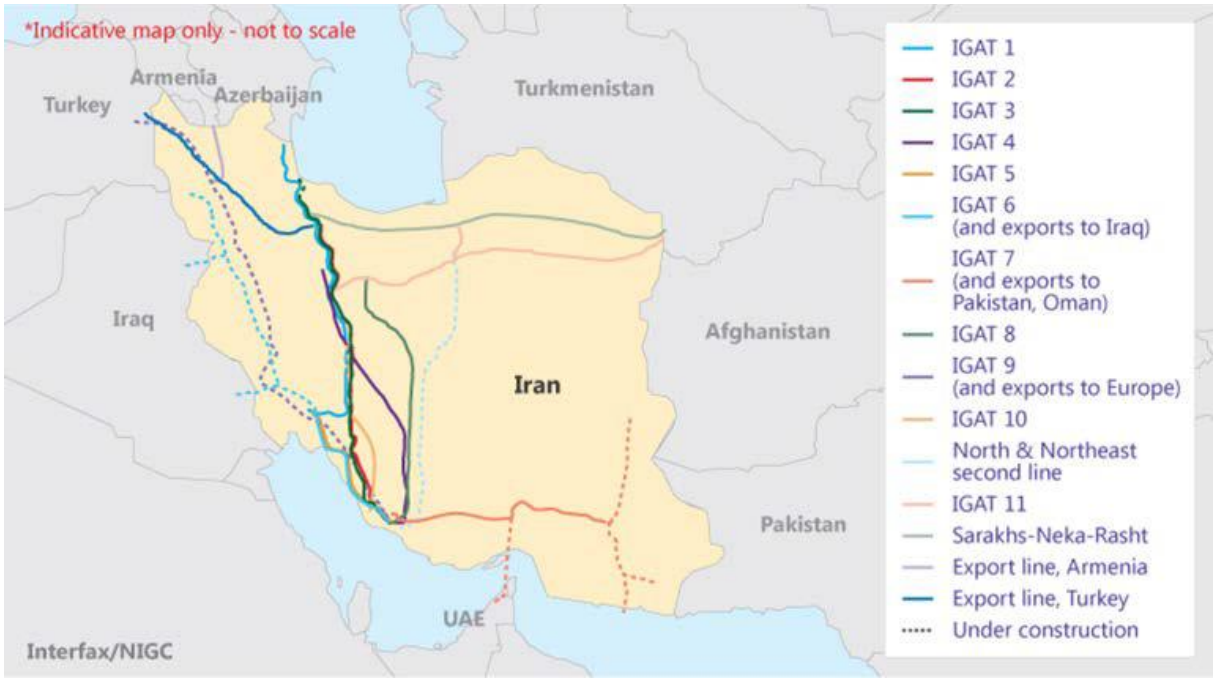
ایران سومین تولید کننده گاز و چهارمین مصرف کننده گاز در جهان است. با این حال، مقدار کمی گاز به کشورهای همسایه، از جمله آذربایجان، از طریق خط لوله اصلی گاز ایران (IGAT۱) خط لوله، اولین خط لوله اصلی گاز در ایران، صادر شده است که در سال ۱۹۷۱ برای فاز ۱ و ۱۹۷٤ برای فاز ۲ به کار گرفته شده است.



منبع: BP Statistics ۲۰۱٦

تصویر ۲-۱ تولید و مصرف گاز در سال ۲۰۱۵

از آن به بعد، ایران همچنان به توسعه سیستم انتقال گاز طبیعی ادامه داده و گسترش داده شده تا همه استان های عمده را پوشش دهد.



منبع: اینترفاکس، شرکت ملی گاز ایران

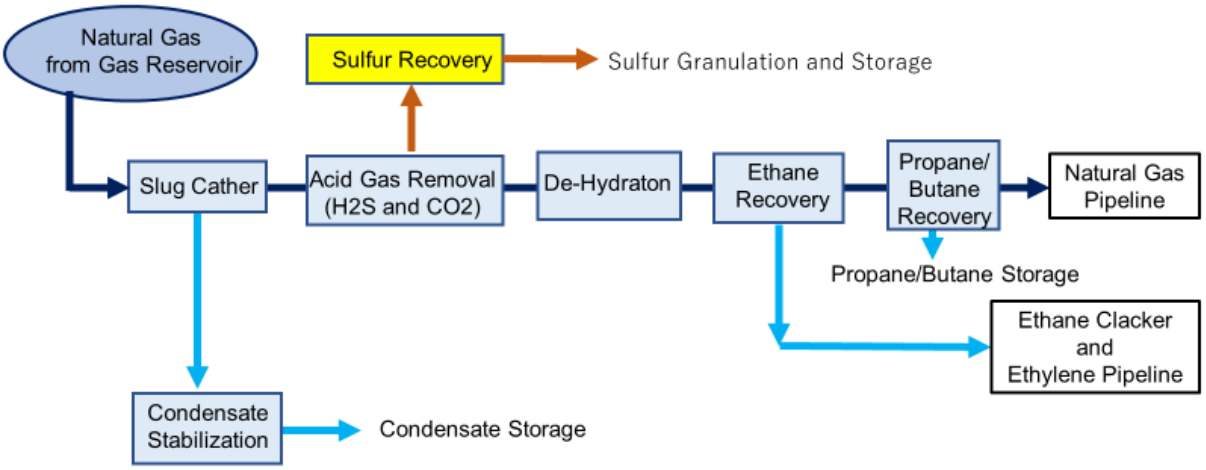
تصویر ۳-۱ شبکه لوله کشی گاز ایران

شبکه انتقال گاز فعلی به شرح زیر است:

- IGAT۱ : **خط ٤٢ اینچ (۱/۰۷۷ میلیمتر)، احداث شده بین پالایشگاه بید بلند در استان خوزستان و آستارا در شمال.**
- IGAT۲ : **خط ٥٦ اینچ (۱/٤۲۰ میلیمتر)، احداث شده بین پالایشگاه کنگان در استان فارس و قزوین در شمال.**
- IGAT۳ : **خط ٥٦ اینچ (۱/٤۲۰ میلیمتر)، احداث شده بین عسلویه و مرکز استان و نهایتا تا استان های شمال غربی.**
- IGAT٤ : **خط ٥٦ اینچ (۱/٤۲۰ میلیمتر)، برای انتقال گاز طبیعی تولید شده در فاز ۱ تا ٥ پارس جنوبی از عسلویه به استان های فارس و اصفهان.**
- IGAT٥ : **خط ٥٦ اینچ (۱/٤۲۰ میلیمتر)، برای انتقال گاز ترش تولید شده در فازهای ٦، ۷و ۸ به استان خوزستان برای تزریق به چاه های نفت.**
- IGAT٦ : **خط ٥٦ اینچ (۱/٤۲۰ میلیمتر)، برای انتقال گاز طبیعی تولید شده در فازهای ٦ تا ۱۰ پارس جنوبی از عسلویه به استان خوزستان برای استفاده داخلی و صنعتی و ممکن است به عراق گسترش یابد.**
- IGAT۷ : **خط ٥٦ اینچ (۱/٤۲۰ میلیمتر)، برای اتصال شرق عسلویه به استان هرمزگان و پالایشگاه سرخون، و انتقال گاز طبیعی تولید شده در پارس جنوبی به استان های هرمزگان، سیستان، بلوچستان و کرمان و همچنین گسترش یافته به پاکستان و هند.**
- IGAT۸ : **خط ٥٦ اینچ (۱/٤۲۰ میلیمتر)، از شرق عسلویه آغاز می شود و از پالایشگاه پارسیان در استان فارس به استان اصفهان و سپس به استان قم.**

- **IGAT۹ (خط صادرات گاز اروپا) : از شرق عسلویه آغاز می شود و از استان ها ی غربی می گذرد (خوزستان، ایلام، کردستان و آذربایجان) و به مرز ترکیه می رسد.**

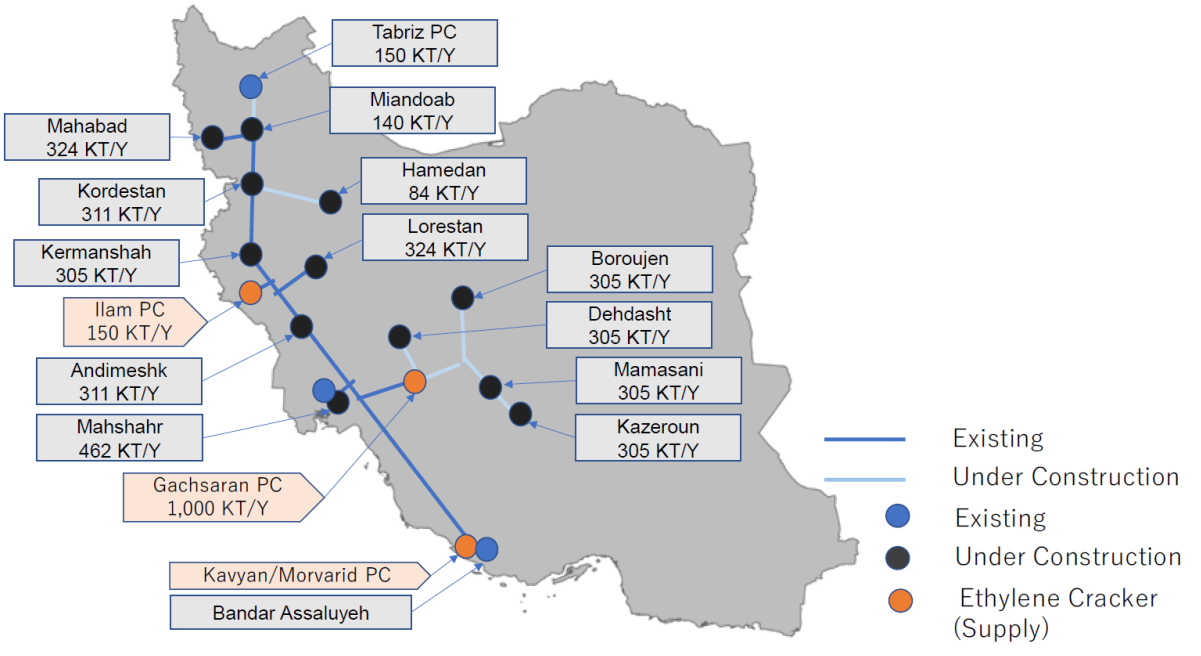
گاز طبیعی مخازن حاوی ۵-۱۲ مول% می باشد. گاز از مخزن در پالایشگاه گاز برای حذف ناخالصی های مضر در فرایند مایع سازی مانند H_2S، CO_2، آب، جیوه، و بازیافت اتان و دیگر ذرات سنگین مانند پروپان، بوتان و چگالش برای بیشینه ساختن ارزش افزوده است. اتان می تواند خوراک عالی برای تولید اتیلن ایجاد کند و به اتان کراکر برای تبدیل به اتیلن ارسال کند. پیکربندی کلی پالایشگاه گاز به شرح زیر است:



منبع: شرکت ملی گاز ایران

تصویر ٤-١ پیکربندی کلی پالایشگاه گاز

ساخت خط لوله اتیلن غرب در سال ۲۰۰٤ آغاز شد. در ژوئن ۲۰۱۷، عسلویه به مهاباد ۱۷۰۰ کیلومتر از ۲٦٥۰ کیلومتر طول خط لوله در مجموع تکمیل شده است. این خط لوله برای تامین اتیلن به تاسیسات پتروشیمی ساخته شده در چند منطقه غربی طراحی شده است (۱۲ کارخانه تولید پلی اتیلن در این مرحله). گاز به طور عمده از میدان گازی پارس جنوبی و گچساران تامین می شود. اتان استخراج شده در اتیلن کراکر در بندر عسلویه و گچساران به اتیلن تبدیل شده و به سیستم خط لوله اتیلن غرب تزریق می شود.



منبع: شرکت گاز ملی قشم

تصویر ٥-١ سیستم خط لوله اتیلن غرب

گاز طبیعی تصفیه شده به سیستم های خط لوله انتقال گاز IGAT منتقل می شود و به هر استان برای استفاده داخلی و صنعتی تحویل داده می شود.

همچنین طرح های صادرات گاز از طریق خط لوله وجود دارد. IGAT ٦ به منظور تامین گاز به پاکستان و هند، و IGAT ٩ به منظور تامین گاز اروپا در نظر گرفته شده است.

فصل ۲ توسعه پتروشیمی در قشم

۲,۱ کلیات

یک برنامه برای توسعه صنعت پتروشیمی در مناطق جدید به منظور حمایت از توسعه پایدار در منطقه و ایجاد زیرساخت برای صادرات محصول افتتاح شد. شش منطقه زیر به عنوان منطقه توسعه پتروشیمی تعیین شده است. گاز طبیعی غنی از متان به این مناطق، از طریق خط لوله IGAT ٦ و/یا IGAT ٧، بسته به منطقه، اختصاص می یابد. مناطق مشخص شده عبارتند از:

(۱) چابهار (منطقه آزاد اقتصادی)

- **موقعیت استراتژیک: نزدیک به مرز با پاکستان/ هند**
- **دسترسی به آبهای بین المللی**
- **سومین مرکز پتروشیمی در کشور، بر اساس گفته دولت**

(۲) جاسک

- **موقعیت مناسب برای کشتی ها وارد شونده به خلیج فارس**
- **مناسب برای سیلوکردن و فروش**
- **تعدد مخازن نفت خام در منطقه**

(۳) جزیره قشم (منطقه آزاد اقتصادی)

- **امکان ایجاد حداقل ٤ واحد پتروشیمی قابل توجه**
- **امکان تولید حداقل ٦ میلیون تن محصولات پتروشیمی**
- **تصویب دولت برای استفاده از ۲۵ میلیون متر مکعب/ روز گاز به عنوان خوراک**

(٤) سایت صنایع انرژی پارسیان

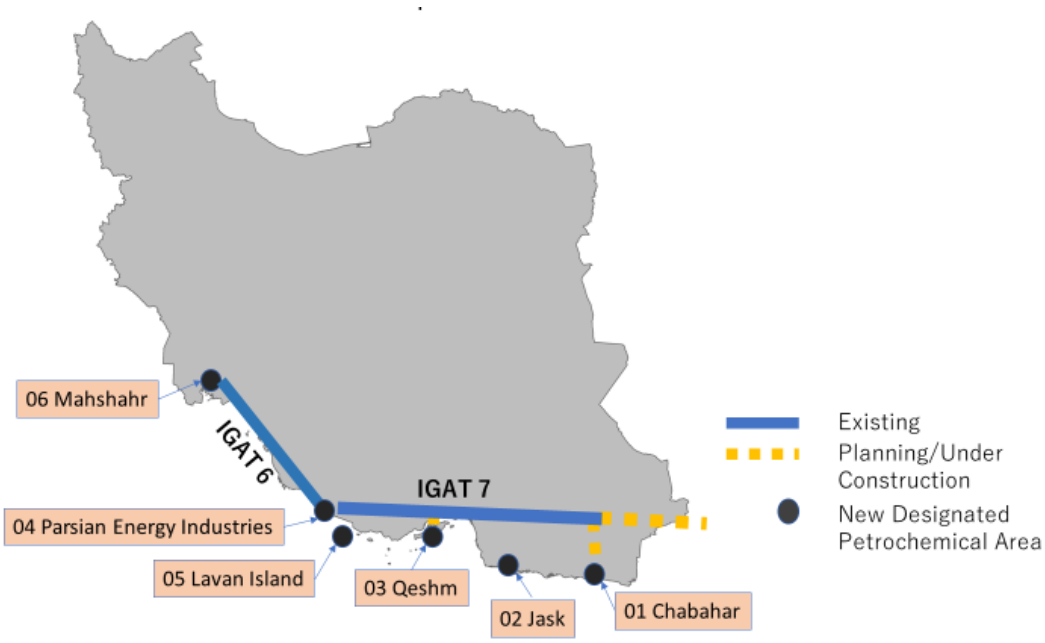
- **امکان جذب سرمایه گذاری از منطقه**
- **آمادگی شرکت های اروپایی برای سرمایه گذاری (پیشنهاد سرمایه گذاری ٤ میلیارد دلاری شرکت BASF، آلمان)**

(٥) جزیره لاوان (منطقه ویژه اقتصادی)

- **دسترسی به ۳/۷۵ میلیارد فوت مکعب گاز به عنوان خوراک در روز**
- **دسترسی به آبهای بین المللی و امکان ایجاد امکانات زیربنایی**
- **امکان تخصیص ۱،۲۵۰ هکتار زمین برای واحدهای پتروشیمی**

(٦) ماهشهر (منطقه ویژه اقتصادی)

- **وجود شرکت های متعهد پتروشیمی در منطقه**
- **مناسب برای گسترش زنجیره تولید**
- **پتانسیل خوب برای افزایش تعداد و ظرفیت شرکت های پتروشیمی**



منبع: سازمان منطقه آزاد قشم، تیم پروژه جایکا

تصویر ۱-۲ مناطق توسعه پتروشیمی مشخص شده

۲,۲ تاریخچه توسعه پتروشیمی در قشم

قشم در ورودی خلیج فارس، درست در کنار کریدور انرژی و مکان استراتژیک مهم منطقه واقع شده است. در سال ۱۹۹۱، قشم به عنوان منطقه آزاد اقتصادی تعیین شد.

تصویر ۲-۲ موقعیت قشم

در گذشته، پس از دو مطالعه ای که انجام شد و این مفهوم پایه را برای توسعه صنعتی در قشم فراهم کرده است.

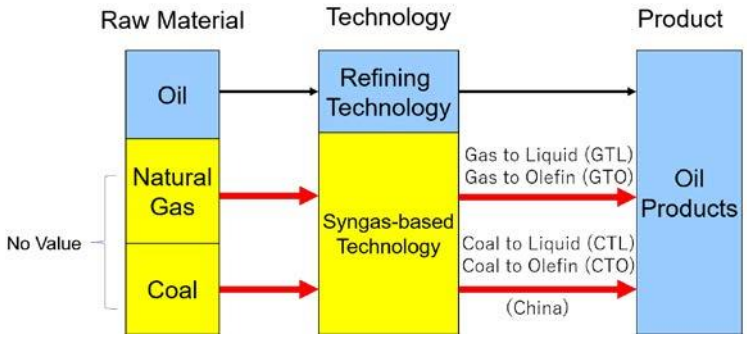
- **پروژه طرح جامع منطقه آزاد قشم توسط سوئکو در سال ۱۹۹٤ تهیه و به سازمان منطقه آزاد قشم تسلیم گردید.**
- **پروژه نصب و راه اندازی صنایع نفت توسط Foster Wheeler برای شرکت ملی مهندسی نفت و ساختمان ایران در سال ۲۰۰۵ انجام شد.**

در دهه ۹۰ قیمت گاز بسیار پایین تر از نفت بود و فناوری های مبتنی بر گاز سنتز برای استفاده از مواد دست نخورده یعنی گاز طبیعی و زغال سنگ توسعه داده شد. در گزارش سوئکو، تکنولوژی گاز به مایعات (GTL) و گاز به آلکن (GTO) تأکید شد. تولید LNG در آن زمان به عنوان یک پروژه ارجح در نظر گرفته نشد.

در حال حاضر گاز به عنوان منبع انرژی معادل نفت معامله می شود و به همین دلیل LNG تبدیل به محصول مورد نظر شده است، در حالی که GTL در شرایط اقتصادی فعلی مقرون به صرفه نیست.

نیاز به گوگرد در محصولات نفتی تغییر کرده است و تقاضای بیشتری برای محصولات بنزین، نفت سفید و دیزل به جای سوخت های نفتی وجود دارد. تقاضای نفت برای مدت ده سال گذشته به طور قابل توجهی کاهش یافته است. پالایشگاه ها نیاز به داشتن ظرفیت شکستن بالاتر و ظرفیت حذف گوگرد بالاتر است. پالایشگاه های نفتی ایران برای چنین تغییری آمادگی نداشته و سرمایه گذاری های قابل توجهی برای مدرن سازی تاسیسات تصفیه ضروری است و به همین دلیل "پروژه تاسیسات صنایع نفت" توسط نفت ملی در قشم در سال ۲۰۰٤ تحت این شرایط محقق نخواهد شد.

گاز مورد استفاده برای سنتز پتروشیمی در مقیاس تجاری پس از "شوک نفت" در سال ۱۹۷۳ آغاز شده است. شرکت های بزرگ نفتی شروع به توسعه تکنولوژی جدید برای تولید محصولات پتروشیمی و نفتی از هیدروکربن های دست نخورده غیر از نفت کرده اند. اینها عبارتند از گاز طبیعی و زغال سنگ. آنها تکنولوژی های تولید همزمان گاز سنتز و فن آوری سنتز مواد شیمیایی را برای پر کردن پرتفولیو بازار خود توسعه داده اند.

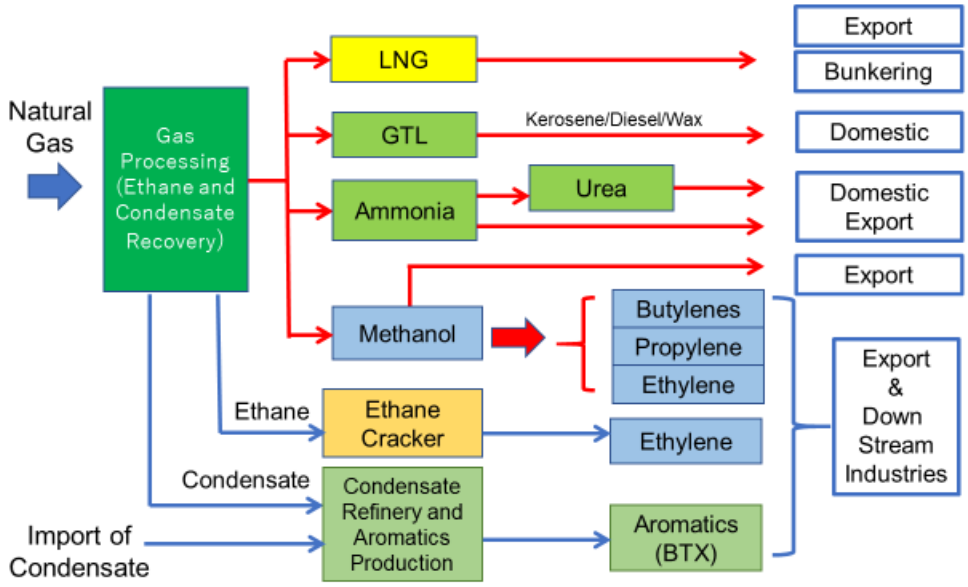


منبع:

DEP

تصویر ۳-۲ پورتفولیوی انرژی از نفت به زغال سنگ/گاز ۱۹۷۳-۱۹۰۰

تمام محصولات شیمیایی گاز تولید شده از Syngas (گاز سنتز) است. گاز سنتز از گاز طبیعی، زغال سنگ یا نفت از طریق فرآیند گرمایی خودکار یا فرآیند اکسیداسیون جزئی تولید می شود. در حال حاضر گاز طبیعی در ارزش معادل نفت از نظر ارزش گرما معامله می شود و لزوما دارایی رقابتی برای تولید محصولات پتروشیمی نیست. چین تکنولوژی را برای تولید گاز سنتزی از زغال سنگ معرفی کرده است و به دلیل هزینه رقابتی مواد اولیه و بزرگترین میزان تولید، یک رهبر قیمت در صنایع پتروشیمی است. در حال حاضر گاز طبیعی در مقدار معادل نفت از نظر ارزش گرما معامله می شود و لزوما دارایی رقابتی برای تولید محصولات پتروشیمی نیست. چین تکنولوژی را برای تولید گاز سنتزی از زغال سنگ معرفی کرده است و به دلیل هزینه رقابتی مواد اولیه و بزرگترین میزان تولید، یک تعیین کننده قیمت در صنایع پتروشیمی است. بررسی اجمالی استفاده از گاز برای صنایع شیمیایی در شکل زیر نشان داده شده است.



منبع: DEP

تصویر ٤-٢ پیکربندی مجتمع گاز و گاز شیمیایی

عمده محصولات شیمیایی تولید شده از مواد اولیه گازی به شرح زیر می باشد:

- **گاز به مایع (GTL) در درجه اول برای تولید سوخت دیزل**
- **متانول و آلکن (گاز به آلکن، یا متان به آلکن)**
- **سنتز اوره / آمونیاک**

٢,٣ توسعه شیمیایی گاز

٢,٣,١ آروماتیک ها (بی تی ایکس)

میعانات نفتی می تواند برای تولید محصولات پتروشیمیایی استفاده شود. میعانات نفتی پس از فرایند تثبیت ابتدا برای حذف ترکیبات سولفور و نیتروژن هیدروژن کاری شده، و به واحد فرایند اصلاح کاتالیزوری منتقل شده، جایی که میعانات تصفیه شده به آروماتیک ها تبدیل شده، برای مثال، بنزن، تولوئن، و گزیلن (محصولات بی تی ایکس). این محصولات به عنوان محصولات متوسط برای تولید طیف وسیعی از محصولات نهایی، عمدتا برای الیاف مصنوعی مانند الیاف اکریلیک، نایلون و پلی استر، و رنگ و پلاستیک استفاده می شود.

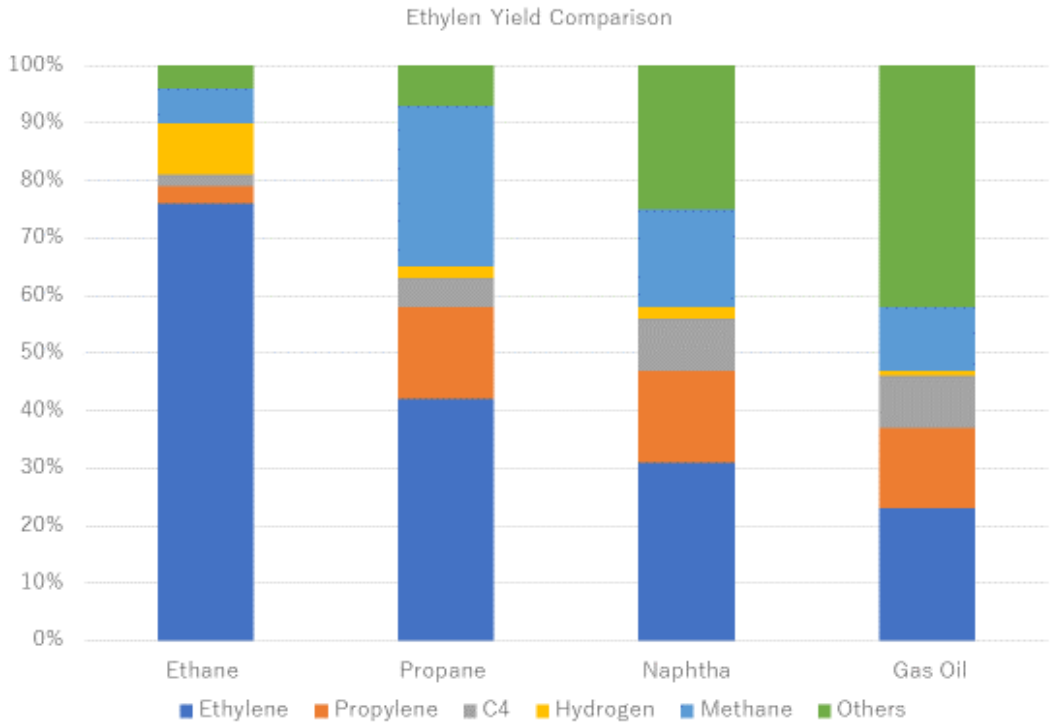
در مورد قشم، گاز موجود قبلا در پالایشگاه گاز تصفیه شده و هیچ نوع میعاناتی برای استفاده شیمیایی موجود نمی باشد، به عنوان مثال؛ محصول بی تی ایکس.

٢,٣,٢ اتیلن از اتان استخراج شده از گاز طبیعی

اتان مهم ترین مواد اولیه برای تولید اتیلن است. با توجه به وزن، ٧٦ درصد از اتان به اتیلن تبدیل می شود در حالی که بازده پروپان ٤٢ درصد است، نفتا (بنزین سنگین) یا نفت میعانی می تواند ٣١ درصد، نفت گاز ٢٣ درصد باشد.

شکل زیر رقابت قابل توجه هزینه تولید اتیلن، تهیه شده توسط Platts و بازبینی شده توسط تیم پروژه جایکا را نشان می دهد.

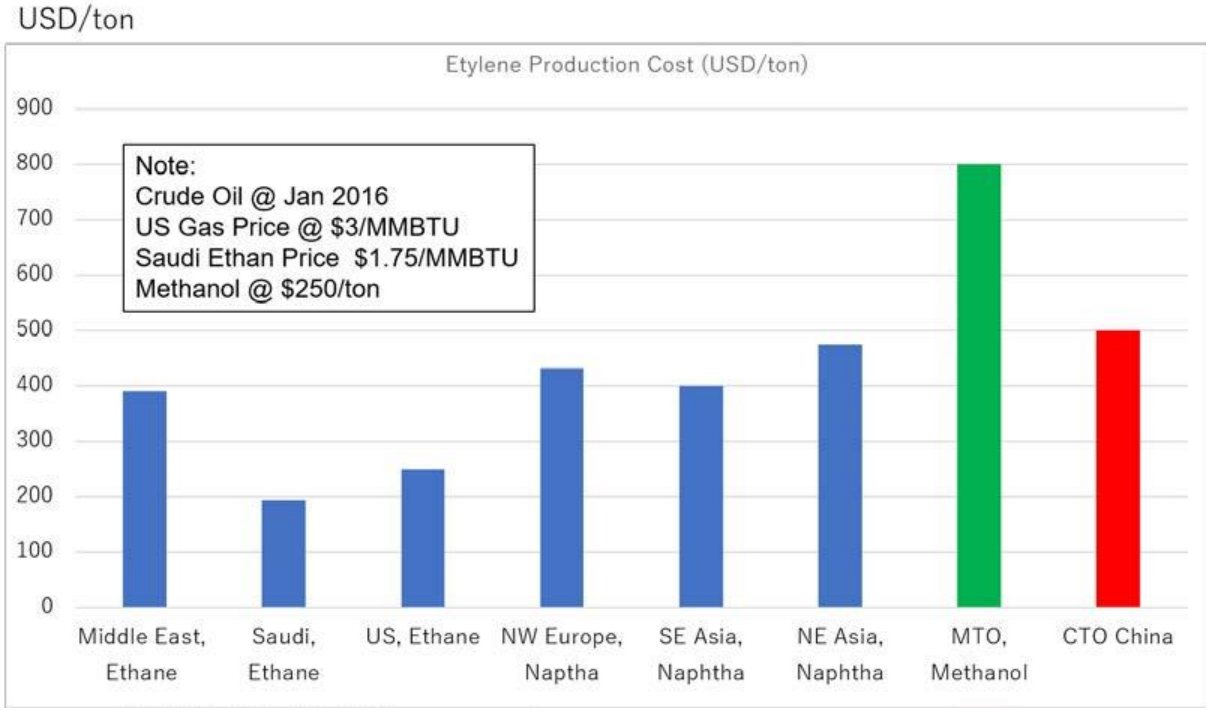
تولید اتیلن بر مبنای اتان، رقابتی ترین گزینه در مقایسه با نفتا کراکینگ، متان به آلکن (MTO) و زغال سنگ به آلکن (CTO) خواهد بود.



منبع: Chenier, P. J. *Survey of Industrial Chemistry, Third Edition*. Kluwer Academic Publishers Inc. New York, New York, ۲۰۰۲.

تصویر ۲-۵ مقایسه عملکرد اتیلن با مواد مختلف (wt%)

عربستان قیمت اتان را از ۰/۷۵ دلار به ۱/۷۵ دلار/mmbtu در سال ۲۰۱۶ افزایش داد، اما قیمت اتیلن آنها همچنان پایین ترین در جهان است. قیمت اتیلن آمریکا دومین کمترین قیمت است که توسط قیمت پایین بازار گاز ایالات متحده پشتیبانی می شود. در زانویه سال ۲۰۱۶، قیمت بازار گاز طبیعی فقط بیش از ۳ دلار / mmbtu بود.



منبع: تحلیل توسط Platts و تیم پروژه جایکا

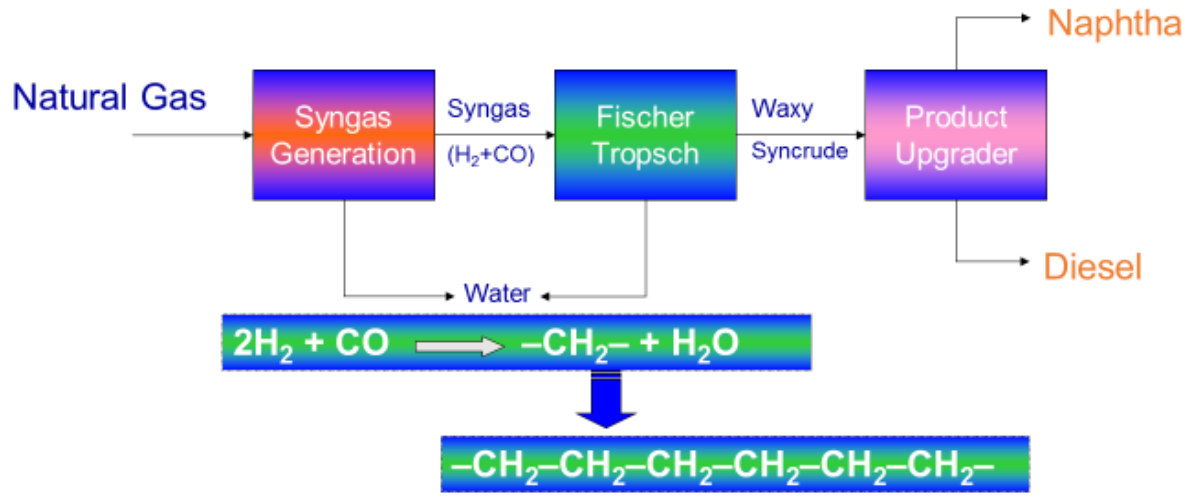
تصویر ٦-٢ هزینه تولید اتیلن

با توجه به وضعیت اخیر قیمت پایین نفت، قیمت اتیلن بر اساس نفتا (بنزین سنگین) نیز کاهش یافته است، و در حال حاضر به اندازه کافی رقابتی برای مطابقت قیمت اتیلن بر اساس ذغال سنگ از چین است. هزینه تولید اتیلن بر اساس ذغال سنگ، ٤٥٠ تا ٦٠٠ دلار است. قیمت اتیلن از طریق متانول (MTO) بالاتر از ٨٠٠ دلار برای هر تن متریک و بالاتر خواهد بود و شرایط غیر رقابتی در نظر گرفته شده است.

٢,٣,٣ گاز به مایع (GTL)

فن آوری گاز به مایع در طول جنگ جهانی دوم در آلمان توسعه و اجرا شد. این فن آوری پس از سال ١٩٧٣ توسعه یافت و با استفاده از هیدروکربن های دست نخورده مانند گاز طبیعی و زغال سنگ توسعه یافت.

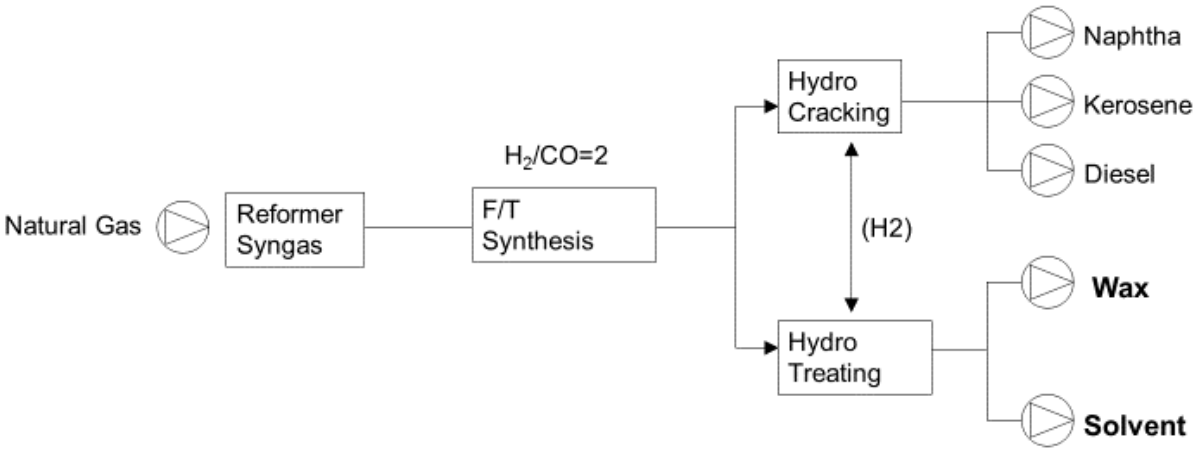
اولین مقیاس تجاری GTL در سال ١٩٩٣ در Binturu، مالزی توسط Shell ، با استفاده از هیدروکربن کم هزینه، یعنی گاز طبیعی، در آن زمان ساخته شد. فرآیند GTL به عنوان فرآیند فیشر تروپس شناخته می شود، ایجاد زنجیره هیدروکربنی از Syngas (گاز Synthetic، متشکل از هیدروژن و منوکسید کربن) از طریق فرایند هیدراتاسیون. نفت تولید شده Syncude (شکل کوتاه از نفت خام مصنوعی) نامیده می شود که به شکل پارافین اشباع شده است. این پارافین پردازش شده در فرایند هیدرو کراکینگ خفیف برای تولید بنزین سنگین و محصولات دیزل است.



منبع: DEP

تصویر ۲-۷ سنتز گاز و مایع (Fisher-Tropsh)

پیکربندی فرایند در شکل زیر نشان داده شده است. گاز طبیعی در اصلاح کننده به Syngas تبدیل می شود و برای تولید Syncude به راکتور فیشر تروپش ارسال می شود. Syncrude برای تولید محصول معادل نفت، مانند بنزین سنگین، نفت سفید و دیزل، به واحد هیدروکراکینگ خفیف ارسال می شود. یکی دیگر از جریان های احتمالی تولید واکس و حلال از طریق واحد هیدروژن کاری است.



منبع: DEP

تصویر ۲-۸ پیکربندی فرایند گاز به مایع

محصولات GTL زنجیره هیدروکربن کاملا اشباع شده هستند. کیفیت برای کاربرد واقعی بسیار خوب است و اندازه بازار برای محصولات GTL بسیار محدود است. در زیر یک جدول مقایسه بین دیزل GTL و محصول معمولی سوخت دیزل است.

جدول ۲/۱ دیزل گاز به مایع در مقابل دیزل معمولی

Item		GTL Diesel	JIS No. 2 Diesel
SpGr @15°C g/cm³		0.7826	0.8330
Kinetic Viscosity mm2/s @30°C		4.145	3.496
Cetane Index (JIS)		93.2	56
Cetane Number		87.8	-
Sulfur (wt%)		<0.0001	0.0035
Aromatics (vol %)		0	26.7
BT	IBP (°C)	170.5	174.0
	50% (°C)	292.0	277.0
	90% (°C)	327.5	333.0
	EP (°C)	338.5	360.0
Pour Point (°C)		0	-7.5
Flash Point (°C)		106	73
LHV (MJ/kg)		43.52	42.95

دیزل GTL می تواند یک روغن پایه برای تولید روان کننده پس از موم زدایی و فرایند ایزومریزاسیون است. بنزین سنگین و نفت سفید GTL وضعیت مشابهی دارند و نباید برای مخازن ترکیب فراورده های نفتی و پتروشیمیایی استفاده شود. ممکن است یک بازار بالقوه به عنوان یک محصول خاص وجود داشته باشد. یک حلال مخصوص می تواند یکی از آنها باشد. محصول موم میتواند موم غذایی را تولید کند که برای ظروف غذا و پوششهای میوه استفاده می شود.

GTL به عنوان یک منبع تغذیه جایگزین برای نفت خام توسعه یافت، استفاده از گاز طبیعی ناشناخته در آن زمان، با این حال، با توجه به روش جدید استفاده از گاز، به عنوان مثال، LNG برای تولید برق، به عنوان محصول معادل نفت، ارزش گاز از منابع انرژی بهره برداری نشده به سوخت ارزشمند برای تولید برق تغییر کرده است. به لطف پیشرفت تکنولوژی توربین گازی، گاز در دهه ۹۰ به منبع اصلی سوخت تبدیل شده و تقاضا برای گاز به طور چشمگیری افزایش یافته است. بازدهی تولید نفت GTL ۱۰،۰۰۰ بشکه در روز با استفاده از ۱۰۰ mmscfd از گاز طبیعی به عنوان مواد اولیه، در حالی که ۱۰۰ mmscfd معادل ۲۰،۰۰۰ بشکه در روز است، و نیمی از انرژی را در فرایند از دست داده است. هزینه فرایند GTL حدود ۵ تا ۷ دلار در هر بشکه تخمین زده می شود در حالی که هزینه پالایش (حاشیه پالایش) به طور کلی حدود ۲/۵ دلار است.

تحت شرایط کنونی اقتصادی و بازار، GTL از لحاظ اقتصادی مطلوب نخواهد بود.

۲,۳,٤ سنتز آمونیاک / اوره

استفاده از گاز طبیعی برای سنتز آمونیاک در ابتدای قرن بیستم آغاز شد، نمادی به عنوان آغاز صنعت شیمیایی و پتروشیمی مدرن با موفقیت سنتز آمونیاک به نام فرایند هابر-بوش آغاز شده است.

گاز طبیعی حاوی هیدروژن غنی و مواد اولیه مهم برای تولید آمونیاک است. با استفاده از گاز طبیعی، واکنش سنتز به شرح زیر خواهد بود:

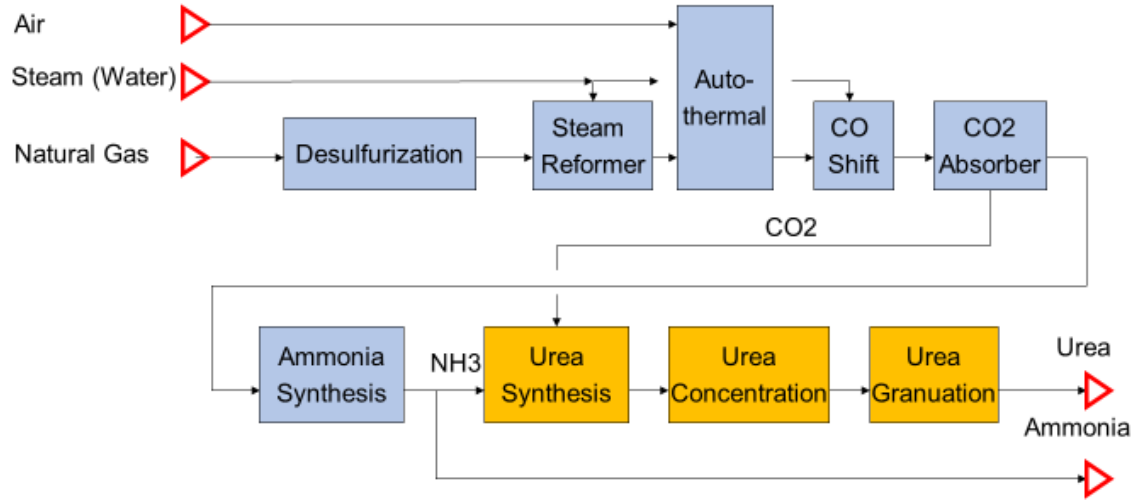
- $CH_4 + ۱/۲O_۲ + H_۲O \rightarrow ۳H_۲ + CO_۲$ (CO **اصلاح کننده اتوترمال و مبدل تغییر**)
- $N_۲ + ۳H_۲ \rightarrow ۲NH_۳$ (**راکتور سنتز آمونیاک**)
- $۲NH_۳ + CO_۲ \rightarrow (NH_۲)۲CO + H_۲O$ (**راکتور سنتز اوره**)

هیدروژن از طریق فرایند تولید گاز سنتز از متان حذف می شود و هیدروژن بیشتر در مبدل تغییر CO و $CO_۲$ به عنوان محصول نهایی تولید می شود. هیدروژن با نیتروژن در هوا برای تشکل آمونیاک واکنش می دهد. آمونیاک با دی اکسید کربن برای تشکیل اوره واکنش می دهد.

فرایند سنتز آمونیاک / اوره پیشنهاد شده نیاز به آب قابل توجهی برای اصلاح حرارتی خودکار و فرآیند

تغییر CO دارد. همچنین تاسیسات آب شیرین کن در مقیاس بزرگ در قشم مورد نیاز است.

در ادامه، یک طرح کلی از فرایند سنتز آمونیاک و اوره نشان داده شده است:

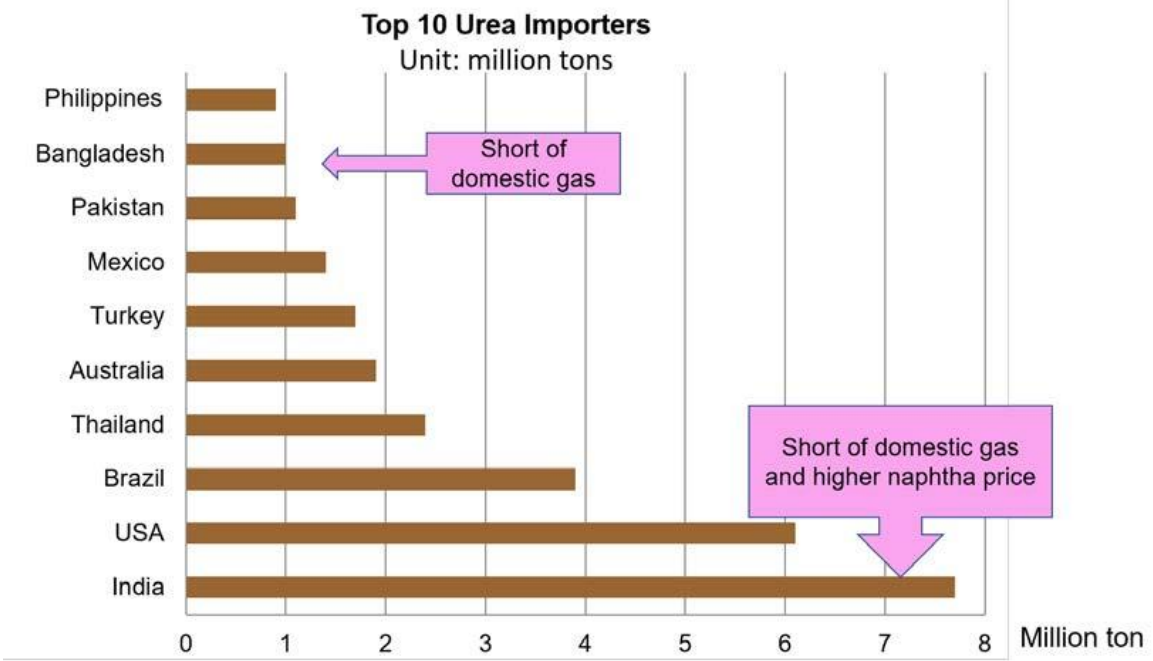


منبع: DEP

تصویر ۹-۲ فرایند تولید آمونیاک و اوره

اوره جزء شیمیایی پایه بسیار مهم برای تولید کود شیمیایی می باشد. اوره نیز برای تولید رزین مانند رزین های اوره و رزین های ملامین استفاده می شود.

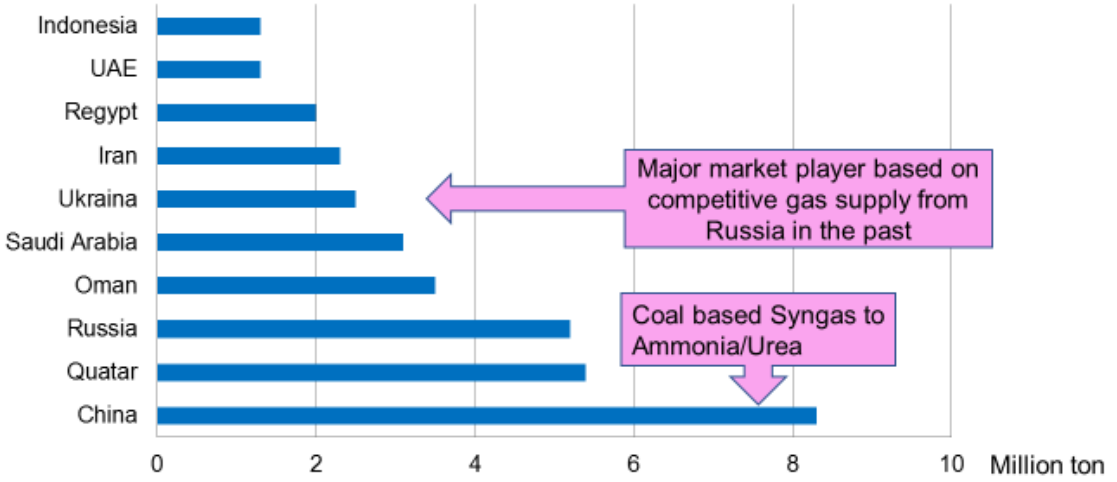
تقاضا برای اوره به طور مداوم در نظر گرفته شده و همچنان رشد می کند. نرخ رشد سالانه ۱/۵-۹٪ پیش بینی شده است. عمده وارد کننده اوره کشور هند است، با اینکه تعداد کارخانه تولید اوره در هند ساخته شده است، کمبود گاز طبیعی تولید را محدود کرده است. بنگلادش نیز از کمبود گاز رنج می برد و تبدیل به یک کشور وارد کننده اوره شده است.



منبع: جامعه بین المللی کود

تصویر ۱۰-۲ کشورهای وارد کننده اوره (تجارت جهانی اوره در سال ۲۰۱۳)

صادرکنندگان اوره در جهان بیشتر کشورهای تولیدکننده گاز، از جمله ایران هستند. تولید اوره چین متکی بر سنتز گاز سنتز بر مبنای زغال سنگ می باشد. با این حال، موضوع نگرانی زیست محیطی پا برجاست. اوکراین بزرگترین صادر کننده اوره در دهه گذشته بود، با این حال، معامله گاز با روسیه باعث کاهش تولید اوره و تولید صادرات آن شد.



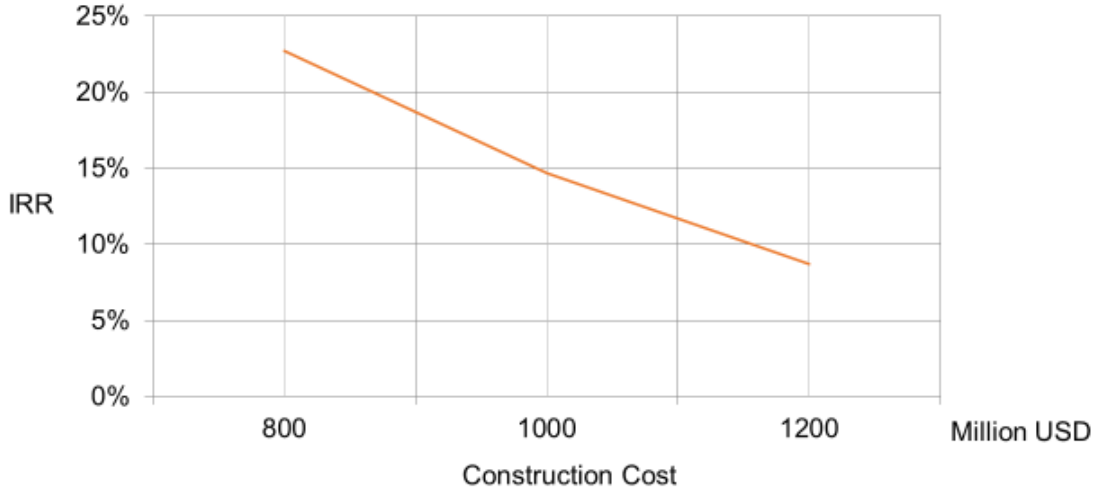
منبع: جامعه بین المللی کود

تصویر ۱۱-۲ کشورهای صادر کننده اوره (تجارت جهانی اوره در سال ۲۰۱۳)

ارزیابی ساده اقتصادی انجام شد. با قیمت فرضی ۲ دلار/mmbtu ، اقتصاد اولیه پروژه تولید اوره قوی و قابل اعتماد خواهد بود. هزینه ساخت و ساز به طور قابل توجهی در دهه گذشته به دلیل سرعت در ساخت و ساز با افزایش قیمت نفت و گاز (LNG) افزایش یافته است. قیمت FOB اوره نیز از سطح ۱۸۰ تا ۳۵۰ دلار در تن متغیر است. در این گزارش، از لحاظ اقتصادی با استفاده از مدل اقتصادی ساده ارزیابی می شود که آیا این پروژه قابل قبول است یا خیر. در شرایط اقتصادی زیر، اقتصاد پایه بیش از ۱۵ درصد از نرخ بازده داخلی (IRR) را نشان می دهد و قابل قبول است.

Gas price:	USD ۲،۰۰/MMBTU
Urea production	۱،٤ million tons/year
Gas requirement:	۲،٦٥۰،۰۰۰ Nm۳/day
Urea FOB price:	۲٤۰ USD/ton
Construction cost:	۱،۰۰۰ million USD
Corporate tax:	۰٪

حساسیت هزینه های ساخت در چارت زیر نشان داده شده است:

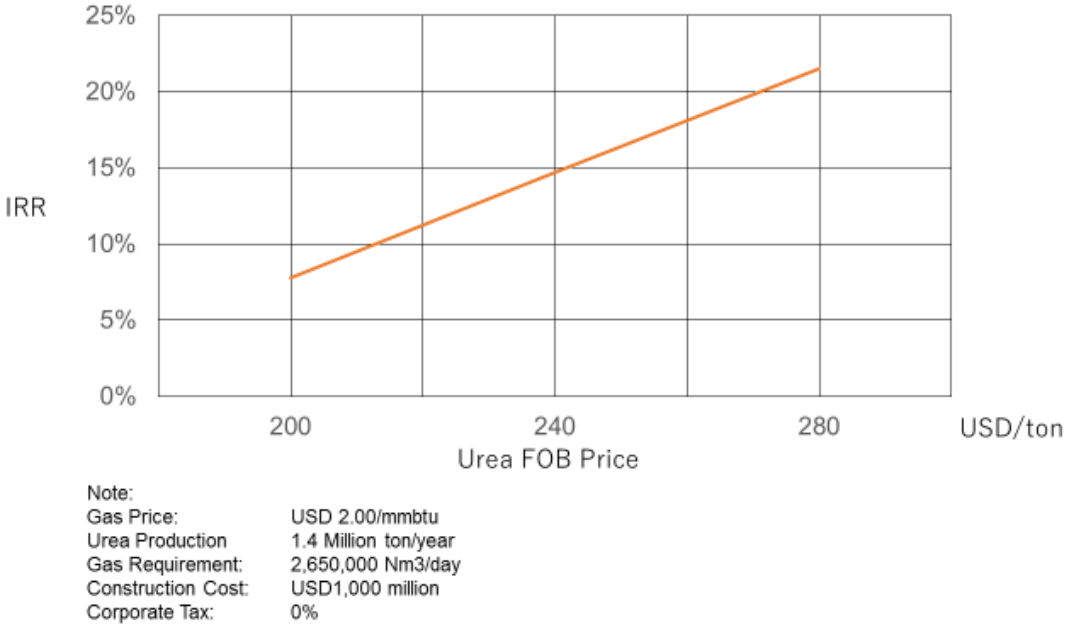


Note:
Gas Price: USD 2.00/mmbtu
Urea FOB Price: $240/ton
Urea Production 1.4 Million ton/year
Gas Requirement: 2,650,000 Nm3/day
Corporate Tax: 0%

منبع: تیم پروژه جایکا

تصویر ۲-۱۲ حساسیت هزینه ساخت کارخانه تولید آمونیاک/اوره

حساسیت به قیمت FOB اوره نیز به شرح زیر بررسی می شود؛

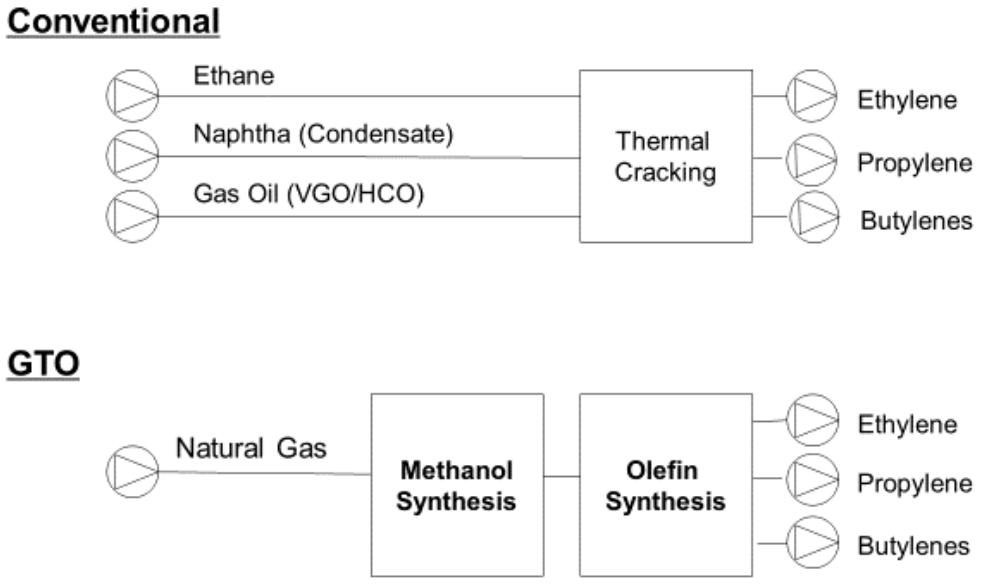


منبع: تیم پروژه جایکا

تصویر ۲-۱۳ حساسیت هزینه ساخت کارخانه آمونیاک/اوره

۲,۳,۵ گاز به آلکن (GTO)

فرایند تولید آلکن معمولی فرایند کراکینگ حرارتی نامیده می شود. انواع مواد اولیه برای تولید محصولات آلکن استفاده می شود. اتان از گاز طبیعی یا گاز مرتبط با نفت به عنوان یک محصول جانبی استخراج می شود، و به عنوان یک ماده اولیه محبوب تر برای تولید اتیلن می باشد.



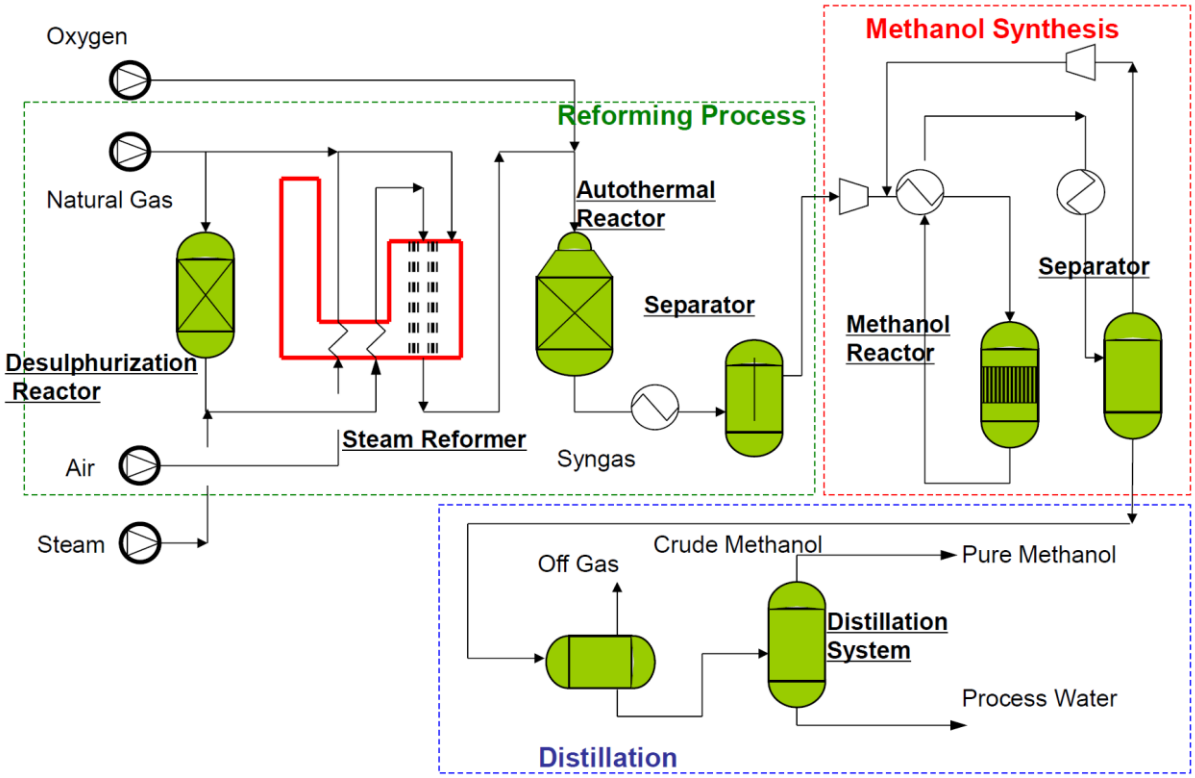
منبع: DEP

تصویر ۲-۱٤ فرایند تولید آلکن

GTO شامل سنتز متانول به دنبال سنتز آلکن می باشد. آلکن ها در یک راکتور تولید می شوند و نسبت تولید (اتیلن، پروپیلن و بوتیلن) می تواند با کنترل شدت عملیات تغییر کند. متانول از طریق فرایند اصلاح اتوترمال به دنبال فرایند سنتز متانول تولید می شود. متانول تولید شده به سنتز آلکن برای تولید اتیلن / پروپیلن به عنوان یک محصول اولیه ارسال می شود.

سنتز آلکن فرایند واکنش آب زدایی و حرارت زایی می باشد، و حرارت واکنش باید توسط سیستم خنک کننده از بین برود. یکی از گزینه های اصلی برای خنک کننده متوسط استفاده از آب دریا است. حرارت قابل توجهی به محیط زیست منتشر خواهد شد.

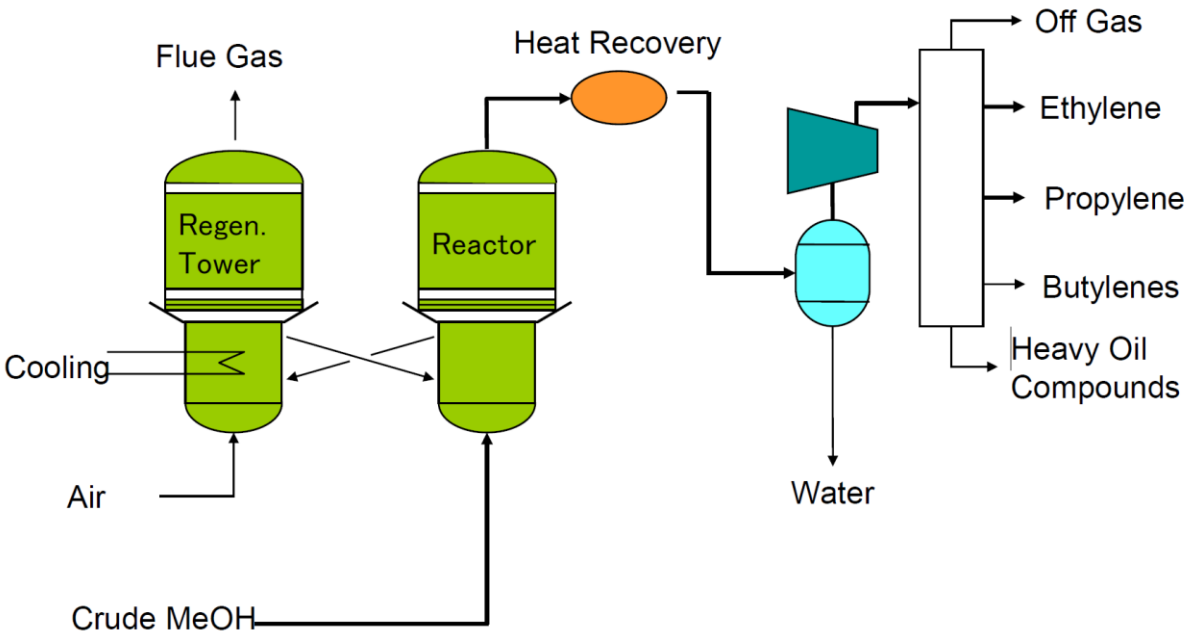
جریان فرایند معمول توسط Lurgi برای سنتز متانول به شرح زیر است:



منبع: UOP

تصویر ۲-۱۵ فرایند سنتز متانول

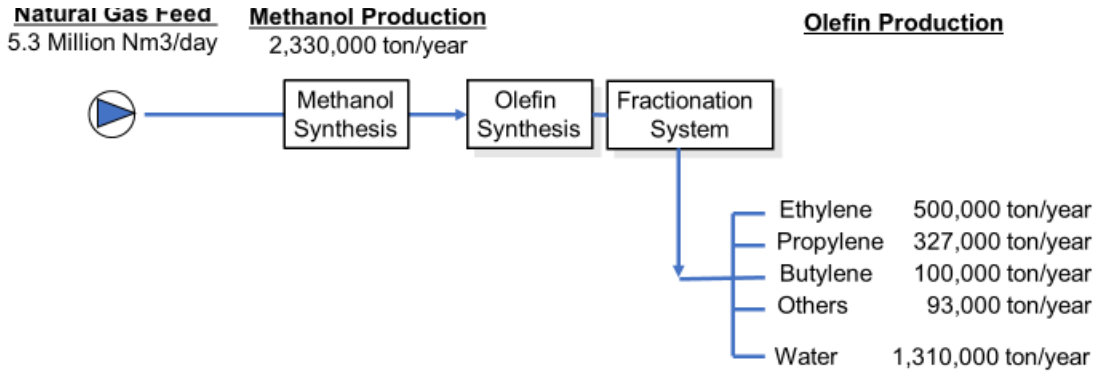
متان تولید شده به واحد سنتز آلکن فرستاده می شود (سنتز آلکن UOP). جریان فرایند از سنتز آلکن به شرح زیر است:



منبع: UOP

تصویر ۲-۱۶ فرایند سنتز متانول به آلکن

توازن مواد برای تولید ۵۰۰،۰۰۰ تن اتیلن به شرح زیر است:



منبع:

Vora, B. V., Marker, T. L., Barger, P. T., Nilsen, H. R., Kvisle, S., Fuglerud, T. Economic Route for Natural Gas Conversion to Ethylene and Propylene. *Stud Surf Sci Catal* ۱۹۹۷, ۱۰۷, ۸۷-۹۸

تصویر ۲-۱۷ تعادل مواد اولیه گاز به آلکن

همانطور که قبلا مطرح شد، هزینه تولید اتیلن توسط MTO در مقایسه با اتان کراکر رقابتی نخواهد بود. تعداد زیادی پروژه اتیلن کراکر در ایران وجود دارند و این ها ممکن است در بازار داخلی و صادرات نیز رقابت کنند.

در این شرایط، این گزینه توصیه نمی شود، اگرچه، صادرات متانول می تواند یک گزینه باشد.

رقابت تولید اتیلن در شکل ۲/٦ شامل MTO، بر اساس قیمت بین المللی متان نشان داده شده است. اقتصاد گاز به متان و متان به آلکن (گاز به آلکن یا GTO) مورد بررسی قرار می گیرد. هزینه ساخت و ساز برای تاسیسات GTO به طور قابل توجهی در دهه گذشته به دلیل سرعت در ساخت و ساز با افزایش قیمت نفت و گاز (LNG) افزایش یافته است. داده های اخیر هزینه های ساختمانی برای GTO در

دسترس نیست، با این حال، صرف نظر از داده های گذشته، اقتصاد ساده تحت شرایط اقتصادی زیر مورد بررسی قرار می گیرد.

- **قیمت گاز خوراکی:** ۲ دلار/mmbtu
- **قیمت FOB محصول (قیمت متوسط بازار در سال ۲۰۱۶)**
  اتیلن =۸۰۰ دلار/تن
  پروپیلن= ۶۰۰
  دلار/تن
  بوتیلن= ۶۰۰
  دلار/تن
- **تولید:**
  اتیلن= ۵۰۰/۰۰۰
  تن/سال
  پروپیلن= ۳۳۰/۰۰۰
  تن/سال
  بوتیلن= ۱۰۰/۰۰۰
  تن/سال
- **نیاز گاز:** Nm۳/day
  ۵/۳۰۰/۰۰۰
- **مالیات:** ۰ %

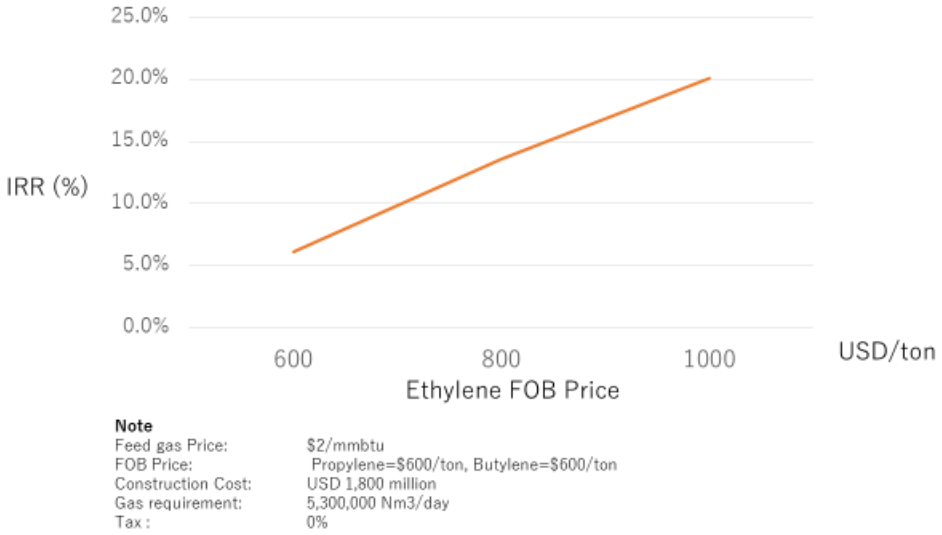
بودجه تخمین زده شده پروژه ۱۳% و قابل قبول است. حساسیت هزینه ساخت و ساز مورد بررسی قرار گرفت. نتیجه حساسیت به شرح زیر است.

منبع: تیم پروژه جایکا

تصویر ۱۸-۲ حساسیت اقتصادی گاز به آلکن - ساخت و ساز

حساسیت هزینه محصول (اتیلن) نیز مورد بررسی قرار گرفت. قیمت اتیلن فعلی +/- ۲۰۰ دلار/تن مورد

بررسی قرار گرفت. نتیجه آنالیز به شرح زیر است:



منبع: تیم پروژه جایکا

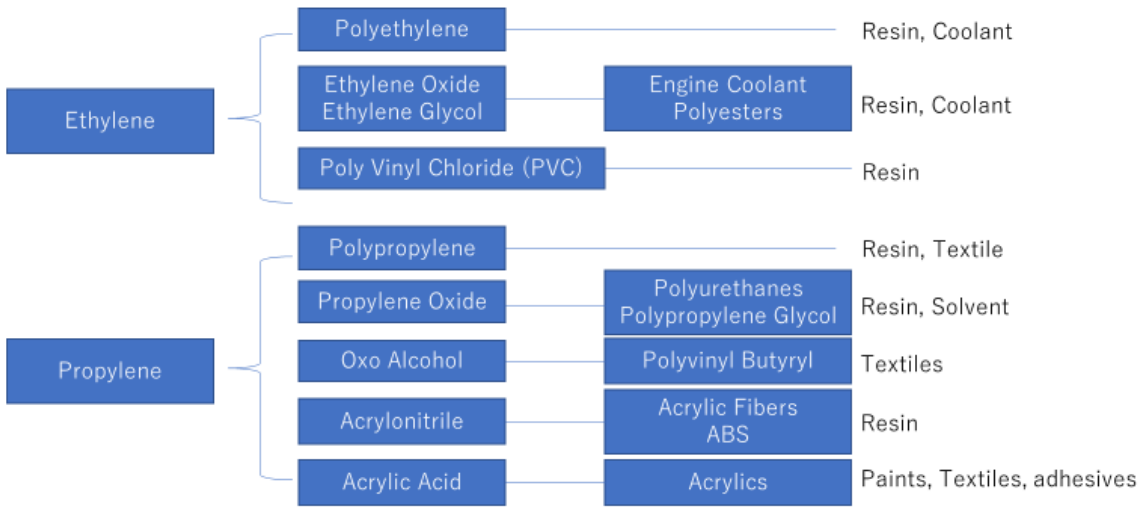
تصویر ۲-۱۹ حساسیت اقتصادی گاز به آلکن - اتیلن FOB

سود متانول به نظر می رسد به سنتز آلکن منتقل شود. تولید و صادرات متانول گزینه ای توصیه شده خواهد بود اما گزینه تولید آلکن نه. بازار متانول لزوما بزرگ نیست و نیازمند امن شدن می باشد.

۲,۳,٦ توسعه پتروشیمی

صنعت پتروشیمی یک صنعت تخصصی است و اندازه بازار برای مواد اولیه و مواد واسطه نسبتا کوچک است. شرکت های محصولات تخصصی در جهان وجود دارند و لی تعداد نقش آفرینان آنها محدود است.

در زیر به بررسی مشتقات پتروشیمی از اتیلن و پروپیلن می پردازیم. برای اکثر موارد، محصولات یا محصولات واسطه متقابلا به هم مرتبط هستند. همکاری در میان شرکت ها کلید موفقیت توسعه مجموعه پتروشیمی است.

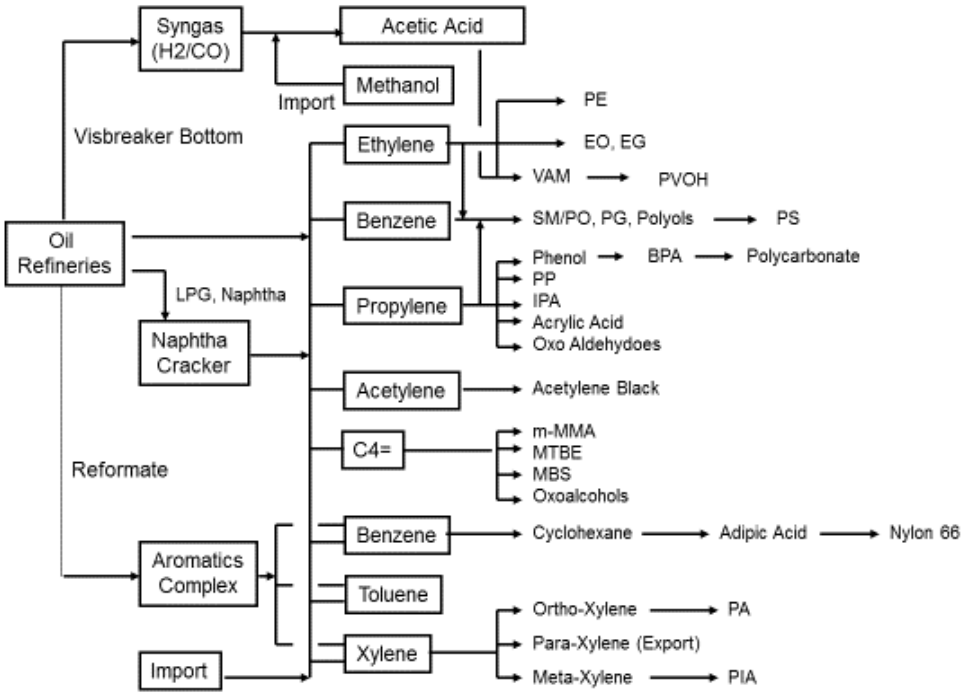


منبع: DEP

شکل ۲٫۲۰ مشتقات پتروشیمی (اتیلن و پروپیلن)

موفق ترین پروژۀ توسعه برای مجموعه پتروشیمی در آسیا سنگاپور است. در سال ۱۹۶۱، شورای توسعه اقتصادی سنگاپور (EDB) تحت وزارت صنعت و تجارت برای جذب سرمایه گذاران خارجی به عنوان راه حل برای کاهش تعداد بیکاری در دهه ۱۹۶۰ شکل گرفت. EDB اولین دفتر خارج از کشور خود را در نیویورک برای ارتقاء سرمایه گذاری افتتاح کرد. در طول دهه ۱۹۷۰ EDB در سطح جهانی گسترش یافت. در دهه ۱۹۸۰، EDB صنایع سرمایه بر و با تکنولوزی پیشرفته را تاسیس کرد.

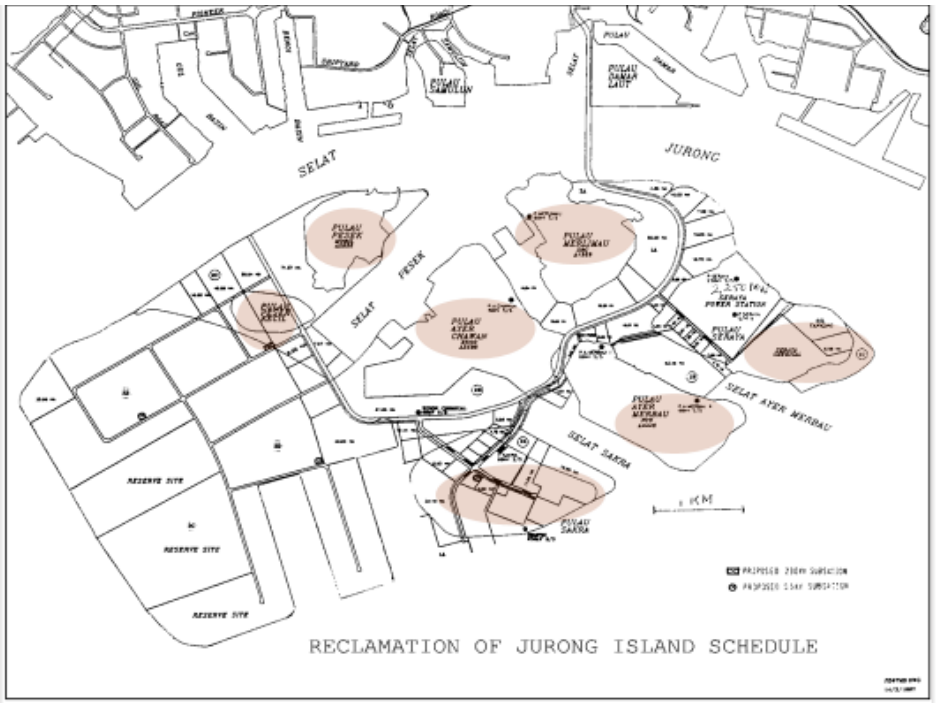
EDB قادر به دعوت از تعدادی از شرکت های شیمیایی در سطح جهانی بود که در زیر نشان داده شده است.



منبع: DEP

شکل ۲/۲۱ بررسی اجمالی صنعت پتروشیمی Jurong

برای کمک به توسعه مجتمع پتروشیمی، شرکت JTC در سال ۱۹٦۸ برای توسعه منطقه صنعتی جورنگ (Jurong) تاسیس شد تا از توسعه صنعتی سنگاپور حمایت کند. JTC یک مرکز شیمیایی در جزیره Jurong ایجاد کرده است. JTC بیش از ۷۰۰۰ هکتار زمین صنعتی و ٤ میلیون متر مربع از امکانات آماده شده، ایجاد اراضی از طریق احیای آب در میان هفت جزیره را توسعه داده است.



منبع: DEP

شکل ۲/۲۲ پارک صنعتی Jurong توسط JTC توسعه یافته است

تامین آب صنعتی و تصفیه فاضلاب و بازیافت یک مسئله مهم به دلیل کمبود آب صنعتی برای کشور سنگاپور می باشد. شرکت SembCorp تحت نظارت وزارت دارایی برای بررسی مسائل مربوط به آب در پارک صنعتی تاسیس شد. در حال حاضر خط مشی SembCorp به تامین آب و برق و ارائه خدمات زیر گسترش یافته است:

- نیرو و بخار
- آب آشامیدنی و صنعتی
- تصفیه پساب و بازیافت
- گاز صنعتی
- دفع و مدیریت زباله های صنعتی
- اداره بنادر و مدیریت حمل و نقل
- گاز طبیعی

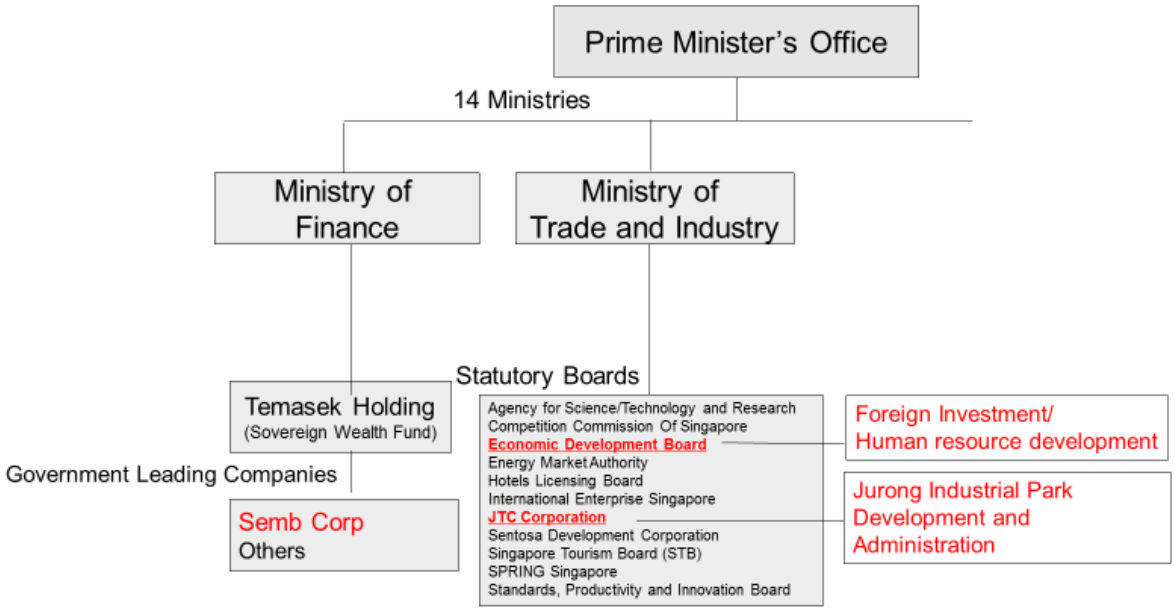
در دهه ۱۹۸۰، EDB موسسات فناوری را با همکاری ژاپن، آلمان و فرانسه به منظور آموزش مهندسین برای مشاغل تخصصی در پتروشیمی و فناوری های پیشرفته شامل الکترونیک و مهندسی با مدیریت صندوق توسعه مهارت ها برای حمایت از دوره های آموزشی تاسیس کرد.

در دهه ۱۹۹۰، تمرکز بر تکنولوژی، تولید و سرمایه گذاری قرار گرفت. EDB تمرکز خود را بر صنایع کلیدی، به عنوان مثال مواد شیمیایی، الکترونیک و مهندسی، تقویت کرده است. واحد تجاری استراتژی خدمات خلاقانه EDB در سال ۱۹۹۰ تاسیس شد.

واحد سرمایه گذاری EDB (EDBI) به عنوان بازوی سرمایه گذاری صاحبان سرمایه مستقل در سال ۱۹۹۱ تاسیس شد.

در دهه اول قرن بیست و یکم میلادی، نیروها بر روی نوآوری، دانش و تحقیق و توسعه قرار می گیرند. EDB در سال ۲۰۰۱ طرح توسعه پروژه های نوپا (SEEDS)، طرح کسب و کار فرشته (BAS) در سال ۲۰۰۵، ایجاد دفتر برنامه نوآوری انرژی (EIPO)، اداره بازار انرژی (EMA)، اداره برنامه انرژی پاک (CEPO) در سال ۲۰۰۷را راه اندازی کرد.

در زیر یک سازمان دولتی در سنگاپور را نشان می دهد:



منبع: صفحه اصلی دولت سنگاپور

شکل ۲/۲۳ سازمان دولت سنگاپور

۲,٤ گزینه پتروشیمی در قشم

همانطور که در مورد سنگاپور نشان داده شده است، مجتمع پتروشیمی رقابتی بین المللی نیاز به تلاش و توسعه مستمر دارد.

تمام گزینه های پتروشیمیایی بالقوه زیر در این گزارش بررسی می شود.

- محصولات آروماتیک (BTX)
- اتان کراکر به اتیلن
- گاز به مایع
- آمونیاک / اوره
- گاز به آلکن از طریق متانول
- LNG

(۱) محصولات معطر **(BTX)**:

با فرض اینکه گاز خوراک در پالایشگاه گاز در نزدیکی میدان گازی تصفیه می شود، میعانات، اتان، پروپان و بوتان از گاز استخراج می شود. گاز تخصیص یافته گازی سرشار از متان در سطح کیفی خط لوله خواهد بود. هیچ ماده اولیه مناسبی برای تولید محصولات آروماتیک گنجانده نشده است. اگر نیاز به گسترش محدوده محصول پتروشیمی باشد، آروماتیک باید وارد شود.

(۲) اتیلن از اتان کراکر:

به طور مشابه، گاز تخصیص داده شده شامل کسر اتان نخواهد بود. اتان بازیافت شده در پالایشگاه گاز به اتیلن تبدیل شده و به خط لوله اتیلن غرب برای تامین گاز به کارخانه پلی اتیلن منطقه ای تزریق می شود.

(۳) گاز به مایع (**GTL**):

در شرایط فعلی قیمت گاز، GTL از لحاظ اقتصادی مقرون به صرفه نخواهد بود. بازار محصولات GTL (بنزین سنگین، نفت سفید، دیزل) بسیار محدود و یافتن بازار برای خرید با قیمت بالا دشوار است.

(٤) سنتز آمونیاک / اوره:

آمونیاک و اوره هر دو محصولات بالقوه هستند که می توانند در قشم تولید شوند. مقدار زیادی آب در فرایند سنتز آمونیاک و اوره مورد نیاز است. آب می تواند از آب دریا در آب شیرین کن ها تولید شود.

(٥) گاز به آلکن (**GTO**) از طریق تولید متانول:

یکی از محصولات اصلی GTO اتیلن است. اتیلن همچنین از اتان از طریق اتیلن کراکر تولید شده و از لحاظ اقتصادی رقابتی تر از اتیلن از فرآیند GTO است. بر اساس سطح قیمت فعلی نفت، محصول فرایند کراکینگ بنزین سنگین رقابتی تر و اقتصادی تر از GTO می باشد، گرچه ارزیابی اقتصادی نتایج مثبتی را در مورد گزینه GTO، با قیمت رقابتی گاز که در این گزارش فرض شده است، نشان می دهد.

برای جلوگیری از رقابت در بازار اتیلن تولید متانول به جای تولید آلکن توصیه می شود.

توجه داشته باشید که فرایند MTO فرآیند گرماگیری است و گرمای قابل توجهی از طریق سیستم خنک کننده حذف می شود. آب دریا به عنوان یک محیط خنک کننده مورد استفاده قرار می گیرد و ممکن است بر محیط دریا در قشم تاثیر بگذارد.

(٦) تولید **LNG** :

LNG گزینه اصلی برای قشم باقی می ماند و در بخش بعدی در مورد آن صحبت شده است.

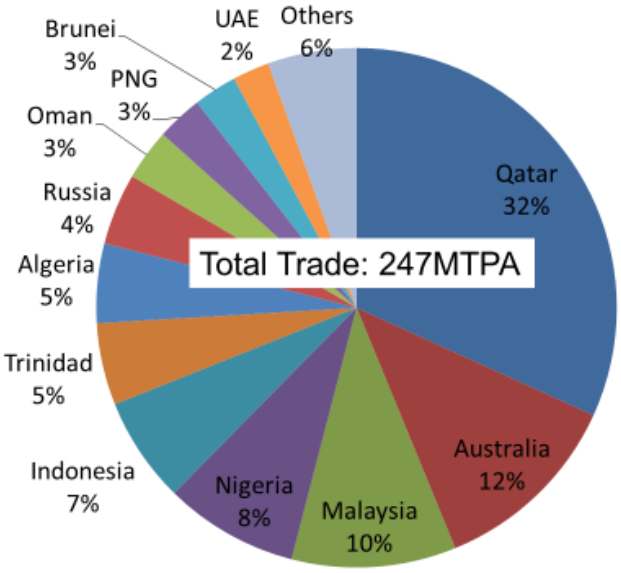
فصل ۳ توسعه پروژه LNG

۳,۱ بازار LNG

۳,۱,۱ کشورهای تامین کننده LNG

در سال ۲۰۱۵، کل تولید LNG ۳۳۸/۳ BCM / سال یا ۲٤۷ میلیون تن بوده است. قطر بزرگترین تامین کننده LNG در جهان است، به دنبال آن استرالیا و مالزی، نیجریه و اندونزی هستند.

مالزی و اندونزی، کشورهای صادر کننده LNG سنتی در آسیا، از سال ۲۰۱۵ واردات LNG را آغاز کرده اند و تا اواسط دهه ۲۰۳۰ به دلیل افزایش تقاضای داخلی و کاهش منابع، به عنوان کشور وارد کننده خالص در نظر گرفته شده اند.

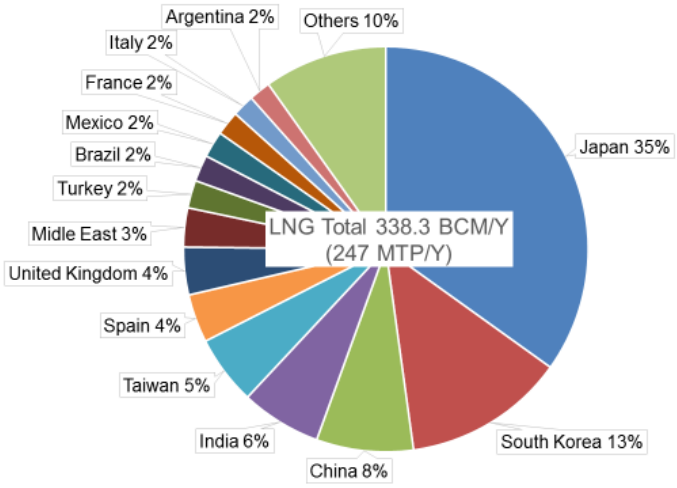


منبع: HIS / IGU ۲۰۱۷

شکل ۳,۱ کشورهای تامین کننده LNG (۲۰۱۵)

۳,۱,۲ کشورهای وارد کننده LNG

ژاپن، کره و تایوان ۵۰ درصد از واردات جهان را تشکیل می دهند، به دنبال آن چین و هند هستند. واردات LNG در اروپا تحت تأثیر عرضه گاز کشورهای روسیه، نروژ و انگلیس در بازار قرار دارد و میزان کسری وارد شده است.



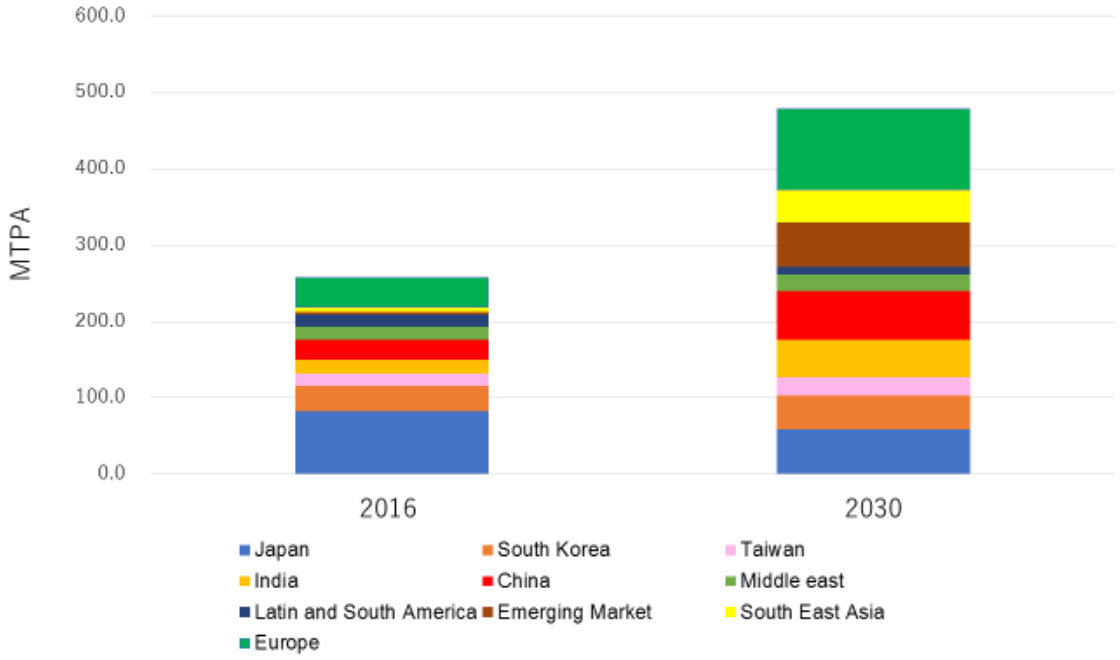
منبع: آمار BP ۲۰۱٦

شکل ۳/۲ کشورهای وارد کننده LNG (۲۰۱۵)

۳,۱,۳ پیش بینی تقاضا و عرضه

(۱) تقاضای **LNG** :

با توجه به پیش بینی بلند مدت تقاضای LNG توسط بلومبرگ و New Energy Finance ، تقاضای LNG از ۲۵۸ میلیون تن در سال ۲۰۱٦ به ٤۷۹ میلیون تن در سال ۲۰۳۰ افزایش خواهد یافت. افزایش چشمگیری در کشورهای آسیایی، از جمله تایلند، ویتنام، و بنگلادش، همچنین کشورهای وارد کننده موجود مانند چین و هند انتظار می رود. مالزی و اندونزی به کشورهای وارد کننده LNG تبدیل شده اند و کشور های وارد کننده خالص در دهه ۲۰۳۰ خواهند بود.

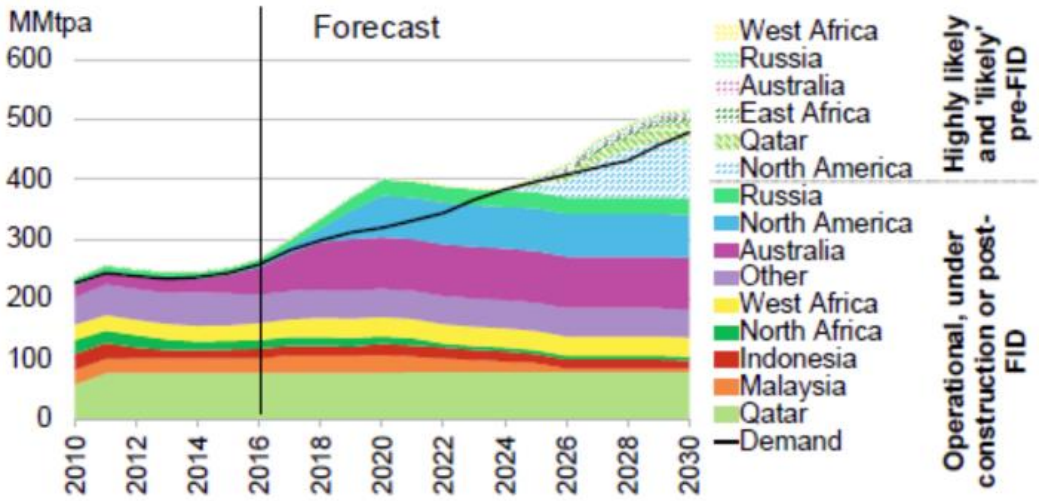


منبع: بلومبرگ، New Energy Finance

شکل ۳/۳ پیش بینی تقاضا (۲۰۱٦-۲۰۳۰)

(۲) تامین **LNG** :

به گفته بلومبرگ، New Energy Finance، ظرفیت عرضه LNG در سال ۲۰۲۰ به ٤۰۰ میلیون تن در سال خواهد رسید. شرایط بیش از ظرفیت تا سال ۲۰۲٤-۲۰۲۲ ادامه خواهد یافت و ظرفیت اضافی جدید پس از سال ۲۰۲۲ مورد نیاز خواهد بود. هزینه تولید LNG از پروژه ای به پروژه دیگر متفاوت است. رقابت هزینه نیز بر پروژه تامین LNG تاثیر خواهد گذاشت.



منبع: بلومبرگ، New Energy Finance

شکل ۳/٤ پیش بینی تامین LNG

(۳) بررسی اجمالی بازار :

ظرفیت عرضه LNG تا سال ۲۰۲۰ ادامه خواهد یافت. رشد تقاضا برای LNG ظرفیت عرضه را با رشد تقاضای قوی در کشورهای آسیایی افزایش خواهد داد.

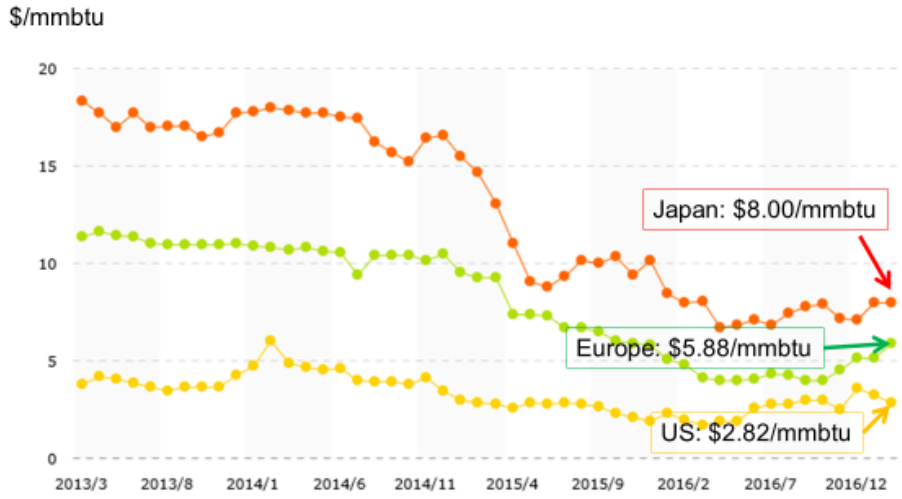
با توجه به چشم انداز LNG شِل در سال ۲۰۱۷، انتظار می رود که تقاضای جهانی گاز در هر سال ۲ درصد بین سال های ۲۰۱۵ و ۲۰۳۰ افزایش یابد، در حالی که نرخ افزایش LNG دو برابر این میزان یعنی ٤ تا ٥ % تنظیم شده است. رشد تقاضای LNG در آینده توسط خط مشی زغال سنگ به گاز، مخازن شناور واحدهای گازسازی مجدد جایگزین کاهش تولید گاز داخلی کنترل خواهد شد. سرمایه گذاری های جدید برای مواجهه با رشد تقاضا برای LNG پس از ۲۰۲۰ ضروری است.

پروژه LNG جدید در آینده با یک چالش مالی ناشی از رفع محدودیت در ژاپن به عنوان بزرگترین خریدار در جهان مواجه خواهد شد. شرکت های گاز و برق در ژاپن در معرض رقابت داخلی قرار دارند و قادر به بستن قراردادهای بلند مدت نخواهند بود. بازار نقدی ایجاد خواهد شد و مدت قرارداد کوتاه تر و حجم قرارداد نیز کوچکتر خواهد بود.

این پروژه آینده LNG را تحت تاثیر قرار خواهد داد و تمهیدات مالی آنها همانطور که در بخش بعد بحث شده است.

۳,۱,٤ پیش بینی و قیمت گذاری LNG

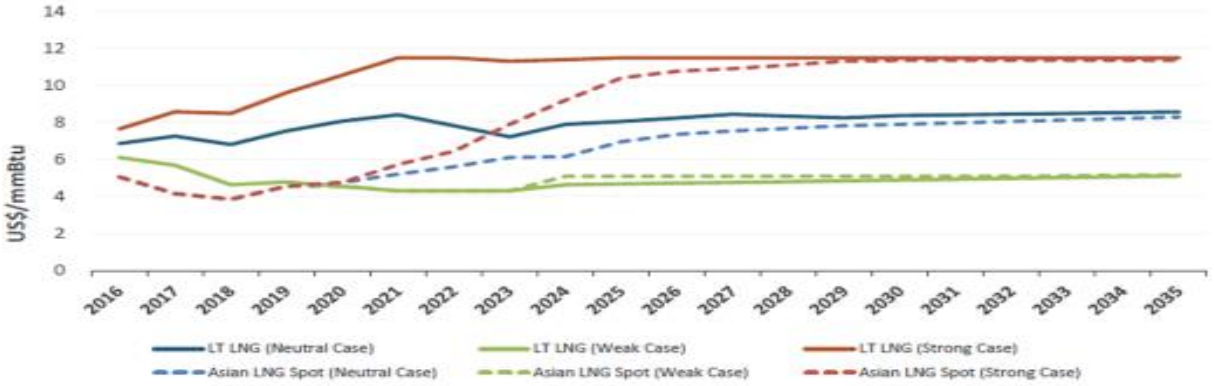
قیمت گاز طبیعی و LNG بر اساس دلار بر mmbtu بیان می شود. میانگین قیمت و هزینه بیمه و ترابری در ژاپن در دسامبر ۲۰۱٦، ۸ دلار/mmbtu بود، در حالی که در اروپا ٥/۸۸ دلار/mmbtu و Henry Hub آمریکا ۲/۸۲ دلار/mmbtu بوده است. قیمت LNG در ماه مارس ۲۰۱۳ در ژاپن به میزان قابل توجهی از سطح ۱۸ دلار/mmbtu کاهش یافته است.



منبع: صندوق بین المللی پول

شکل ۳٫۵: قیمت تاریخی LNG / گاز طبیعی (ژاپن، اروپا و ایالات متحده)

پیش بینی قیمت های بلند مدت توسط "مطالعه برای Australian Energy Market Operator (AEMO)" در سال ۲۰۱۶ ارائه شده است. قیمت نقدی پایین تر از قیمت بر اساس قیمت نفت در بلند مدت می باشد، چنانکه عرضه در بازار بیش از حد باشد. در سال ۲۰۲۳، وضعیت عرضه بیش از حد LNG مشخص خواهد شد و بهای نقدی و گسترش قیمت های بلند مدت محدود خواهد شد.



منبع: مطالعه اپراتور بازار انرژی استرالیا ۲۰۱۶ (AEMO)

شکل ۳٫۶ پیش بینی قیمت های بلند مدت و کوتاه مدت آسیا

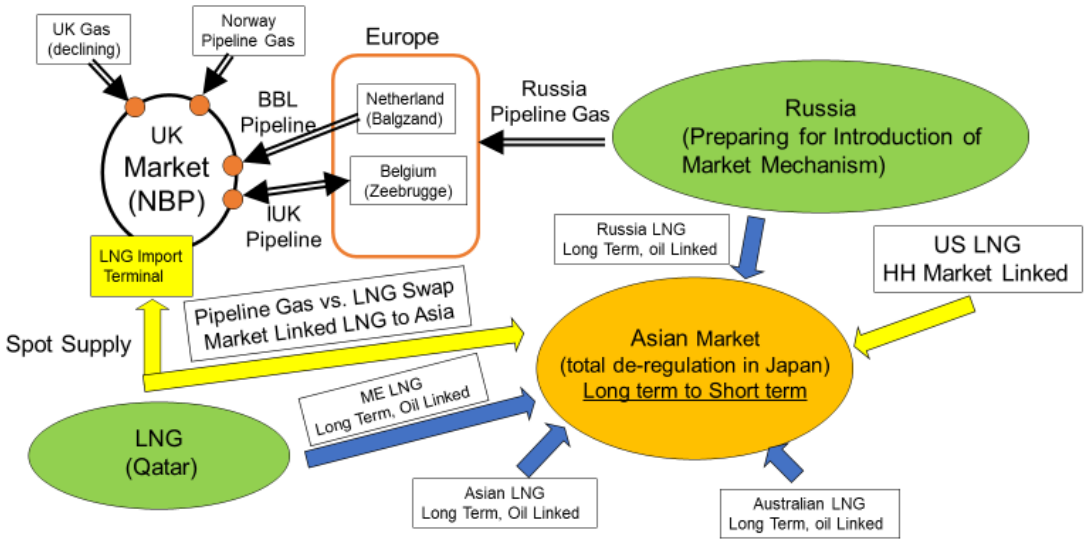
۳٫۱٫۵ آزاد سازی قیمت در ژاپن

آزاد سازی قیمت در بخش گاز در ژاپن از آوریل ۲۰۱۷، پس از آزاد سازی قیمت برق در آوریل ۲۰۱۶ آغاز شده است. فرصت برای مشتریان ایجاد شده است و هیچ تفاوتی در هزینه توزیع و انتقال برای افراد تازه وارد اعمال نخواهد شد، در حالی که ایمنی و نگهداری گاز توسط شرکت های گاز موجود پوشش داده می شود. شبکه ایمنی نیز برای محافظت از مصرف کنندگان در نظر گرفته می شود. بخش آزاد سازی قیمت گاز در حال حاضر در اروپا مسقر است و انگلیس و آلمان در سال ۱۹۹۸، ایتالیا در سال ۲۰۰۳، و فرانسه در سال ۲۰۰۷ آزاد سازی قیمت شده اند.

آزاد سازی قیمت در ژاپن برروی قراردادهای سنتی با خرید تضمینی[1] که یک پایه و اساس مالی برای توسعه پروژه LNG بود تاثیر خواهد گذاشت. صنایع گاز و برق در ژاپن یک انحصار منطقه ای اعطا شده و تحت سیستم قدیمی بوده است ، هزینه های سوخت مجاز به انتقال به مشتری بود. بعد از آزاد سازی قیمت، صنایع قادر به بستن قرارداهای طولانی مدت نیستند و نیاز به خرید از بازار نقد یا کوتاه مدت برای جلوگیری از ریسک قیمت/حجم دارند. حجم قرارداد نیز کاهش می یابد.

۳,۱,٦ تغییر بازار LNG

سیال سازی بازار LNG در سال های اخیر آغاز شده و تسریع یافته است. بازرگانان نمونه کار بطور فعالی بازار تأمین نقطه ای را پشتیبانی نموده اند. با توجه به توسعه مکانیزم بازار در بریتانیا و اروپا، عرضه کنندگان LNG عمده به بریتانیا نیازمند عرضه در قیمت بازار، و توازن بازار در بریتانیا و اروپا هستند.

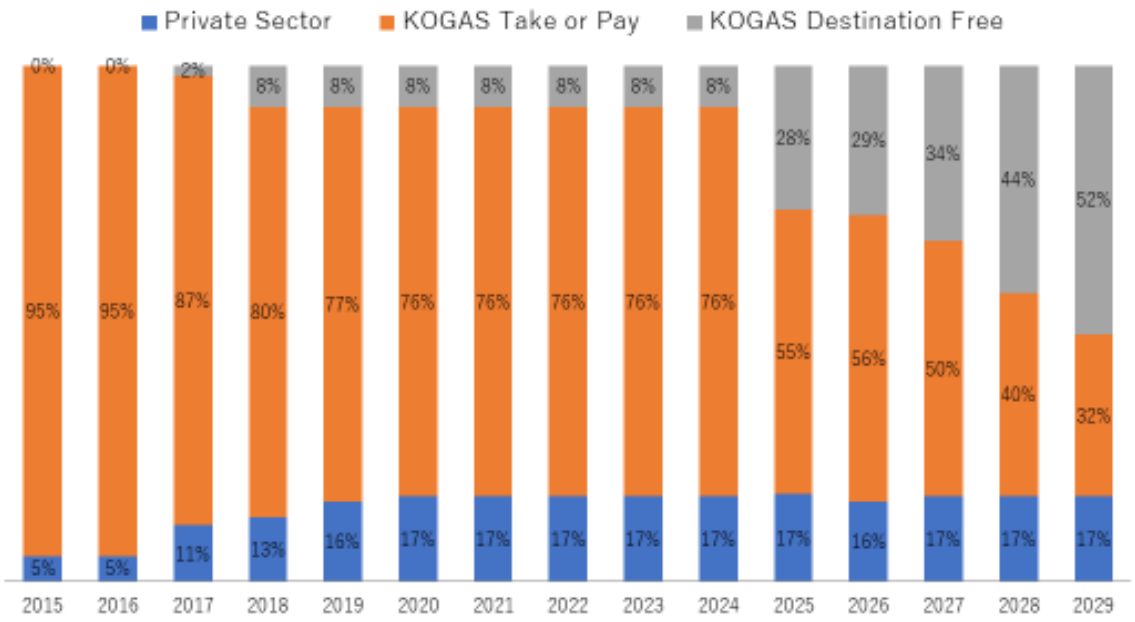


منبع: DEP

شکل ۳/۷ شناورسازی بازار LNG

بازار آسیا بطور کلی همچنان تحت سلطه قراردادهای بلندمدت متصل به نفت می باشد. هر چند، انحصار کره ای شرکت گاز کره (KOGAS) نیز برای تغییر و کاهش حجم بر اساس قرارداد دریافت یا پرداخت طولانی مدت تهیه شده، و هدف آن ۳۰% محموله آزاد مقصد از بازار پس از سال ۲۰۲۵ است.

[1] خرید تضمینی برابر با Take or pay است. مترجم

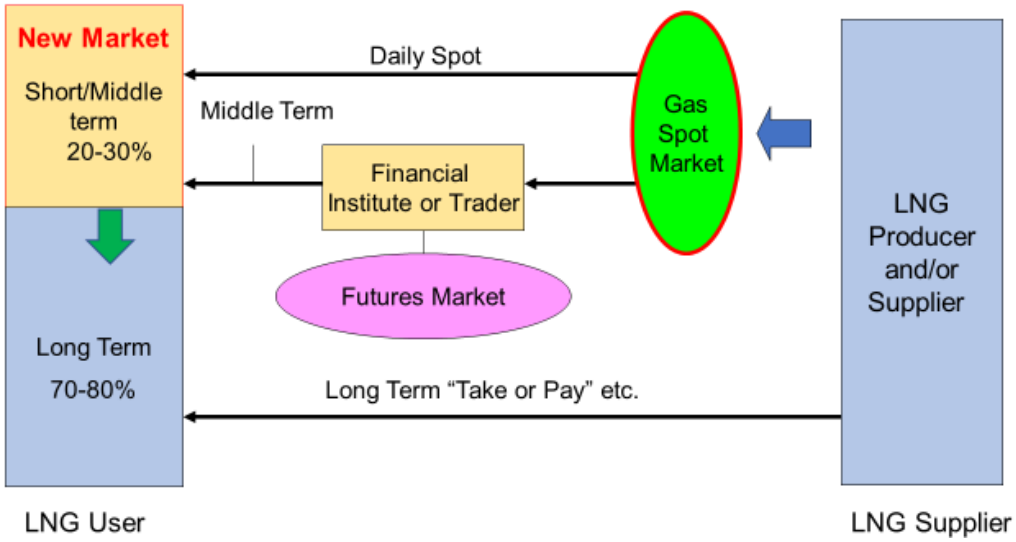


منبع: شرکت گاز کره (KOGAS)

شکل ۳٫۸ قرارداد خرید LNG کره

۳٫۱٫۷ بازار نقطه ای و تجارت مالی

سیستم تأمین LNG از گرفتن یا پرداخت دوجانبه به خرید از بازار تغییر خواهد یافت. دولت ژاپن بازار آتی گاز را در ماه می ۲۰۱۶ بوجود آورد. شکل زیر نقش بازار نقطه ای و قرارداد بلندمدت را نمایش می دهد. فروش نقطه ای از بازار نقشی مکمل را در تهیه LNG ایفا می نماید. جدول زیر نقش قرارداد طولانی مدت دریافت یا پرداخت و تدارک نقطه ای را بطور خلاصه بیان می کند.



منبع: DEP

شکل ۳٫۹ مفهوم بازار عرضه LNG

بازار نقطه ای[۲] تحت حمایت تجارت مالی است. این بازار برای خریداران جهت خرید گاز یا LNG در قیمت بازار در حال تغییر مناسب نبوده و خواستار خرید در قیمت ثابت برای مدت زمان طولانی هستند. تجارت مالی خدماتی را برای تأمین گاز یا LNG با قیمت ثابت فراهم می آورد. محدوده زمانی از قراردادی تا قرارداد دیگر متفاوت بوده، اما بطور کلی از چند ماه تا دو سال می باشد.

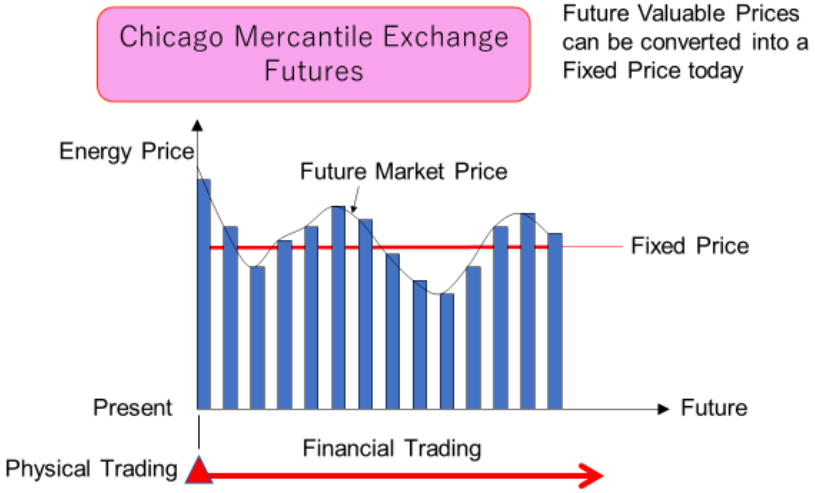
جدول ۳/۱ خرید تضمینی در مقابل بازار آزاد

	Take or Pay Contract	New Spot Market
Supply Stability	Secured	Complementary
Contract Term	15-20 years (fixed)	Short-Medium term (flexible)
Contract Volume	Large (fixed)	Small- Medium (flexible)
Price	Oil linked	Henry Hub and/or NBP Linked
Destination Constraints	Yes	No
Required time to complete contract	Take some time	Immediate
Demand Fluctuation	Difficult	Easy
Regional Price Difference	Yes	Limited
LNG Supply	Dedicated to Project	Portfolio

منبع: DEP

مکانیزم پشتیبانی تجارت مالی بر اساس علامتگذاری "ارزش کنونی" برای بازار آتی است. ارزش اقتصادی در زمان معین در آینده با استفاده از نرخ نزول بر اساس نرخ سود تفسیر می گردد. مفهوم تجارت مالی در ادامه نمایش داده می شود.

پس از تنظیم مقررات، بازار توسعه یافته و تکامل می یابد. دریافت یا پرداخت کنونی بصورت قرارداد فروش/خرید قابل مذاکره دوجانبه فیزیکی بیان می گردد. دو نوع قرارداد برای مواجهه با خرید گاز با قیمت آتی وجود دارد، پیشرو OTC (خارج از بورس) و آینده.



[۲] Spot market

منبع: DEP

تصویر ۳/۱۰ تجارت فیزیکی و بازرگانی مالی

قرارداد پیشرو OTC یکی از راه های خرید محموله های نقطه ای با قیمت آتی است. این مورد بر اساس قرارداد دوجانبه می باشد. جدول زیر اختلاف میان تدارک پیشرو و تدارک آینده را بطور خلاصه ارائه می کند.

جدول ۳/۲ مسیر پیش رو

	Forward	Futures
Contract Conditions	Non-standardized	Standardized
Trading Location	OTC, Bilateral	Exchange
Counterparty	Identified	Anonymous
Trade Risk	Contracting Party	Clearing House (Settled by Deposit of Clearing Margin)
Contract Cancelation	Not possible	Settled by re-selling or buying back
Market Fluidity	No	Yes
Price Index	No (Price Confidential)	Yes

توجه: قرارداد بین دو طرف برای تبادل یک دارایی مشخص

(۱برای قیمت مورد توافق امروز (قیمت آتی(

(۲با تحویل در یک تاریخ مشخص در آینده (تاریخ تحویل(

منبعDEP :

۳,۱,۸ تجزیه و تحلیل رقابت پذیری قیمت

قیمت LNG ایالات متحده مرتبط با قیمت هنری هاب است. قیمت LNG توسط رابطه زیر محاسبه می گردد:

- FOB ایالات متحده = قیمت هنری هاب + تعرفه حمل و نقل گاز + تبدیل به مایع/حمل و نقل دریایی
- CIF ژاپن = FOB ایالات متحده + حمل تا ژاپن

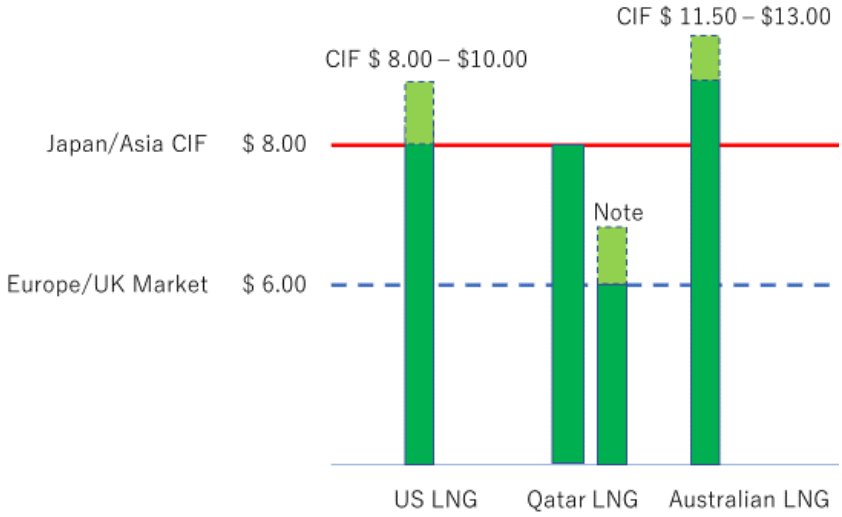
با فرض اینکه قیمت هنری هاب برابر ۳,۰۰/mm btu$ باشد، CIF ژاپن در محدوده ۸,۰۰-۱۰,۰۰/mm$ btu خواهد بود.

قیمت FOB خالص از LNG استرالیا برابر ۱۰,۰۰/mm btu$ در نظر گرفته می شود. CIF ژاپن معادل ۱۱,۵۰-۱۳,۰۰/mm btu$ خواهد بود.

LNG قطر به آسیا بر پایه قرارداد دریافت یا پرداخت طولانی مدت[۳] است. رابطه قیمت مرتبط با نفت خام می باشد. هر چند، به اروپا، آنها نیازمند تأمین LNG بر اساس مورد نیاز ناشی از محیط رقابتی با گاز خط لوله روسیه و گازهای بومی شامل نروژ هستند. قیمت گاز بازار در بریتانیا توسط سیستم NBP (نقطه توازن ملی) ایجاد می گردد.

قطر قادر به صادرات با بالاترین قیمت رقابتی بوده، و قیمت FOB به کمی ٤,٥٠-٦,٥٠/mm btu$ بوده با فرض اینکه حاشیه مایع سازی LNG برابر ٢,٠٠-٤,٥٠/mm btu$ می باشد.

[۳] Long-term



توجه: LNG قطر به اروپا بر اساس تقاضا

منبع: DEP

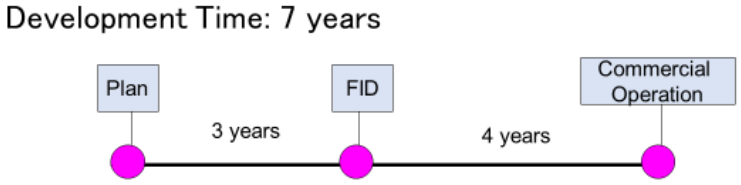
شکل ۳/۱۱ رقابت پذیری شاخص قیمت

در این گزارش، $٦,٥٠/mm btu از FOB ایران به عنوان حالت پایه استفاده شده، با فرض اینکه قیمت گاز به واحد مایع سازی LNG برابر $٢,٠٠/mm btu است.

۳,۲ آرایش تجاری و مالی

۳,۲,۱ مدیریت ریسک پروژه

توسعه و ساخت پروژه LNG نیازمند زمان قابل ملاحظه و تلاش و سرمایه گذاری برای مادی‌سازی است. بطور کلی، ۳ سال برنامه ریزی و آرایش مالی، پیش از FID (تصمیم سرمایه گذاری نهایی)، و ٤ سال بیشتر برای ساخت، در مجموع حداقل ۷ سال مجموعاً زمان نیاز است.



منبع: DEP

شکل ۳/۱۲ مقیاس زمان توسعه پروژه

محیط اقتصادی متفاوتی از زمان برنامه ریزی تا عملیات اقتصادی وجود دارد. خطرات احتمالی به شرح ذیل هستند:

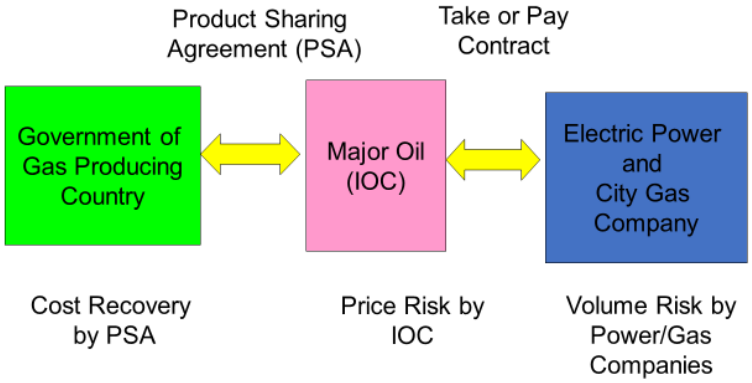
- خطر کشور
- خطر سرمایه
- خطر فنی
- خطر عملیاتی
- خطر بازار

خطرها دارای رابطه متقابل با یکدیگر هستند. در این گزارش بصورت جداگانه به بحث درباره آن پرداخته نشده اما باید تأکید نمود که:

- بازار در حال تغییر بوده و دریافت یا پرداخت برای تعهد طولانی مدت در آینده نزدیک در دسترس نخواهد بود. به مکانیزم جدیدی برای جایگزینی مادی سازی[٤] پروژه LNG آتی نیاز می باشد.
- نقش سیستم پشتیبانی سازمانی برای پروژه که شامل تهیه مقدمات وام بلندمدت و اعتبار صادرات جهت پشتیبانی از ساخت و ساز کشور خریدار بوده بیش از هر زمانی حائز اهمیت هستند.

در گذشته، دریافت یا پرداخت یکی از راه های استاندارد برای توسعه پروژه به شکل همکاری میان فروشنده و خریدار بوده است. بدین ترتیب، خطر قیمت باید توسط فروشندگان و خطر حجم باید توسط خریداران در نظر گرفته شود. خطر قیمت در مجموعه شرکت نفت بزرگ و خطر حجم تحت انحصار محلی سیستم ژاپنی در گذشته جذب می شود.

ساختار سهم خطر سنتی بصورت زیر نشان داده می شود:

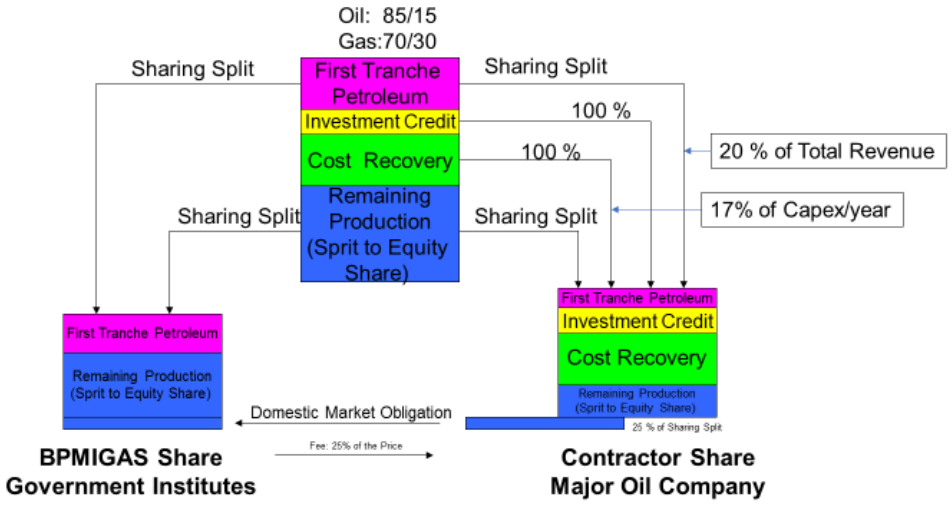


منبع: DEP

شکل ۳٫۱۳ طرح توسعه سنتی LNG

۳,۲,۲ توافقنامه اشتراک محصول (PSA)

توافقنامه اشتراک محصول (PSA) راهی برای به حداقل رساندن خطر سرمایه گذاری اولیه مورد استفاده برای توسعه میدان در اندونزی بوده و تقریباً در تمامی توسعه های میدان در جهان توسعه یافته است. قرارداد حقیقی از حالتی به حالت دیگر متفاوت می باشد. شکل زیر PSA بکار رفته در اندونزی را نمایش می دهد.



[٤] materialize

منبع: BP MIGAS (Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi)

شکل ۳/۱٤ توافقنامه توزیع محصول در اندونزی

۳,۲,۳ معاهده منشور انرژی[٥]

معاهده منشور انرژی (ECT) چهارچوبی چندجانبه را برای همکاری انرژی فراهم نموده که تحت قانون بین المللی منحصر بفرد می باشد. این معاهده به منظور ارتقاء امنیت انرژی از طریق عملیات بازارهای انرژی بازتر و رقابتی تر ضمن توجه به اصول توسعه پایدار و حاکمیت بر منابع انرژی طراحی شده است. معاهده منشور انرژی در دسامبر ۱۹۹٤ امضا شده و در آوریل ۱۹۹۸ بصورت قانونی اجرا شد. تا کنون این معاهده توسط ٥۲ کشور و نیز اتحادیه اروپا و اوراتوم امضا شده یا موافقت شده است. از این رو تعداد کل امضاکنندگان آن ٥٤ مورد می باشد. ناظران کنفرانس معاهده منشور انرژی ۳٥ کشور از جمله ایران بوده، و بعلاوه، سازمان بین المللی با ناظر ۱٦ مورد هستند. پیوست ۱ فهرستی از امضاکنندگان و ناظران را ارائه می دهد.

مقررات این معاهده بر چهار حوزه گسترده متمرکز می باشد:

- حفاظت از سرمایه گذاری خارجی، بر اساس گسترش اصلاح ملی، یا مطلوب ترین اصلاح کشور (که مورد نظر است) و حفاظت در مقابل خطرات غیراقتصادی کلیدی؛
- شرایط غیر تبعیض آمیز برای تجارت در مواد انرژی، محصولات و تجهیزات مرتبط با انرژی بر پایه قوانین WTO، و مقرراتی برای اطمینان از جریان های حمل و نقل انرژی مرزی قابل اعتماد از میان خط لوله ها، شبکه ها و سایر ابزارهای حمل و نقل؛
- حل اختلافات بین کشورهای شرکت کننده، و – در حالت سرمایه گذاری – میان سرمایه گذاران و کشورهای میزبان؛
- ارتقاء بهره وری انرژی، و تلاش جهت به حداقل رساندن اثرات زیست محیطی تولید و استفاده از انرژی.

توافقنامه مدل شامل توافقنامه بین دولتی (IGA) و توافقنامه دولت میزبان (HGA) است؛

- IGA توافقنامه دو جانبه دولت به دولت پیش از حفاظت از سرمایه گذاری خارجی و تعهد برای امنیت محیط تجاری برای عملیات پروژه است.
- HGA به منظور حفاظت از پیمانکار (شرکت نفت بین المللی و کنسرسیوم) از خطر پروژه غیرعملیاتی و تصریح حقوق و مزایای پیمانکار، و نقش کشور میزبان است.

تحریم[٦] نهایی برای حل اختلاف کشور به کشور نیز تحت معاهده منشور انرژی می باشد.

۳,۲,٤ ترتیب کسب و کار موقت

در صورت عدم موافقت سرمایه گذاری دو جانبه بین کشور میزبان و کشور سرمایه گذار، چارچوب معاهده منشور انرژی می تواند به جای پیگیری موافقتنامه سرمایه گذاری دو جانبه استفاده شود. بر اساس موافقتنامه بین دولتی، موارد ذیل ممکن است ایجاد شود:

- وام بلند مدت موسسات

[٥] Energy Charter Treaty

[٦] sanction

- اعتبار صادراتی برای ساخت و ساز

برای به حداقل رساندن خطر سرمایه گذاری، بازپرداخت سرمایه با استفاده از چارچوب توافق توزیع محصول (PSA) بین شرکت ملی نفت (NOC) و پیمانکار (شرکت بین المللی نفت یا IOC و کنسرسیوم) تامین می شود.

ممکن است دو مدل اخذ وام نهادی وجود داشته باشد، وام مستقیم به واحد تجاری پروژه (مورد ۱) و یا وام غیرمستقیم به واحد تجاری پروژه (مورد۲) برای مثال توسط دولت کشور میزبان.

(۱) وام مستقیم:

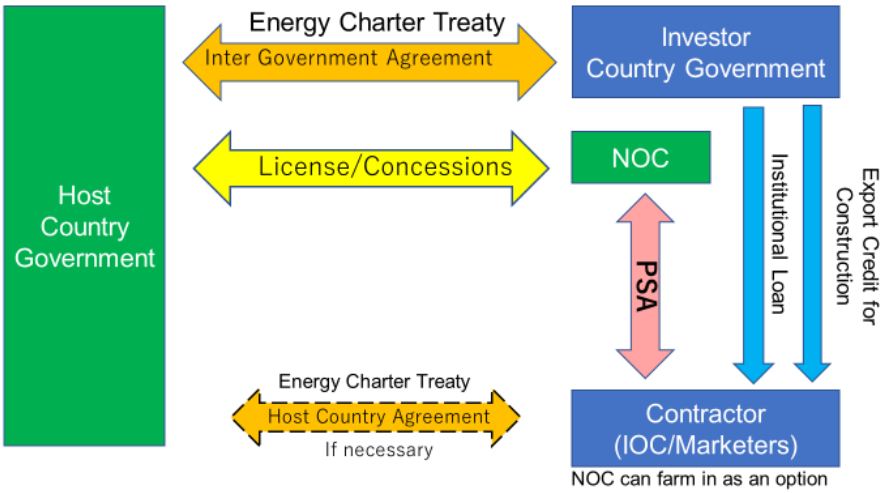
وام مستقیم ارائه وام برای واحد تجاری پروژه از کشور سرمایه گذار است که در شکل ۳/۱۵ نشان داده شده است.

الف) احزاب مشارکت کننده به شرح زیر خواهند بود:

۱) *دولت کشور میزبان: وزارت نفت (MOP) دولت ایران*
۲) *دولت کشور سرمایه گذار: دولت ژاپن*
۳) NOC *(شرکت ملی نفت): شرکت ملی نفت ایران (NIOC) یا شرکت ملی گاز ایران (NIGC)*
٤) *پیمانکار: کنسرسیوم شرکت ملی نفت (IOC) و سرمایه گذاران ژاپنی*

ب) ساختار توافق به این صورت است که:

٥) *استفاده از چارچوب قرارداد منشور انرژی، و ورود به توافق بین دولتی، یا امضای توافق بین کشور میزبان و پیمانکار.*
٦) *مجوز یا امتیاز انحصاری به* NOC *داده شده است.*
۷) *قرارداد مشارکت در تولید (PSA) بین* NOC *و پیمانکار امضاء شده است.*
۸) *ارائه وام به پیمانکار*
۹) *ارائه اعتبار صادرات برای ساخت و ساز به پیمانکار*



منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ۳/۱۵ مقدمات وام مستقیم (مورد ۱)

(۲) وام غیر مستقیم:

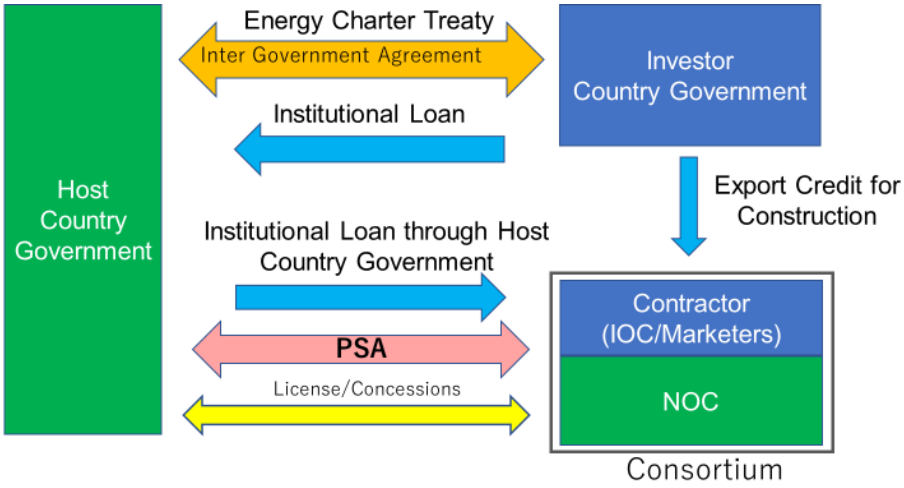
وام ابتدا به دولت کشور میزبان ارائه می شود و مجددا به واحد پروژه هدایت می شود و در شکل ۳/۱٦ نشان داده شده است.

ج) طرفین درگیر به شرح زیر خواهند بود:

۱) *دولت کشور میزبان: وزارت نفت (MOP)، دولت ایران.*
۲) *دولت کشور سرمایه گذار: دولت ژاپن.*
۳) *پیمانکار / کنسرسیوم NOC: کنسرسیوم پیمانکار (IOC، سرمایه گذاران ژاپنی) و NOC (NIOC یا NIOG)*

د) ساختار توافق به این صورت است که:

۱) استفاده از چارچوب قرارداد منشور انرژی، و ورود به توافق بین دولتی، یا امضای توافق بین کشور میزبان و پیمانکار.
۲) مجوز یا امتیاز انحصاری به *NOC* داده شده است.
۳) امضای توافق کنسرسیوم بین پیمانکار و *NOC*.
٤) قرارداد مشارکت در تولید (*PSA*) بین *NOC* و پیمانکار.
٥) ارائه وام به دولت کشور میزبان.
٦) ارائه وام به کنسرسیوم پیمانکار/*NOC*.
۷) ارائه اعتبار صادرات برای ساخت و ساز به پیمانکار.



منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ۳/۱٦ مقدمات وام غیرمستقیم (مورد ۲)

۳,۲,٥ ساز و کار اولیه نهاد های تجاری و مالی

تعدادی از انواع در واحدهای شکل گیری پروژه وجود دارد. بزرگترین مسائل مورد بحث و توافق بر سر نقش و موقعیت NOC است. به طور کلی، گزینه های زیر وجود دارد.

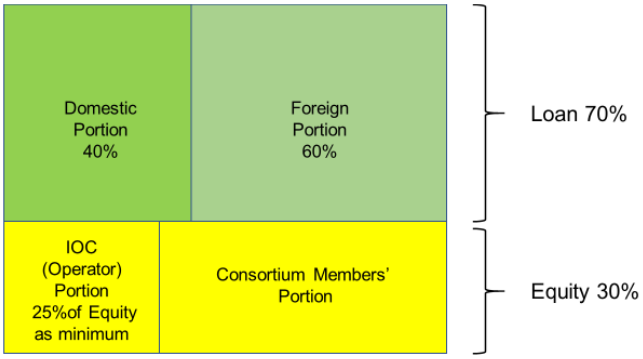
الف) NOC بخشی از پیمانکار تحت قرارداد مشارکت در تولید نیست.

ب) NOC بخشی از پیمانکار تحت قرارداد مشارکت در تولید نیست اما می تواند گزینه ای برای شراکت در مرحله بعد باشد.

ج) NOC بخشی از پیمانکار تحت PSA است که تحت قرارداد کنسرسیوم با دیگر اعضای پیمانکار قرار دارد.

کنسرسیوم پیمانکار باید شامل IOC باشد که تجربه ای را در زمینه توسعه و عملیات LNG داشته باشد. عضو کنسرسیوم همچنین ممکن است شامل بازاریابان و / یا شرکت های انرژی باشد که مسئول بازار یا خرید محصول هستند. رهبر پیمانکار بهره بردار نامیده می شود که مسئول همه جوانب پروژه از قبیل برنامه ریزی، تامین ئ ترتیبات مالی، مهندسی، ساخت و ساز، و بهره برداری به عنوان سرپرست نهاد تجاری می باشد.

ارزش سهام ۳۰ درصد دارایی واحد را تشکیل می دهد و وام الباقی آن خواهد بود. وام شامل بخش داخلی و خارجی می باشد. الزام قانونی در ایران حکم می کند که بخش داخلی باید ٤۰ درصد از کل وام را در اختیار داشته و توسط بانک های تجاری در کشور ارائه شود.

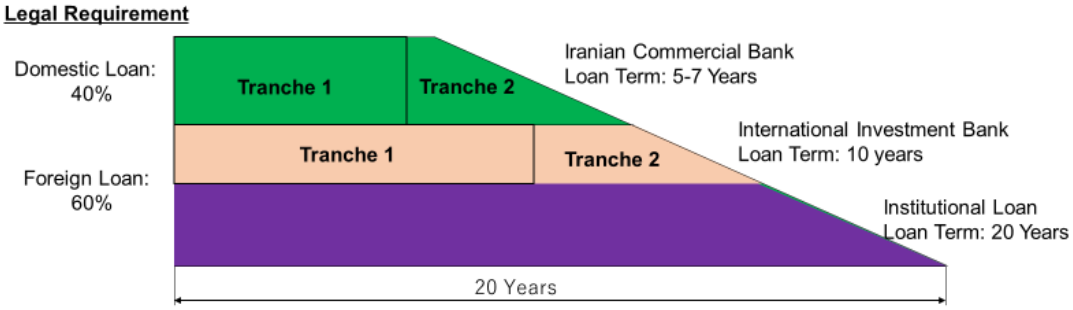


منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ۳٫۱۷ سرمایه گذاری: ساختار سازمانی کسب و کار

شرایط تامین وام و سود آن توسط هر ارائه دهنده ای متفاوت خواهد بود. به منظور پوشش ۲۰ ساله شرایط وام، وام سندیکا باید ساختار یافته باشد. به عنوان یک سازمان سندیکایی، بانک سرمایه گذاری بین المللی باید دعوت شود. مدت وام توسط بانک داخلی ممکن است به حداکثر ۵-۷ سال محدود شود. حتی بانک سرمایه گذار می تواند وام ۱۰ ساله را به طور کلی ارائه دهد. از آنجاییکه انتظار می رود مدت وام برای پروژه LNG به طور کلی ۲۰ ساله باشد، به طور چشمگیری انتظار می رود که وام سازمانی ریسک مالی را به حداقل برساند و منجر به کاهش نرخ بهره متوسط شود.

مفهوم وام ساختار یافته در شکل زیر نشان داده شده است.



منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ۳٫۱۸ ترتیبات مالی وام

۳,۳ مقیاس کارخانه **LNG**

۳,۳,۱ **ظرفیت حامل** LNG

اندازه حامل LNG بزرگتر و بزرگتر شده است. پایانه های مدرن نیاز به طراحی برای پذیرش بزرگترین مقیاس حمل کننده یعنی Q-Max طراحی شود.

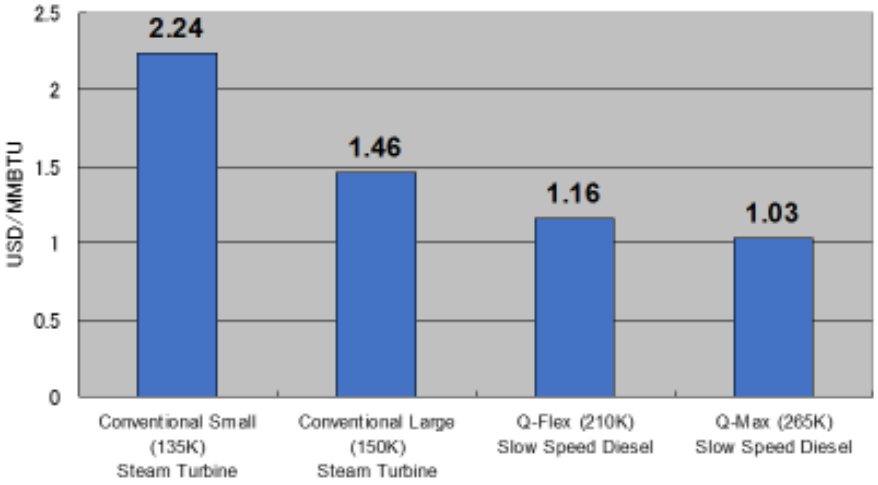
جدول ۳٫۳ اندازه حامل LNG

Tankar Size (M3)	Length (m)	Beam (m)	Draft (m)	Engine Type
135,000	290	45.8	11.5	Steam
145,000	290	49.0	11.4	Steam
155,000	290	49.0	11.6	DFDE
210,000 (Q-Flex)	315	50.0	12.5	SSD
260,000 (Q-Max)	345	53.8	12.0	SSD

توجه: DFDE: دوگانه سوخت دیزل الکتریک، SSD: دیزل سرعت آهسته

منبع: DEP

هزینه حمل و نقل به اندازه کشتی و نوع محرک متفاوت است. شکل زیر هزینه حمل و نقل در میان کشتی ها را نشان می دهد. حامل ها در مقیاس بزرگ برای سفرهای طولانی استفاده می شود و حامل کوچک برای سفر کوتاه مدت استفاده می شود.

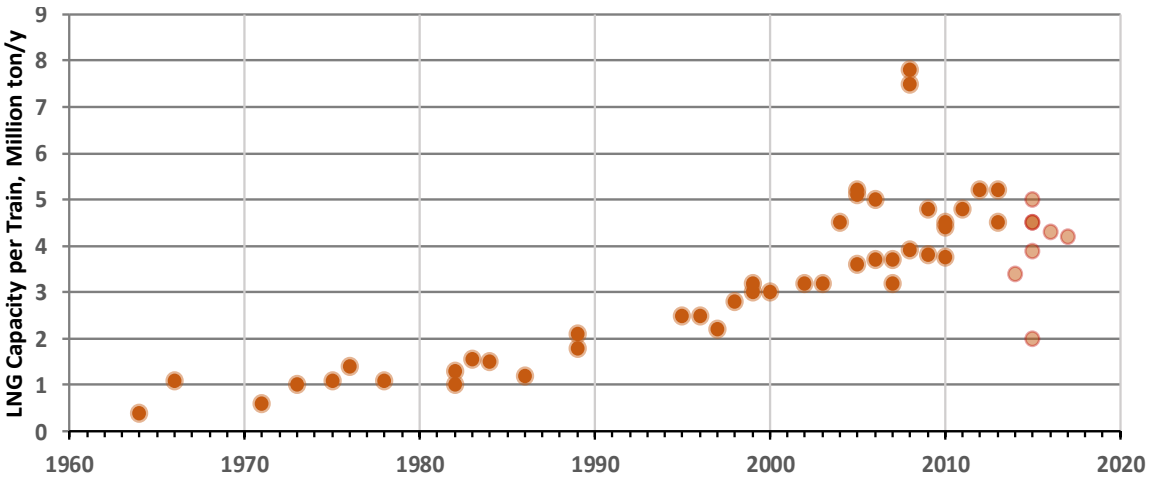


منبع: DEP

شکل ۳/۱۹ حمل و نقل از خاورمیانه به ژاپن / کره

۳,۳,۲ ظرفیت کارخانه میعان LNG

ظرفیت تاسیسات میعان LNG در حال بزرگتر شدن برای رقابت در بازار بین المللی است. همانطور که در شکل ۳/۲۰ نشان داده شده است، ظرفیت قطارهای LNG از ۱/۵ MTPA (میلیون تن در سال) در دهه ۱۹۷۰ افزایش یافته است.



منبع: موسسه مطالعات انرژی آکسفورد

"افزایش هزینه های کارخانه LNG" (۲۰۱٤) تکثیر شده است.

شکل ۳٫۲۰ روند تولید LNG در هر حامل

مقیاس فعلی LNG برای یک قطار در محدوده ٤٫٥ میلیون تن در سال تا ٥٫۰ میلیون تن در سال است. برای تثبیت میزان تولید، دو قطار مورد نیاز است. برای تولید ۲*٤٫٥ میلیون تن در سال LNG، نیاز به ٤۰ میلیون Nm۳ گاز در روز خواهد بود. تخصیص گاز اولیه به میزان ۲٥ میلیون Nm۳ در روز برای پشتیبانی از تاسیسات تولید در سطح جهانی LNG کافی نیست و باید بررسی شود.

فصل ٤ تحلیل حساسیت زیست محیطی برای توسعه پالایشگاه تامین

٤,١ ارزیابی اولیه در سایتهای کاندید توسعه **LNG**

سایت های کاندید تولید **LNG** به صورت اولیه در کووه ای، سوزا و سلخ ارزیابی شدند. در طرح جامع سوئکو سوزا به عنوان مکان مناسبی جهت احداث مجموعه پتروشیمی معرفی شده است. سلخ بهترین مکان را از نظر استانداردهای بین المللی لنگرگاهی داراست. این مکان استراتژیک مزایای بسیاری جهت ایجاد تاسیسات بانکرینگ در امتداد آبراهه بین المللی دارد. البته زیستگاه دلفین ها در خلیج دلفین ها و در مجاورت جزیره هنگام است. همچنین صخره های مرجانی در منطقه جنوبی وجود دارند. این جا نهایت محدوده بخش غربی زیستگاه صخره های مرجانی است. سومین سایت کاندید کووه ای است. کووه ای دریای آرام با امواج نرم و عمق کافی است که برای توسعه بندرگاه مناسب بوده و گونه های جانوری و گیاهی حساسی در اطراف خود ندارد اما دسترسی آسانی به آبراهه بین المللی ارائه نمی کند. جدول ٤/١ مزایا و معایب هر یک از سایتهای کاندید را نشان می دهد. در رابطه با سوزا، یک مطالعه دقیق بهترین مکان در این ناحیه انجام شده و در پیوست ١ گزارش ارائه شده است.

جدول ٤,١ نمایش اولیه مناطق کاندید توسعه LNG

آیتم	سوزا	سلخ	کووه ای
مزایا	▪ عمق خوب آب ▪ دسترسی آسان به آبراه بین المللی ▪ دسترسی به زمین پهناور	▪ دسترسی به عمق خوب آب جهت پذیرش شناورهای بزرگ ▪ دسترسی آسان به آبراه بین المللی ▪ دسترسی به زمین کافی برای تولید LNG و فعالیت های مربوطه	▪ دریای آرام با امواج ملایم ▪ دسترسی به بندرگاه اصلی شهید رجایی ▪ تهدید کم برای ایجاد تاثیرات منفی زیست محیطی
معایب	▪ تهدیدی برای تغییر و فرسایش ساحل ماسه ای ▪ تهدید برا تغییر شکل بستر دریایی و منجر شدن به حذف دسترسی به جزایر ناز در هنگام جزر ▪ تهدیدی برای نزول چشم انداز منطقه	▪ تهدیدی برای تغییر و فرسایش ساحل ماسه ای ▪ تهدید برای تخریب صخره های مرجانی و اکولوژی دریایی بالاخص دلفین ها	▪ دسترسی کم به آبراه بین المللی ▪ عمق نسبتا کم دریا

منبع: تیم پروژه جایکا

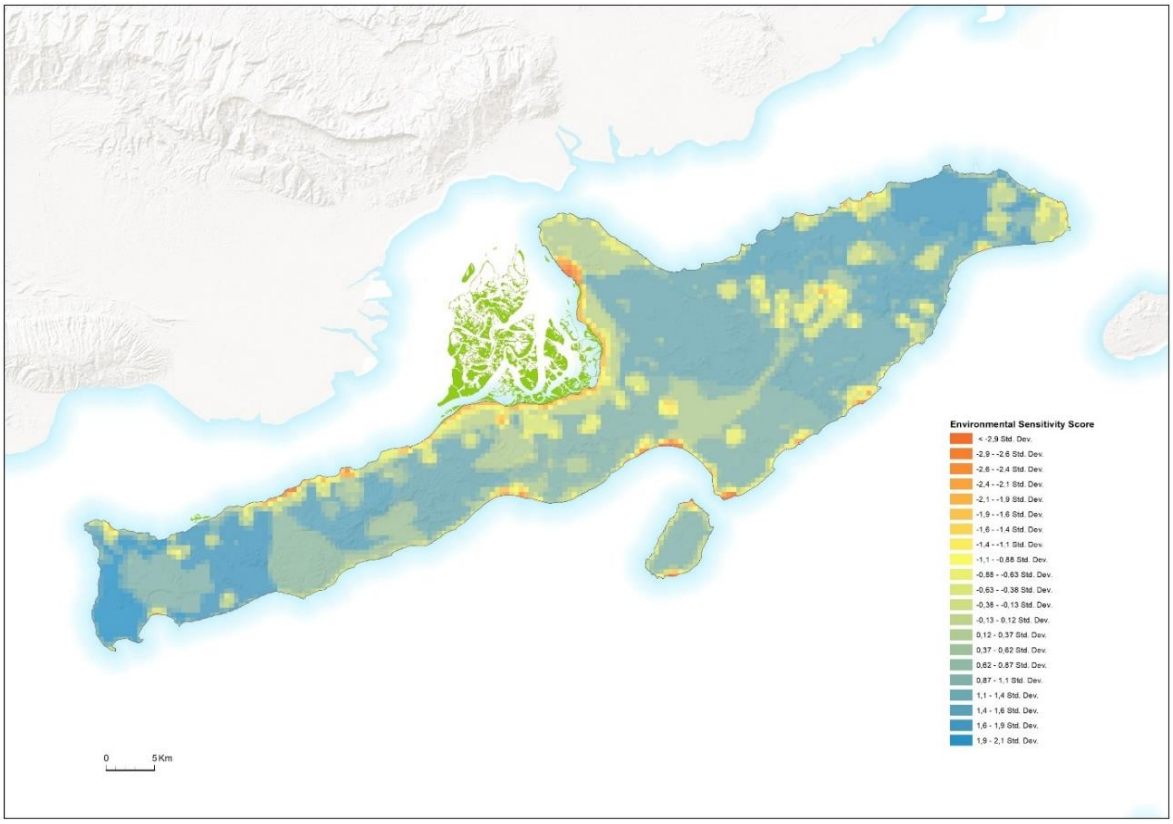
٤,٢ تحلیل حساسیت زیست محیطی جزیره قشم

حفاظت و استفاده منطقی از محیط زیست کلید دستیابی به چشم انداز تصور شده در جزیره قشم است. حساسیت زیست محیطی (ES) قشم بر اساس مقیاس شبکه توری (گرید) ٥٠٠ متری جزیره قشم و جزیره هنگام محاسبه شده است. براساس روش جمع بندی ترکیب خطی وزن (WLC)، هر یک از مربع ها امتیاز ES خود را بر اساس معیارهای طبیعی و محیط زیست اجتماعی و وزن آنها دریافت کرده است که در جدول ٤/٢ آمده است. شکل ٤/١ حساسیت زیست محیطی تخمین زده شده را نشان می دهد.

جدول ٤/٢ معیار و وزن برای تحلیل حساسیت

معیار	تاثیر فضایی	وزن (مقیاس ۱ تا ۱۰)
پیرامون محل زندگی افراد بودن (۵۰۰ متر)	هم پوشانی	۱۰,۰ (حساسیت بسیار بالا)
پیرامون بندرگاه ها (۵۰۰ متر)	هم پوشانی	۱۰,۰ (حساسیت بسیار بالا)
پیرامون مناطق حفاظت شده (۵۰۰ متر)	هم پوشانی	۸,۰ (حساسیت بالا)
زیستگاه دلفین پوزه بطری هند و اقیانوس آرام	مجاورت	۷,۰ (حساسیت بالا)
سایت تخم گذاری لاک پشت های دریایی	مجاورت	۷,۰ (حساسیت بالا)
سواحل ماسه ای	هم پوشانی	۷,۰ (حساسیت بالا)
مناطق مانگرو	هم پوشانی	۷,۰ (حساسیت بالا)
پیرامون میراث فرهنگی (۵۰۰ متر)	هم پوشانی	٦,۰ (حساسیت نسبتا بالا)
ژئوسایت ها	هم پوشانی	۵,۰ (حساسیت نسبتا بالا)
زمین های زراعی و مراتع طبیعی محلی (آکاسیا)	هم پوشانی	۵,۰ (حساسیت نسبتا بالا)

منبع: تیم پروژه جایکا



منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ٤/١ حساسیت زیست محیطی جزیره قشم در گرید ۵۰۰ متری

علاوه بر تحلیل حساسیت زیست محیطی مناطق خشکی و ساحلی، منطقه حساس زیست محیطی دریایی با تمرکز بر اکولوژی دریایی و شیلات شناسایی شده است. در راستای این هدف، تیم پروژه جایکا مصاحبه هایی را با صیادان سوزا، سلخ و کووه ای به جهت شفاف سازی محل صیادی انجام داده است. دفتر جایکا در ایران یک بررسی میدانی به منظور بررسی زیستگاه دلفین های پوزه بطری که منبع اصلی گردشگری جزیره از دسامبر ۲۰۱۷ تا فوریه ۲۰۱۸ و محل ماهیگیری بوده انجام داده است. مناطق زیست محیطی حساس شناسایی شده شامل موارد زیر است.

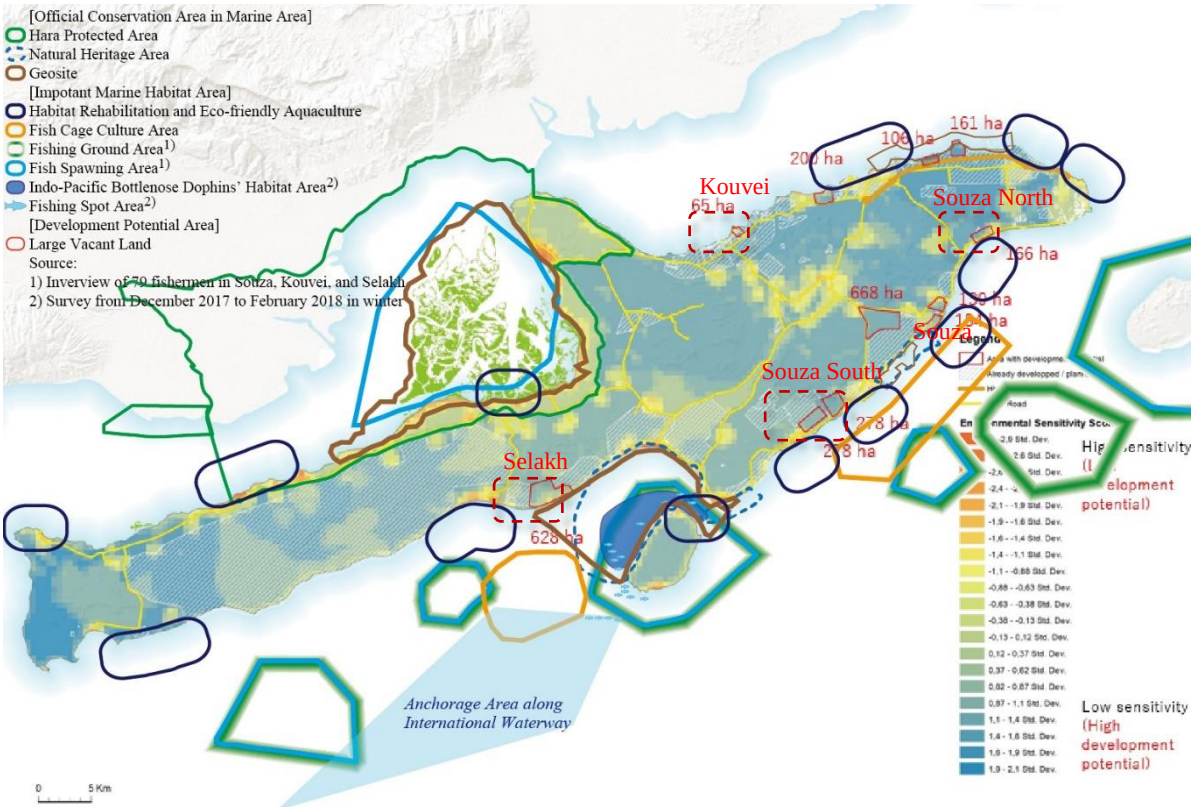
(a) نواحی تعیین شده به عنوان منطقه حفاظت شده زیست محیطی
- ✓ منطقه حفاظت شده حرا
- ✓ مناطق میراث فرهنگی
- ✓ ژئوسایت ها

(b) منطقه شیلات و آبزی پروری
- ✓ در راستای ششمین طرح توسعه پنج ساله اداره کل محیط زیست در تهران پرورش ماهی در قفس پیشنهاد می شود.
- ✓ احیای زیستگاه ها و آبزی پروری سازگار با محیط زیست به گونه ای که توسط تیم پروژه جایکا و مبتنی بر مفهوم ساتوئومی
- ✓ منطقه زمینی ماهیگیری و منطقه تخمگذاری ماهی
- ✓ مناطق صید با استفاده از تله

(c) زیستگاه دلفین بین بطری هند و اقیانوس آرام

شکل ٤,٢ شمای کلی تحلیل حساسیت زیست محیطی مناطق خشکی، ساحلی و دریایی را نشان می دهد. زمین ماهیگیری و ناحیه پرورش ماهی در قفس در شرق تا غرب بخش جنوبی جزیره قرار دارند. نواحی مناسب برای آبزی پروری سازگار با محیط زیست و ساتوئومی در نواحی ساحلی پراکنده شده اند. این مناطق باید از توسعه و تاثیرات منفی زیست محیطی مصون بمانند.

این شکل همچنین زمین خالی یک منطقه نسبتا بزرگ، به استثنای مناطق مورد استفاده، پروژه های در حال انجام و پروژه های برنامه ریزی شده را نشان می دهد. براساس این تحلیل مناطق دارای پتانسیل توسعه شامل کووه ای، شمال سوزا، جنوب سوزا و شرق سلخ می باشند.سوزا که به عنوان محل توسعه پتروشیمی در طرح جامع سوئکو معرفی شده بود، در این تحلیل از میان کاندیدها حذف شد.



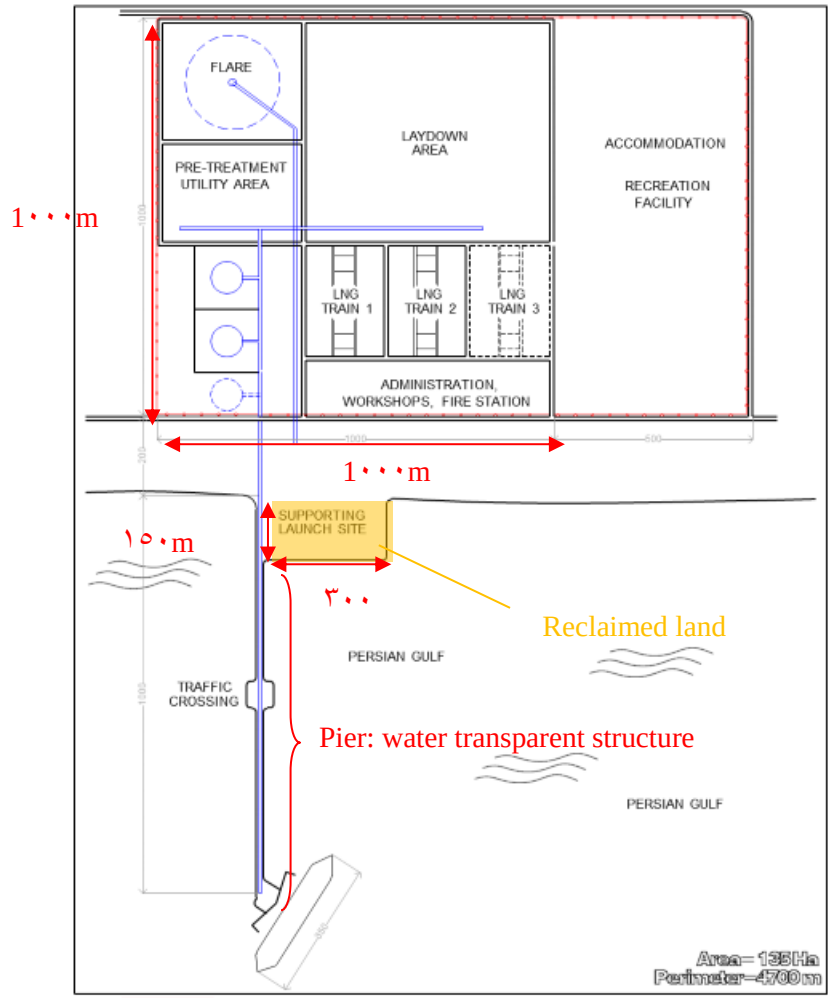
منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ٤/٢ حساسیت زیست محیطی و استخراج منطقه بالقوه توسعه

٤,٣ مطالعه شرایط طبیعی

٤,٣,١ اهداف، مکان و آیتم های مطالعه

مطالعه مختصر درباره تاثیر احداث کارخانه LNG بر اکوسیستم دریایی و خط ساحلی با تمرکز بر ٣ مکان انجام شد تا سایت مناسب انتخاب شود. سایت تولید LNG با ظرفیت تولید ٩ میلیون تن به صورتی که در شکل ٤/٣ آمده پیش بینی شده است.



منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ٤/٣ طرح تاسیسات تولید LNG

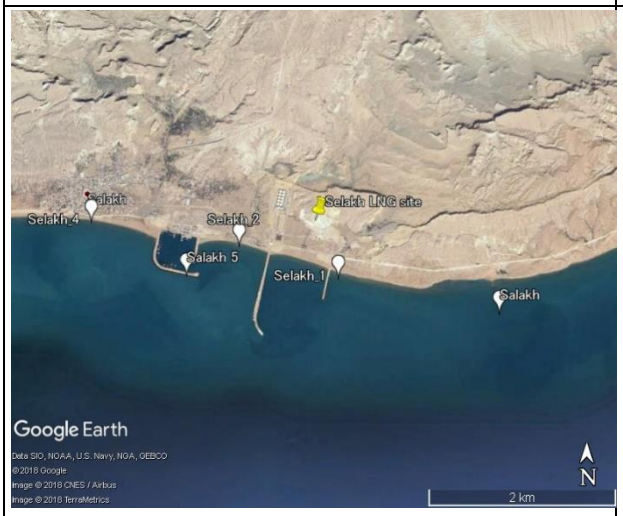
همان طور که در بخش ٤/١ توضیح داده شده سه مکان در جزیره قشم (سلخ، سوزا و کووه ای) جهت مطالعه انتخاب شدند. در طول مرحله تحلیل پس از مطالعه میدانی، توسط یکی از همتایان یک مکان کاندید جدید کارخانه LNG در جنوب سوزا با استفاده از تحلیل حساسیت زیست محیطی به گونه ای که در بخش ٤/٢ گفته شد مطرح و انتخاب شد. نقاط دقیق مطالعه در تصاویر ٤/٤ برای کووه ای، ٤/٥ برای سوزا، شمال سوزا و جنوب سوزا و ٤/٦ برای سلخ ارائه شده اند. جدول ٤/٣ مختصات نقاط نظرسنجی و آیتم هایشان را به نوبت آورده است. در میان این آیتم ها، سوزا ١ نشانگر شمال سوزا، سوزا ٤ نشانگر جنوب سوزا و سلخ نشانگر سلخ است.

منبع: گوگل ارث

شکل ٤/٥ نقاط مطالعه در سوزا، شمال سوزا و جنوب سوزا

منبع: گوگل ارث

شکل ٤/٤ نقاط مطالعه در کووه ای



منبع: گوگل ارث

شکل ٤/٦ محل مطالعه در سلخ

جدول ٤/٣ مختصات مکان های نظرسنجی و آیتم ها

	Latitude	Longtude	Seagrass, Sea weed	Coral	Tidal current	Water quality	Sediment quality
Dargahan 1	26.939800° N	55.964300° E			x		
Dargahan 2	26.953137° N	56.019205° E	x	x		x	
Dargahan 3	26.950183° N	55.985139° E	x	x			x
Dargahan 4	26.923627° N	55.945677° E	x	x		x	
Dargahan 5	26.911620° N	55.928449° E				x	
Souza 1	26.904346° N	56.165938° E	x	x			
Souza 2	26.877532° N	56.155289° E	x	x	x	x	x
Souza 3	26.805472° N	56.095367° E				x	
Souza 4	26.771961° N	56.058094° E				x	
Souza 5	26.828694° N	56.132472° E	x	x			
Salakh	26.677800° N	55.754300° E	x	x	x		x
Salakh 1	26.681335° N	55.736145° E				x	
Salakh 2	26.684641° N	55.724763° E	x	x		x	
Salakh 4	26.687089° N	55.707600° E				x	
Salakh 5	26.681533° N	55.718843° E	x	x			

منبع: تیم پروژه جایکا

جدول ٤,٤ آیتم های نظرسنجی و روش شناسی نظرسنجی را نشان می دهد. مطالعه میدانی در دو نوبت و در جولای ۲۰۱۷ و مارس ۲۰۱۸ انجام خواهد شد.

جدول ٤/٤ آیتم های نظرسنجی و روش شناسی

آیتم	روش شناسی	تکرر/سال	اطلاعات پیوست
علف دریایی، جلبک دریایی	توزیع: مصاحبه، مشاهدات غواصی، استفاده از اکو	۱ بار (مارس ۲۰۱۸)	نوشتجات مطالعه
شیلات	تایید محل صید: مصاحبه	۱ بار (ژانویه-مارس ۲۰۱۸)	
مرجان ها	توزیع: مصاحبه، مشاهدات غواصی	۱ بار (مارس ۲۰۱۸)	ترانسکت کمربند، لیست گونه ها
زمین تخم گذاری لاک پشت دریایی	توزیع: مصاحبه، مشاهدات	۱ بار (ژانویه- مارس ۲۰۱۸)	
جریان جزر و مدی	سرعت و جهت جریان:محاسبه توسط تجهیزات (*ADCP)	۱ بار (جولای- آگوست ۲۰۱۷)	۳ مکان
فرسایش ساحلی	مقایسه از طریق شبیه سازی گوگل ارث	۱ بار	تحلیل رسوب های ته نشین شده (۳ نمونه، اندازه دانه، ترکیب بندی و وزن خاص)
انتشار آب گرم	توزیع عمودی دما و شوری آب: محاسبات میدانی از طریق تجهیزات منطقه انتشار: شبیه سازی	۱ بار (جولای-آگوست ۲۰۱۷) ۱ بار	داده های زیر خریداری شدند. • ارتفاع و جهت موج • سرعت و جهت باد
کیفیت آب	نمونه برداری و تحلیل آزمایشگاهی	۱ بار (جولای- آگوست ۲۰۱۷)	
کیفیت رسوبات	نمونه برداری و تحلیل آزمایشگاهی	۱ بار (جولای- آگوست ۲۰۱۷)	

نکته: مصاحبه شامل مطالعه داده های موجود می باشد.

ADCP: پروفایلر جریان دوپلر آکوستیک

منبع: تیم پروژه جایکا

جدول ٤,٥ زمان بندی مطالعه و جدول ٤,٦ تاریخ و مکان مطالعات میدانی را نشان می دهند.

جدول ٤/٥ زمان بندی مطالعات

	ژوئن ۲۰۱۷	جولای	آگوست	سپتامبر	اکتبر	نوامبر	دسامبر	ژانویه ۲۰۱۸	فوریه	مارس
مطالعات میدانی										
مطالعات پرسشنامه ای										
شبیه سازی										
گزارش دهی										

منبع: تیم پروژه جایکا

جدول ٤/٦ تاریخ و مکان مطالعات میدانی

	تاریخ	مکان مطالعه
جریان جزر و مدی	کووه ای: ٦ آگوست ۲۰۱۷- ۱۲ آگوست ۲۰۱۷	درگهان ۱
	سوزا: ٥ آگوست ۲۰۱۷- ۱۲ آگوست ۲۰۱۷	سوزا ۲
	سلخ: ۲۹ جولای ۲۰۱۷ – ۳ آگوست ۲۰۱۷	سلخ
توزیع عمودی دما و شوری آب	کووه ای: ٦ آگوست ۲۰۱۷- ۱۲ آگوست ۲۰۱۷	درگهان ۱
	سوزا: ۱۲ آگوست ۲۰۱۷	سوزا ۲
	سلخ: ۲۹ جولای ۲۰۱۷، ۳ آگوست ۲۰۱۷	سلخ
علف دریایی، جلبک دریایی، مرجان	کووه ای: ۲۸ فوریه، ۲۰ مارس ۲۰۱۸	درگهان ۲،۳،٤
	سوزا: ۲۱ فوریه ۲۰۱۸	سوزا ۱،۲،٥
	سلخ: ۲۲ فوریه ۲۰۱۸	سلخ، سلخ۲، ٥
کیفیت آب	کووه ای: ٦ آگوست ۲۰۱۷	درگهان ۲،٤،٥
	سوزا: ۱۲ آگوست ۲۰۱۷	سوزا ۱،۲،٤
	سلخ: ۲۹ جولای ۲۰۱۷	سلخ ۲،۳،٤
کیفیت رسوبات	کووه ای: ٦ آگوست ۲۰۱۷	درگهان ۳
	سوزا: ۱۲ آگوست ۲۰۱۷	سوزا ۲
	سلخ: ۲۹ جولای ۲۰۱۷	سلخ

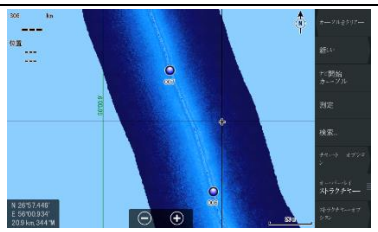
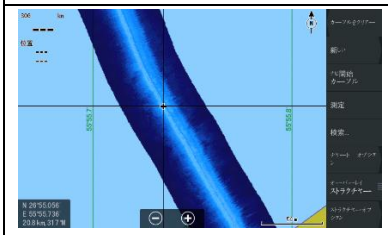
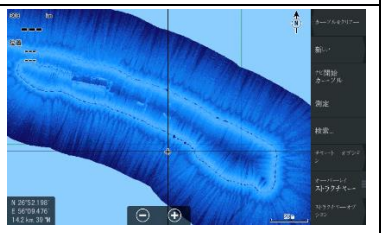
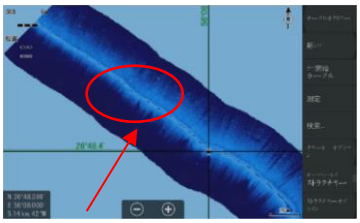
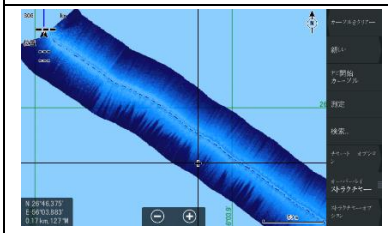
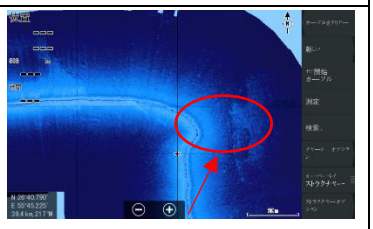
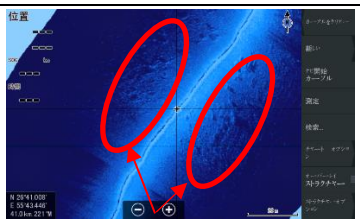
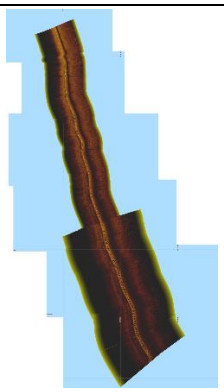
منبع: تیم پروژه جایکا

٤,٣,٢ نتایج مطالعات

(١) علف و جلبک دریایی

١) *تایید پایه اتصال*

از آن جایی که گونه های علف و جلبک دریایی با چسبیدن به پایه اتصال مانند صخره ها رشد می کنند، یک بررسی فوری برای تایید پایه اتصال از طریق اسکن جنبی سونار در آگوست ٢٠١٧ انجام شد (شکل ٤,٧). بر اساس تاییدیه، مکان های مطالعه علف و جلبک دریایی تعیین شده و بررسی از ماه فوریه تا مارس ٢٠١٨ انجام شد

کووه ای		
صخره درگهان ١	درگهان ٤ 	درگهان ٥ 
سوزا		
سوزا ٢ 	صخره سوزا ٣ 	سوزا ٤ 
صلخ		
صخره صلخ 	صخره صلخ ٢ 	صلخ ٤ 

منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ٤,٧ تصاویر اسکن جنبی سونار

۲) *گونه ها*

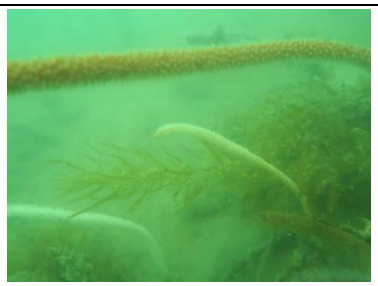
آخرین مطالعات جامع درباره خلیج فارس توسط سهرابی پور و رابعی در سال ۱۳۷۷ انجام گرفته، که در آن ۱۵۰ گونه علف دریایی خلیج فارس شناسایی شدند و ۱۱٦ گونه آن متعلق به جزایر قشم، لارک و هنگام بود (سهرابی پور و ربیعی، ۱۳۷۸). در سال ۱۳۸٤ در طول انجام مطالعات توسط ربیعی و همکاران، ٤٦ گونه علف دریایی سواحل قشم معرفی شدند (ربیعی و همکاران، ۱۳۸٤). یک بررسی مفصل توسط ایمانی درباره جلبک های دریایی جزیره هنگام انجام شد که در آن ۵۱ گونه شناسایی شدند (ایمانی ۱۳۹۳). همچنین دو گونه علف دریایی در سواحل قشم و هنگام گزارش شدند که شامل *Halophila Ovalis* و *Halodula univeris* می باشند. قرنجیک نیز اطلس جلبک های دریایی خلیج فارس و دریای عمان را تهیه کرد که شامل ۱۵۹ گونه شناسایی بود.

در این مطالعه، در مجموع ۲٤ گونه جلبک دریایی و ۲ گونه علف دریایی شناسایی شدند. به ویژه گونه به خوبی رشد کرده *Sargassum angustifolium* در نواحی کووه ای یافت شدند که می توانند تغذیه گاه خوبی برای گونه های متعدد ماهی باشند (رجوع شود به جدول ٤/۷ و تصاویر ٤/۸ تا ٤/۱۰).

جدول ٤/۷ لیست گونه های علف دریایی و جلبک دریایی

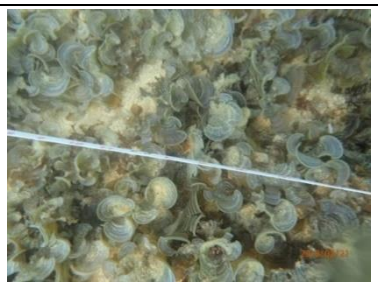
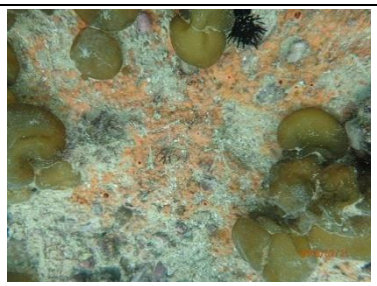
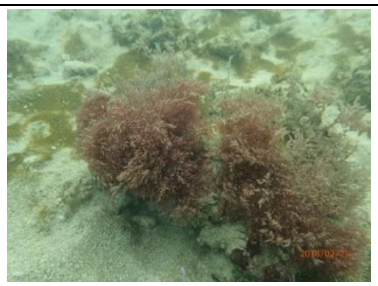
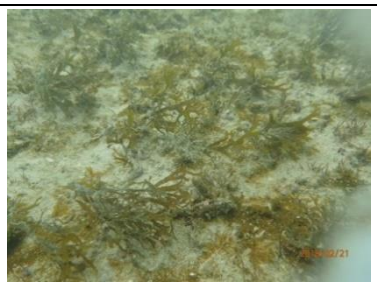
Category	Species name	IUCN Red List Status	Kuvehee	Souza	Salakh
Sea weed	*Acanthophora spicifera (M.Vahl) Børgesen*			x	x
	Actinotrichia fragilis (Forsskål) Børgesen			x	x
	Ahnfeltiopsis pygmaea (J.Agardh) P.C.Silva & DeCew				x
	Avrainvillea erecta (Berkeley) A.Gepp & E.S.Gepp			x	
	Bryopsis pennata J.V.Lamouroux				x
	Caulerpa sertularioides f. farlowii (Weber-van Bosse) Børgesen				x
	Colpomenia sinuosa (Mertens ex Roth) Derbès & Solier		x	x	x
	Iyengaria stellata (Børgesen)		x		
	Gracilaria arcuata Zanardini		x		
	Gracilaria corticata (J.Agardh) J.Agardh				x
	Gracilaria spinulosa (Okamura) Chang & B.M.Xia				x
	Padina boergesenii Allender & Kraft				x
	Padina gymnospora (Kützing) Sonder		x	x	
	Padina distromatica Hauck				x
	Padina pavonica (Linnaeus) Thivy		x		
	padina tenuis Boryde Saint-Vincent			x	
	Solieria dura (Zanardini) F.Schmitz				x
	Ulva lactuca Linnaeus		x		
	Sargassum angustifolium		x		
	Ulva clathrata (Roth) C.Agardh		x		
	Ulva intestinalis Linnaeus		x		
	Hypnea charoides J.V.Lamouroux				x
	Hypnea hamulosa (Esper) J.V.Lamouroux		x		
	laurencia obtusa (Hudson) Lamouroux		x		
Seagrass	*Halophila ovalis (R.Brown) J.D.Hooker*		x		
	Halodula uninervis		x		

منبع: تیم پروژه جایکا

درگهان ۱ (عمق ۲-۳ متری در حالت بین جزر و مد)		
درگهان ۲ (عمق ٥-٦ متری در حالت مد)		
درگهان ٤ (عمق ۲ متری بین جزر و مد)		

منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ٤/٨ عکس های زیرآب در روستای کووه ای

سوزا ۱ (عمق ۱-۳ متری بین جزر و مد)		
سوزا ۳ (عمق ۲-۳ متری بین جزر و مد)		
سوزا ۵ (عمق ۱-۲ متری بین جزر و مد)		

منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ٤/٩ عکس های زیرآب در سوزا

سلخ (عمق ۱ متری جزر)		
سلخ ۲ (عمق ۲-۳ متری، بین جزر و مد)		
سلخ ۵ (عمق ۱-۳ متر، بین جزر و مد)	بدون عکس (فقط مرجان ها غالب هستند)	بدون عکس (فقط مرجان ها غالب هستند)

منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ٤/١٠ تصاویر زیر آب در سلخ

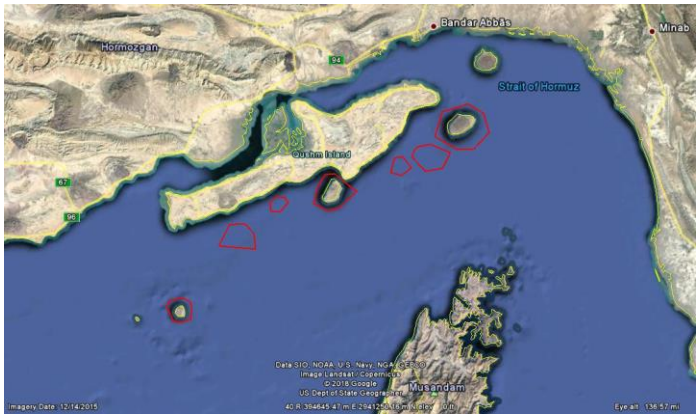
(٢) شیلات

وضعیت شیلات از طریق پرسشنامه و مصاحبه در منطقه مطالعه شد (جدول ٤,٨)

جدول ٤/٨ شمار مصاحبه شوندگان

منطقه مطالعه	تعداد	نوع اشتغال						
		فقط صیادان	راننده	آرایشگر	ماهی فروش	کارگر	کار آزاد	رئیس شرکت تعاونی شیلات
کووه ای	٢٠	١٥	٢	0	١	١	١	0
سلخ	٣٠	٢٨	0	١	١	0	0	0
سوزا	٢٩	٢٨	0	0	0	0	0	١
مجموع	٧٩	٧١	٢	١	٢	١	١	١

منبع: تیم پروژه جایکا



منبع: تیم پروژه جایکا براساس مصاحبه با صیادان

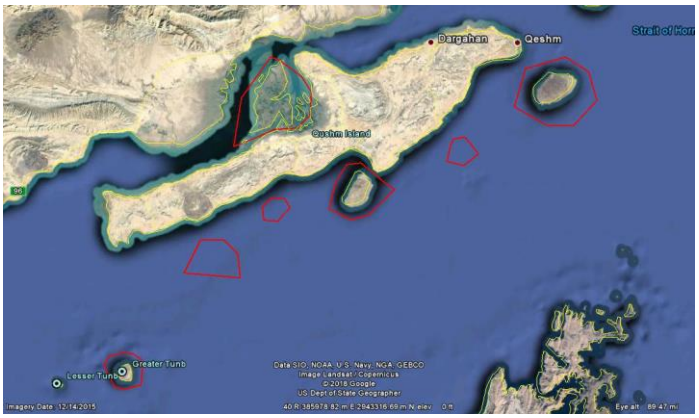
شکل ٤/١١ مکان های مهم صیادی

براساس مصاحبه ها، مهمترین مکان های صیادی به شرح زیر می باشند:

- جزیره هنگام: ٤٤%
- جزیره لارک: ٣٥%
- سوزا: ٢٧%
- تنب بزرگ: ٢٣
- رمچاه: ١٩%
- نمکدان: ١٨%
- سلخ: ١٨%

شکل ٤,١١ نشان دهنده مکان های صیادی براساس مصاحبه های انجام شده است. محل صیادی در یک منطقه دوراز ساحل در ساحل جنوبی جزیره قشم است.

از منظر صیادان مهمترین نقاط تخم گذاری ماهی شامل موارد زیر هستند:



منبع: تیم پروژه جایکا براساس مصاحبه با صیادان

شکل ٤/١٢ نقاط اصلی تخم ریزی ماهیان

- جزیره هنگام: ١٩%
- جنگل حرا: ١٤%
- جزیره لارک: ١١%
- سلخ: ١١%
- سوزا: ١٠%
- نمکدان: ١٠%
- تنب بزرگ: ١٠%

شکل ٤/١٢ محل تخم ریزی را براساس مصاحبه ها نشان می دهد. محل تخم ریزی در یک مکان دور از ساحل در سمت ساحل جنوبی جزیره قشم و منطقه جنگل حرا در

شمال جزیره قرار دارد.

از دیدگاه صیادان ویژگی های مهم محل های تخم ریزی به شرح زیر هستند:

- زمین های صخره ای با حفره های طبیعی یا مصنوعی: ٤٤%
- مرجان ها: ٢٨%
- لایه های گلی: ١١%
- سواحل: ١١%
- مناطق عمیق تر: ١١%
- مناطق خلوت تر و با دسترسی محدود انسان: ١٠%

از این رو نواحی صخره ای و مرجانی از منظر شیلاتی نیز حائز اهمیت هستند.

براساس دیدگاههای صیادان، بازدید از صیادی علت حضور گردشگران نیست، بلکه علت ها شامل این موارد هستند: بازدید از ساحل (٣٤%)، ژئوسایت های جزیره قشم (٣٢%) و تفریحات و ورزشهای آبی و دریایی (٢٢%). فقط ٦ درصد گردشگران با هدف صیادی آمده و ١ درصد به صیادی تفریحی مشغول می شوند. جدول ٤,٩ وابستگی هر ناحیه به گردشگری را نشان می دهد. سلخ، سوزا و بخش جنوبی جزیره قشم، درقیاس با کووه ای وابستگی بیشتری به گردشگری دارند.

جدول ٤/٩ وابستگی به گردشگری در هر سایت

ایستگاه	شمار	درصد
کووه ای	١٤	20
سلخ	٢٩	41
سوزا	٢٧	39
مجموع	٧٠	100

منبع: تیم پروژه جایکا

٤٢% صیادان بر این باور هستند که وضعیت ذخیره ماهی بغرنج بوده و ٣٠% نیز وضعیت را بسیار بد توصیف کردند. به عبارت دیگر، وضعیت ذخیره ماهی در ٢٠ و ٣٠ سال گذشته عالی بوده است.

(٣) مرجان ها

١) *پراکندگی صخره های مرجانی در جزیره قشم*

به دلیل وجود سواحل پهناور گلی و ماسه ای، مرجان های سخت محدود به سه نقطه در سواحل جنوب و جنوب شرقی شهر قشم هستند. ساحل جنوب شرقی فقط دربرگیرنده منطقه به خوبی توسعه یافته مرجانها با مساحت تقریبی ٤٥ هکتار (با ١٤,٠٣% ± ٠,٦% پوشش مرجان زنده) است که گونه غالب آن *Porites* است (کاووسی و همکاران، ١٣٩٠، مشاهدات شخصی مولف). اگرچه پراکندگی های کم حجمی از گونه های مرجانی سخت مانند Faviidae در امتداد ساحل جنوبی مانند کندالو (با ٨/٢٤% ± ٢,١% پوشش مرجانی زنده) و جزایر ناز وجود دارند (کاووسی و همکاران، ١٣٩٠، مشاهدات شخصی مولف). در حال حاضر ١٠ گونه مرجان سخت در جزیره قشم شناسایی شده اند (کاووسی و همکاران، ١٣٩٠) (رجوع شود به شکل ٤,١٣).

منبع: تیم پروژه جایکا براساس مصاحبه با صیادان. تصاویر از گوگل ارث

شکل ٤/١٣ پراکندگی مرجان های سخت در جزیره قشم (نقاط زرد رنگ)

یکی از منحصر به فرد ترین بسترهای مرجانی نرم خلیج فارس که به گویش محلی گشر پشت نام دارد، در آبهای عمیق جنوب جزیره قشم در اعماق بین ٤٠ تا ٦٠ متری واقع است. (نمین صمیمی و ون آف وگن، ١٣٨٨، اداره محیط زیست سازمان منطقه آزاد قشم).

٢) *نتایج مطالعه میدانی*

جدول ٤,١٠ میانگین نرخ پوشش مرجانی در سه ایستگاه کووه ای، سوزا و سلخ را که از طریق مطالعه زیرآبی به دست آمده اند را نشان می دهد..

به طور کلی لایه موجود در کووه ای یک بستر گل ماسه ای است، از این رو هیچ مرجان سختی وجود ندارد. اما یک لایه سنگی روبروی روستای کووه ای در عمق ٦ متری وجود دارد که حدود ٢٠% آن در نقاطی با مرجان های نرم پوشیده شده است. سلخ نیز دارای بستر گل ماسه ای مشابهی است و به جز در ایستگاه سلخ ٥ که در آن مرجان ها خارج از بندرگاه صیادی و روی دیوار سنگی وجود دارند، امکان رشد مرجان های سخت وجود ندارد. مهمترین نقطه مرجانی در این مطالعه سوزا ٥ است.

جدول ٤/١٠ میانگین نرخ پوشش مرجان، جلبک دریایی و اسفنج دریایی

واحد: %

	مرجان سخت	مرجان نرم	جلبک دریایی	اسفنج	لایه اصلی
درگهان ٢	0	0	١٥	0	ماسه
درگهان ٣	0	0	1٠	0	ماسه
درگهان ٥	0	0	1٧	0	ماسه، صخره
سوزا ١	0	0	5٣	0	ماسه، صخره
سوزا ٢	0	0	1	0	ماسه، صخره
سوزا ٥	9	0	1	0	ماسه، صخره
سلخ ١	0	0	5	0	ماسه
سلخ ٢	0	0	5	3	ماسه، صخره
سلخ ٥	1١	1٥	0	0	صخره

منبع: تیم پروژه جایکا

جدول ٤,١١ لیست گونه های مرجانی و وضعیتشان در لیست قرمز IUCN را نشان می دهد. در این مطالعه سه گونه "آسیب پذیر" شناسایی شدند.

جدول ٤/١١ لیست گونه های مرجانی شناسایی شده در مطالعه میدانی

لیست قرمز IUCN	سلخ	سوزا	گونه مرجانی
LC	X	X	Dipsastraea favus
VU	X	X	Psammocora stellata

لیست قرمز IUCN	سلخ	سوزا	گونه مرجانی
LC	-	X	Acanthastrea echinata
LC	-	X	Acropora downingi

Platygyra daedalea	X	-	NT
Favites pentagona	X	X	LC
Plesiastrea versipora	X	-	LC
Pavona decussata	X	X	VU
Stylophora pistillata	X	-	NT
Turbinaria reniformis	X	-	VU

Acropora clathrata	X	-	LC
Platygyra acuta	X	X	NT
Porites lobata	X	X	NT
Porites lutea	X	X	LC
Cyphastrea microphthalma	X	X	LC
Cyphastrea chalcidicum	X	-	LC
Dipsastraea speciosa	X	X	LC

نکته: LC: کمترین نگرانی، NT: نزدیک به وضعیت خطرناک، VU: آسیب پذیر

منبع: تیم پروژه جایکا

(٤) سایت تخم گذاری لاک پشت های دریایی

وضعیت سایت تخم گذاری لاک پشت های دریایی نیز از طریق مصاحبه مطالعه شد.جدول ٤/١٢ بر اساس مصاحبه تعداد دفعات دیدن لاک پشت های دریایی را نشان می دهد. اکثر صیادان لاک پشت دریایی را دیده اند. اسم گونه ها ممکن است قابل اتکا نباشد زیرا با جزئیات شناسایی نشده اند. ٤٩ درصد صیادان اعتقاد دارند که تعداد لاک پشت های دریایی کاهش داشته است.

جدول ٤/١٢ شمار لاک پشت های دریایی رویت شده

واحد:%

	لاک پشت دریایی مشاهده شده و وضعیت آن	کووه ای	سلخ	سوزا	برآیند
		٩٥	٩٣	٩٠	٩٢
تعداد گونه های مشاهده شده	١ گونه (غیرقابل تشخیص)	٢٥	٤٨	٣	٢٥
	٢ گونه	٠	١٣	١٠	٩
	سه گونه و بیشتر	٠	٣	١٠	٥
گونه های مختلف لاک پشت های مشاهده شده	لاک پشت دریایی پوزه عقابی	١٥	١٣	١٠	١٣
	لاک پشت دریایی پشت چرمی	٥	٣	٣	٤
	لاک پشت دریایی پهن	٥	٠	٠	١
	لاک پشت دریایی سبز	١٠	١٠	٢٨	١٦
	لاک پشت دریایی زیتونی	١٠	٧	١٤	١٠
تفاوت در وضعیت از گذشته تاکنون	کاهش اندازه	٥	٠	٠	١
	کاهش تعداد	٥٥	٤٧	٤٨	٤٩
	افزایش تعداد	٠	١٣	٢٤	١٤
	بدون تغییر	٤٠	٣٠	٢٤	٣٠

منبع: تیم پروژه جایکا

روستای شیب دراز و هنگام معمولا به عنوان سایت تخمگذاری شناخت می شوند. البته در مصاحبه انجام شده چند سایت دیگر نیز گزارش شدند (رجوع شود به جدول ٤/١٣). شکل ٤/١٤ مکان تخم گذاری را نشان می دهد.

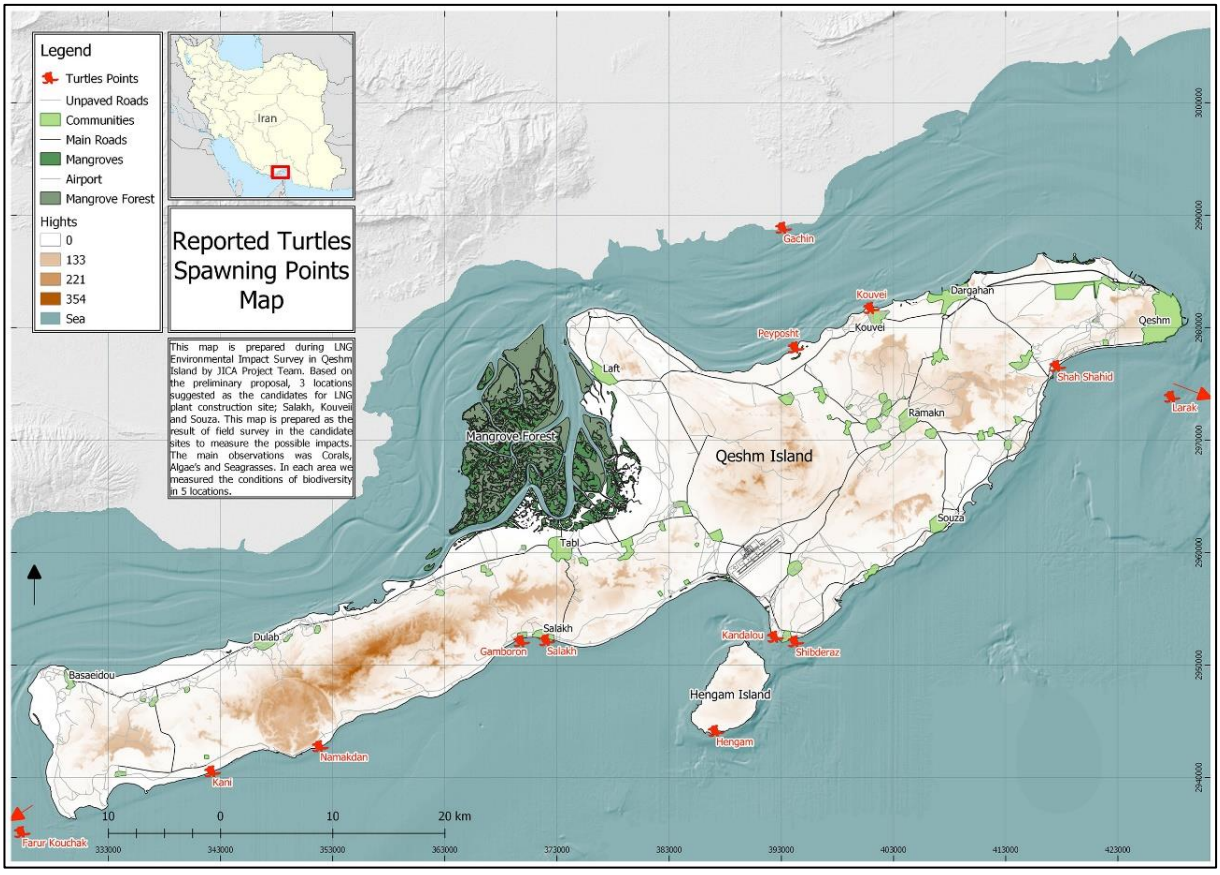
جدول ٤/١٣ وضعیت تخم گذاری لاک پشت های دریایی

واحد:%

	محل تخم گذاری	کووه ای	سلخ	سوزا	مجموع
محل های تخم گذاری لاک پشت	آگاهی	٦٠	٨٣	٧٦	٧٥
	پی پشت	١٠	٠	٠	٣

دریایی	کووه ای	۱۰	۰	۰	۳
	گچین	۱۰	۰	۰	۳
	جزیره لارک	۰	۰	۱٤	٥
	سلخ	٥	۳۰	۰	۱۳
	کندالو	٥	۰	۰	۱
	لایه شنی	۲۰	۱۳	۲٤	۱۹
	شیب دراز	۳۰	۷۰	٦٦	٥۸
	جزیره هنگام	۰	٤۳	۲۸	۲۷
	شاه شهید (در گذشته)	۰	۰	۲۱	۸
	کانی	۰	۷	۰	۳
	نمکدان	۰	۲۷	۳	۱۱
	فارور کوچک	۰	۳	۰	۱
	گمبرون	۰	۷	۰	۳
فصل تخم گذاری	مارس تا آوریل	٥	۲۰	۷	۱۱
	آوریل تا می	٥	۰	۰	۱
	نوامبر تا ژانویه	۱٥	۰	۱۷	۱۰
	نیمه دوم سال	٥	۳	۰	۳
	بهار	٥	۲۷	۱۷	۱۸
	تابستان	۰	۲۳	۱۰	۱۳
	زمستان	۰	۰	۱۰	٤

منبع: تیم پروژه جایکا

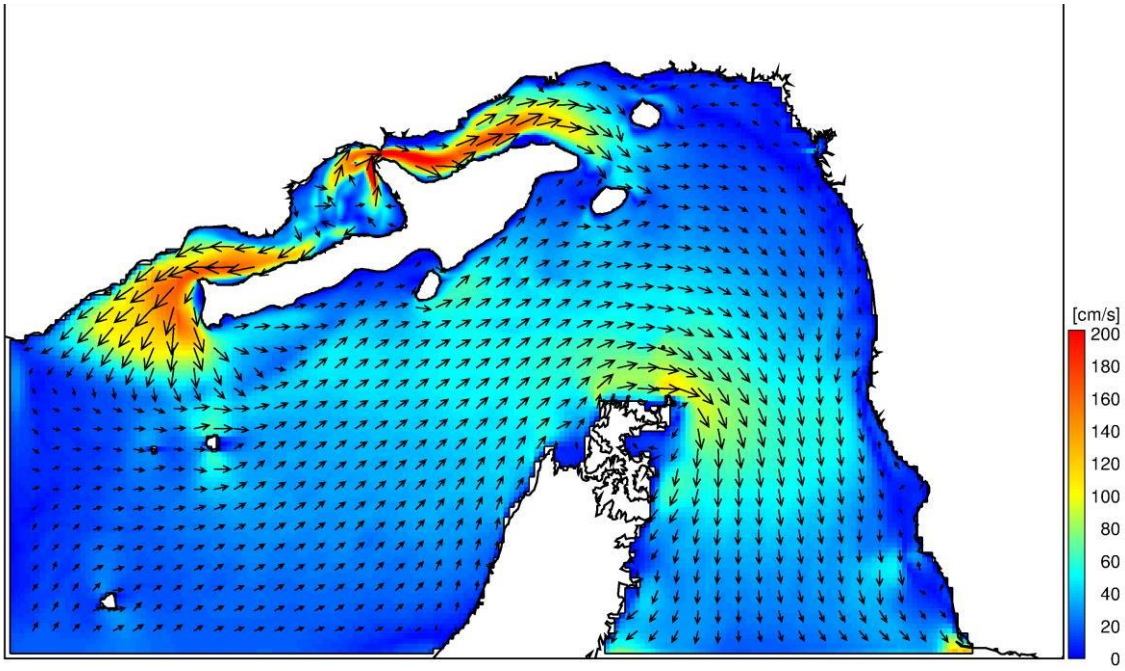


منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ٤/١٤ موقعیت تخم گذاری لاک پشت دریایی

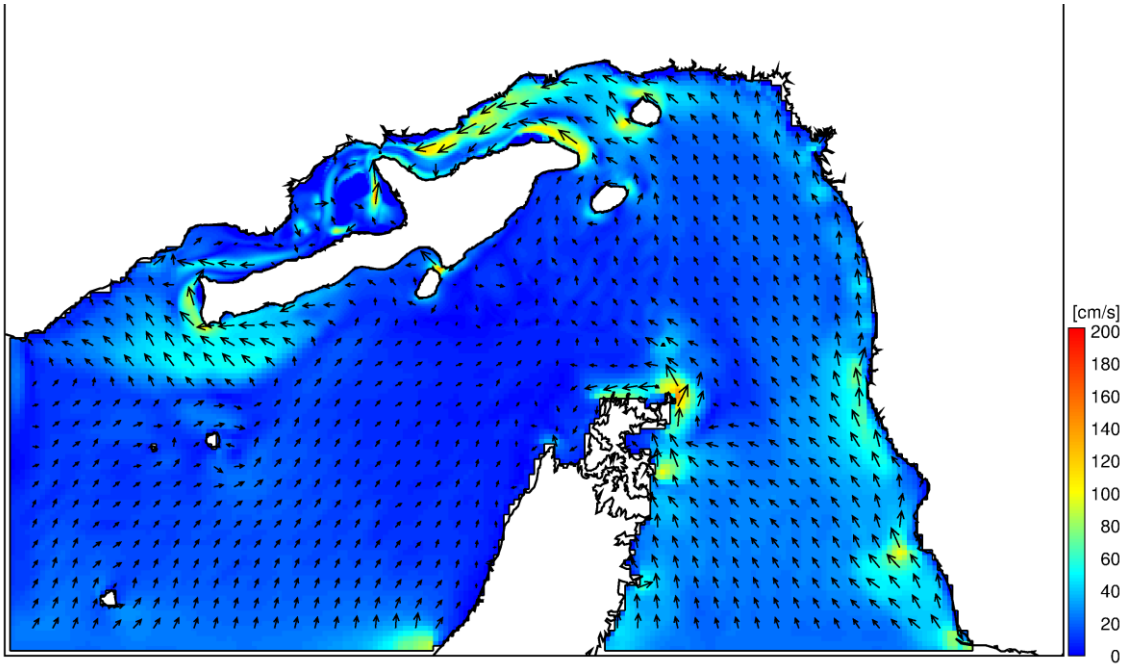
(٥) جریان جزر ومدی

روند جریان های جزر و مدی مبتنی بر شبیه سازی در شکل های ٤,١٥ تا ٤,١٨ نشان داده شده اند. جزئیات اطلاعات استفاده شده برای شبیه سازی در پیوست ٤ و پیوست ٧ موجود هستند. در منطقه درگهان، جریان های متقابل قوی مشاهده شده است. سرعت فعلی در سوزا و سلخ کمتر از درگهان و مسیر اصلی آن به سمت غرب است.



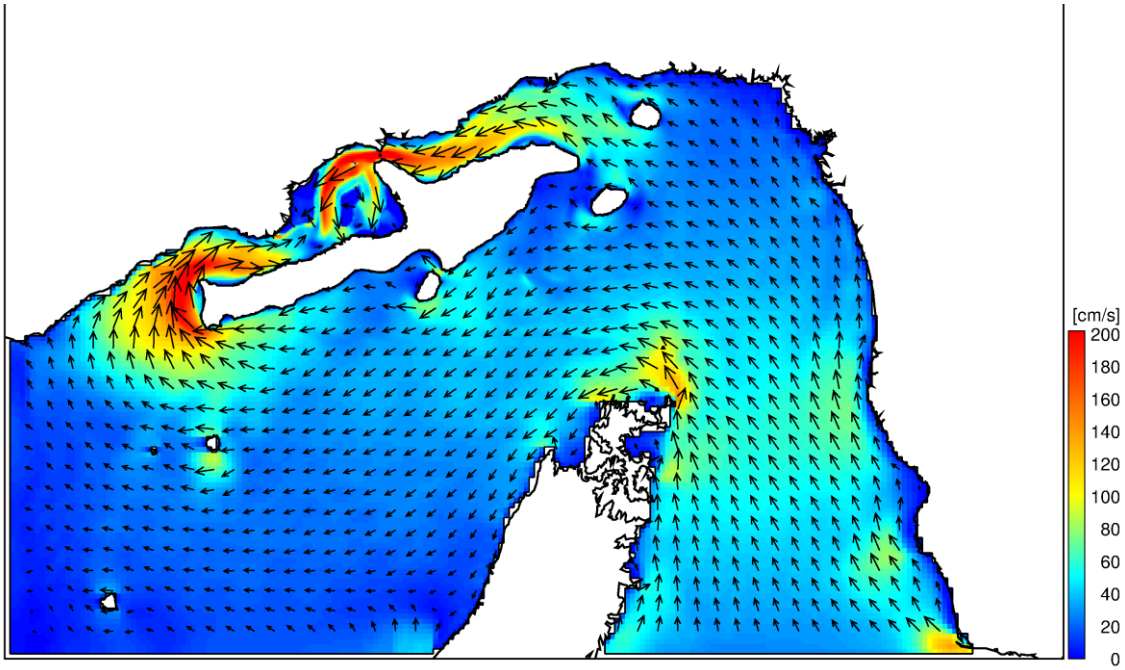
منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ٤/١٥ الگوی جریان جزر و مدی (Ebb Tide)



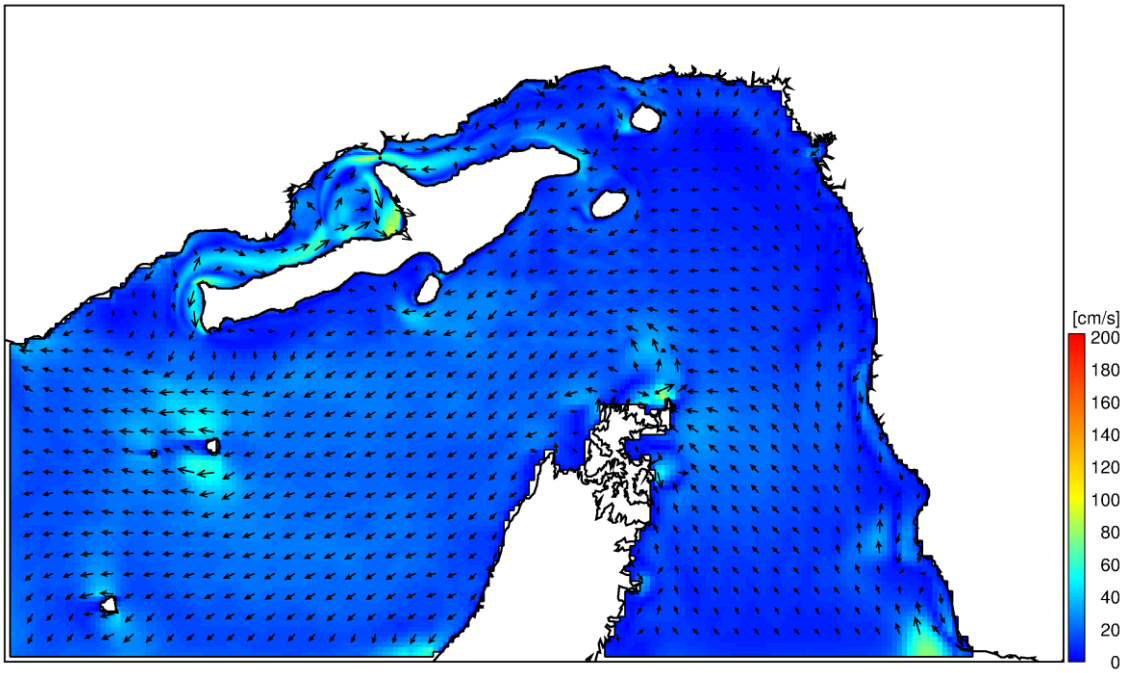
منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ٤/١٦ الگوی جریان جزر و مدی (جزر)



منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ٤/١٧ الگوی جریان جزر و مدی (Flood Tide)



منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ٤/١٨ الگوی جریان جزر و مدی (مد)

(٦) فرسایش ساحلی

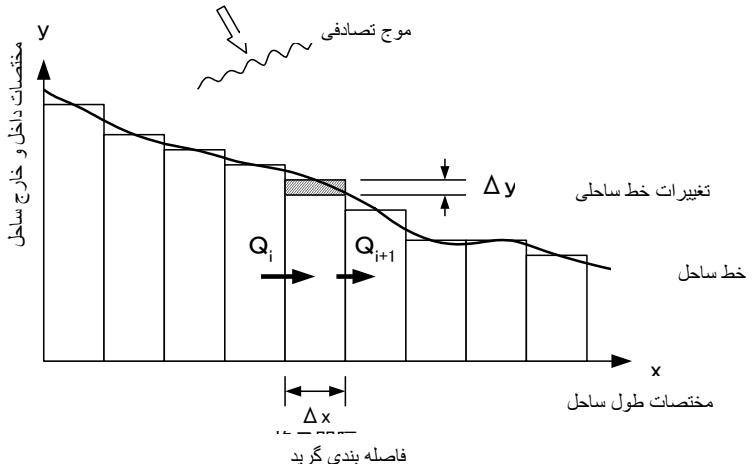
١) *روش شناسی*

ارزیابی تاثیر فرسایش ساحلی ناشی از توسعه کارخانه LNG از طریق شبیه سازی شمارشی برای پیش بینی تغییرات بلند مدت خط ساحلی برپایه تئوری تک-خطی (One-line theory) انجام شد. تئوری تک خطی برپایه مفهوم تعادل انتقال رسوبات ساحلی بوده و در جایی که انتقال رسوبات ساحلی علت اصلی تغییرات مشخصه های ساحل است اعمال می شود. مفهوم نظری شبیه سازی شمارشی استفاده شده جهت پیش بینی تغییرات امتداد ساحل به صورت خلاصه در پایین تشریح شده است.

دستگاه مختصات نشان داده شده در شکل ٤,١٩ در روش شبیه سازی شمارشی جهت پیش بینی تغییرات ساحلی استفاده می شود.ارتفاع موج تصادفی و جهت موج در نقطه شکست موج از طریق شبیه سازی شمارشی میدان موج محاسبه می شوند. ارتفاع موج و جهت موج به منظور به دست آوردن نرخ انتقال رسوب ساحل Q در امتداد ساحل مورد استفاده قرار می گیرد.

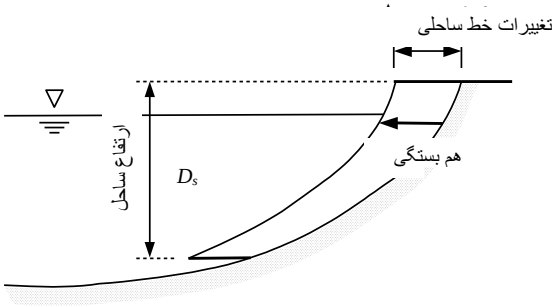
نرخ تغییر خط ساحل از اختلاف ورودی و خروجی انتقال رسوبات ساحل به دست می آید (Qi+١-Qi). حرکات دریایی ساحل، به عبارت دیگر به هم پیوستگی هنگامی اتفاق می افتد که ورودی بیشتر از خروجی باشد و در واقع فرسایش رخ دهد.

جهت محاسبه نرخ تغییرات خط ساحلی، پروفایل مقطع عرضی ساحل جهت حفظ پروفایل اصلی در صورت رخ دادن حرکات درون و برون ساحلی مورد استفاده قرار می گیرد که می توانید در شکل ٤,٢٠ ببینید.



منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ٤/١٩ سیستم مختصات مدل شبیه ساز عددی تئوری یک خطی



منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ٤/٢٠ تصویر شماتیک مفهوم پایه تغییرات خط ساحلی در مدل شبیه سازی عددی

چکیده ای از مدل پیش بینی تغییرات ساحلی در زیر آمده است.

<u>معادلات پایه:</u>

مدل تک خطی که از یک خط ساحلی به عنوان بیان کننده وضعیت کل فرایند ساحلی ناشی از تاثیرات موج استفاده می کند به کار گرفته شده است. معادله پایه در معادله (١) نشان داده شده است:

$$\frac{\partial Q}{\partial x} + D_S \frac{\partial y}{\partial t} = 0 \qquad (1)$$

که Q برآیند نرخ انتقال رسوبات ساحلی شامل خلاء بوده، x و y مختصات مسیر به سمت و دور از ساحل (در صورت حرکت به دور از ساحل مثبت خواهد بود)، Ds ارتفاع ساحل (نشان دهنده عمق فرایند ساحل) و t مدت زمان فعالیت موج می باشند.

برآیند نرخ انتقال رسوبات ساحلی:

برآیند نرخ انتقال رسوبات ساحلی ناشی از فعالیت موج از طریق مدل قدرتی (Power Model) نشان داده شده در معادله (٢) محاسبه می شود که این فرضیه را تقویت می کند که انتقال رسوبات ساحلی متناسب با اجزای ساحلی شار انرژی موج در نقطه شکست موج می باشد.

$$Q = K \frac{(Ec_g)_B \sin \alpha_{B_s} \cos \alpha_{B_s}}{(\rho_S - \rho) g (1 - \lambda_V)} \qquad (2)$$

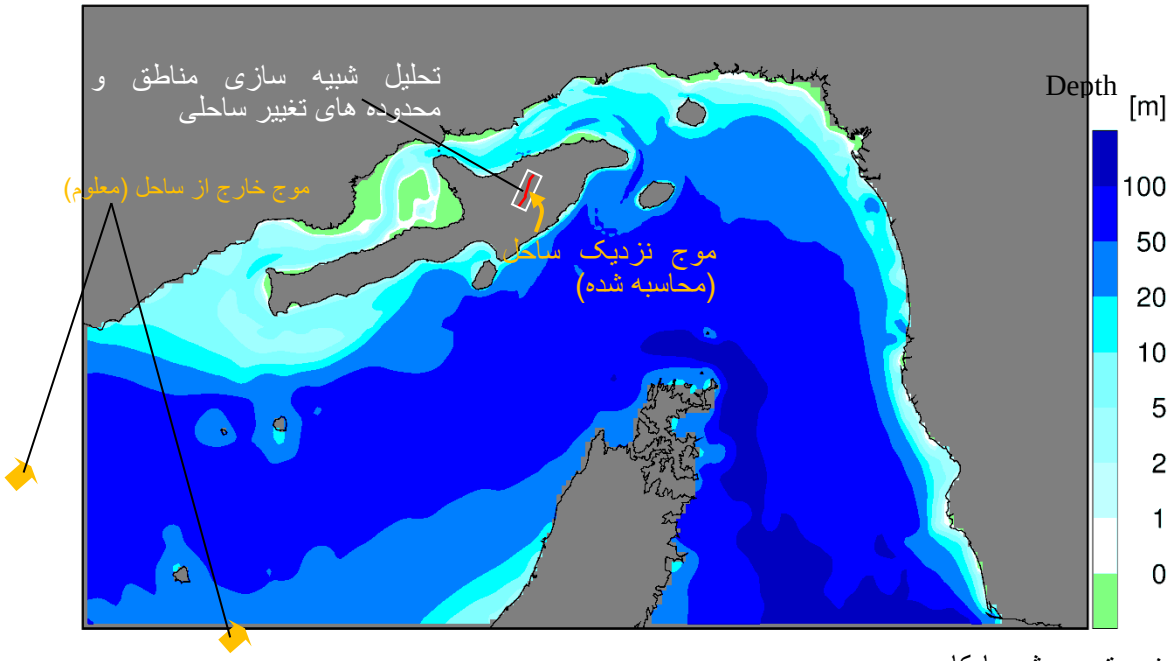
که $(Ec_g)_B$ شارش انرژی موج در نقطه شکست موج است که از طریق محصول تراکم انرژی موج به ازای هر واحد منطقه و حجم گروه نشان داده شده در معادله (۳) محاسبه می شود. α_{Bs} جهت موج تصادفی است که از طریق زاویه بین خط ساحلی و خط هلالی موج در نقطه شکست موج محاسبه می شود، E_B و c_{g_B} برآیند انرژی موج و حجم گروه موج می باشند، g شتاب جاذبه ای است، λ_v نرخ خلا است، K ثابت غیرابعادی (non-dimensional)، ρs تراکم خاک و ρ تراکم آب دریاست.

$$(Ec_g)_B = c_{g_B} \cdot \frac{1}{8} \rho g H_B^{\,2} \quad (3)$$

که H_B ارتفاع موج در حال شکستن است.

۲) *محدوده تحلیل شده*

شکل ٤,۲۱ محدوده تحلیل شده با استفاده از شبیه سازی تغییرات خط ساحلی و موج را نشان می دهد. همان طور که در شکل ٤,۲۱ آمده است محدوده ای که قرار است با استفاده از پوشش امواج تحلیل شود همان محدوده ای است که باید برای شرایط هیدرولوژیکی تحلیل شود. محدوده موج خارج از ساحل بر روی مرز فضای باز خارج از ساحل تعیین می شود. در سوی دیگر محدوده ای که باید با استفاده از مدل پیش بینی تغییرات ساحلی تحلیل شود می بایست پوشش دهنده مناطق باریک اطراف سایت های کاندید کارخانه LNG باشند.



منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ٤/۲۱ منطقه هدف تحلیل برای شبیه سازی تغییرات خط ساحلی و موج

۳) *داده های ورودی*

داده هایی که به عنوان ورودی برای شبیه سازی شمارشی تغییرات ساحلی مورد استفاده قرار گرفته اند در پایین ارائه شده اند.

جدول ٤/۱٤ استفاده از داده ها و مقادیر تنظیم برای شبیه سازی تغییرات خط ساحلی

آیتم	داده (مقدار تنظیمات)	منبع	توضیحات
توپوگرافی دو بعدی خط ساحلی	گوگل ارث	گوگل ارث	تصویر ماهواره ای
ارتفاع و جهت موج در مرزهای خارج از ساحل	• جهت باد در حالت عادی: W • جهت باد در تابستان: ESE	نتایج شبیه سازی موج توسط تیم پروژه جایکا	• ۰,۵ درجه رزولوشن فضایی • Lat: ۲۶,۰°N, Lon: ۵۵,۰°E • رجوع شود به پیوست ۵
قطر رسوبات ساحل	-	تیم پروژه جایکا	رجوع شود به پیوست ۲

٤) *نتایج*

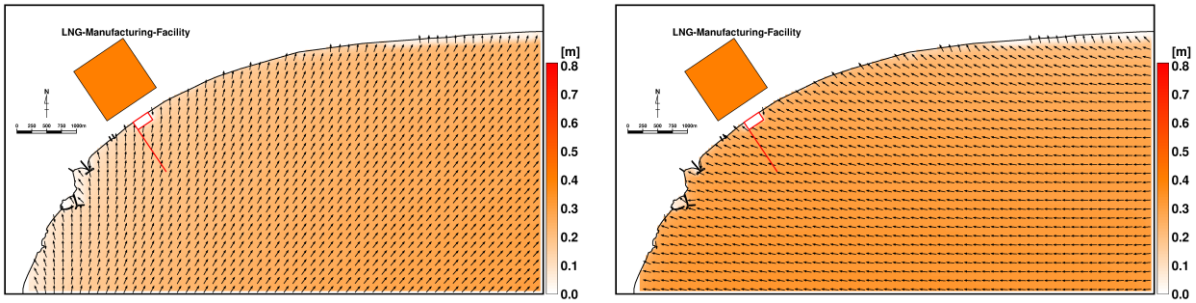
تغییرات ساحلی ناشی از احداث کارخانه LNG با زمین اصلاح شده شبیه سازی شد. تغییرات ساحلی عمدتا ناشی از تغییر موجی که رسوبات ساحلی را حرکت می دهد می باشد. تصاویر ٤/٢٢ تا ٤/٢٤ نتایج شبیه سازی امواج را نشان می دهند. تغییرات میدان موج نشات گرفته از ساخت و ساز انجام شده در زمین احیا شده (۳۰۰ متر در ۱۵۰ متر) که به عنوان سایت شروع به کار کمکی در ساحل استفاده می شود می باشند.

جدول ٤,١٥ به طور خلاصه به فرسایش ساحلی پیش بینی شده و اقدامات کاهشی در صورت احداث کارخانه می پردازد.

جدول ٤/١٥ خلاصه فرسایش ساحلی پیش بینی شده و اقدامات کاهشی درصورت احداث کارخانه

منطقه	فرسایش ساحلی	اقدام کاهشی
شمال سوزا	حدود ۵ متر عقب رفتگی خط ساحلی روبروی هتل در سمت غربی کارخانه	احداث اسکله شناور جهت پشتیبانی سایت شروع کار به جای زمین مدنظر
جنوب سوزا	تقریبا ناموجود	-
سلخ	فرسایش محلی با عمق بیش از ۱۰ متر در اطراف اسکله موجود در سمت غربی کارخانه	الحاق زمین مدنظر به اسکله موجود

منبع: تیم پروژه جایکا

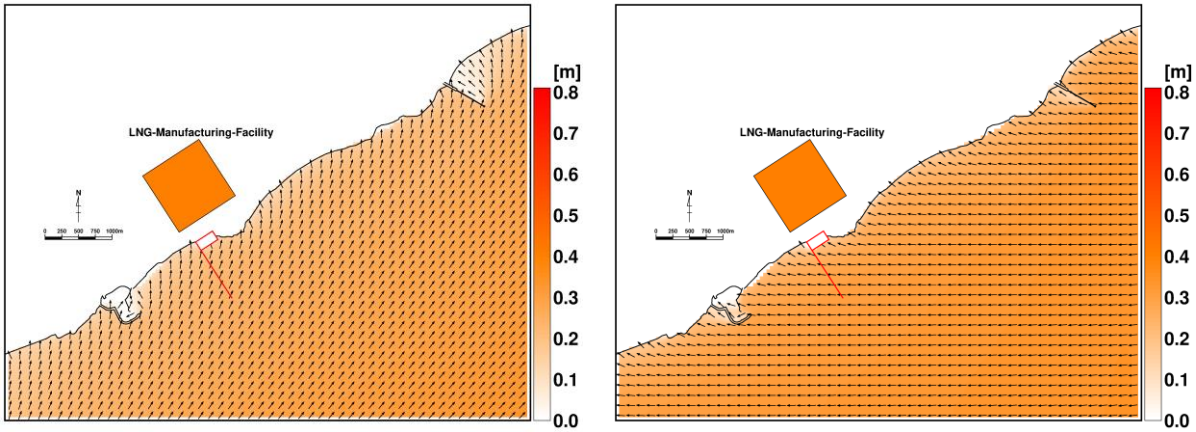


(۲) میانگین موج در تابستان (جولای تا سپتامبر)

(۱) میانگین موج در شرایط طبیعی (ژانویه تا ژوئن و اکتبر تا دسامبر)

منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ٤/٢٢ نتایج محاسبه شده ارتفاع و جهت موج (شمال سوزا)

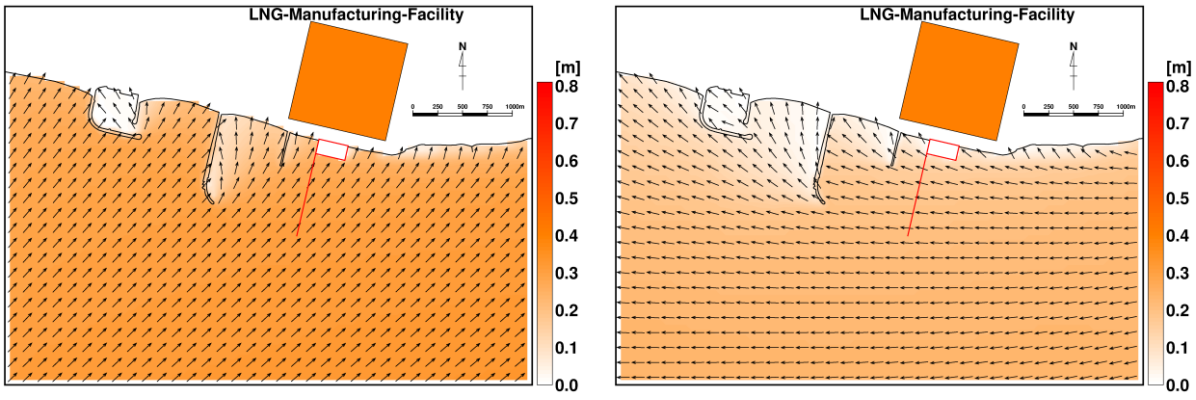


(۲) میانگین موج در تابستان (جولای تا سپتامبر)

(۱) میانگین موج در شرایط طبیعی و عادی (ژانویه تا ژوئن و اکتبر تا دسامبر)

منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ٤/٢٣ نتایج محاسبه شده از ارتفاع و جهت و موج (جنوب سوزا)

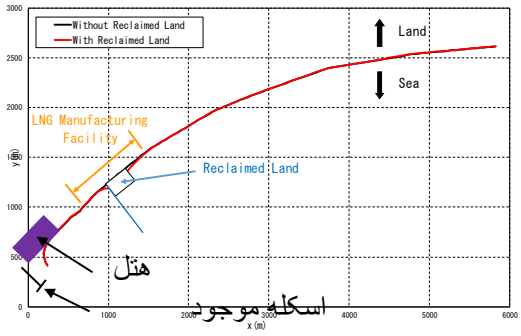


(۲) میانگین موج در تابستان (جولای تا سپتامبر)

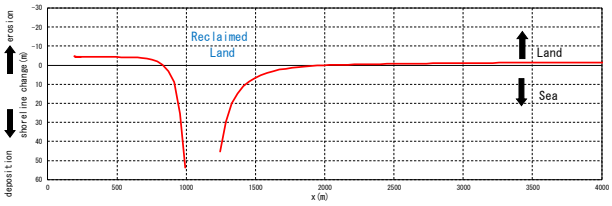
(۱) میانگین موج در شرایط طبیعی (ژانویه تا ژوئن و اکتبر تا دسامبر)

منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ٤/٢٤ نتایج محاسبه شده ارتفاع و جهت موج (سلخ)



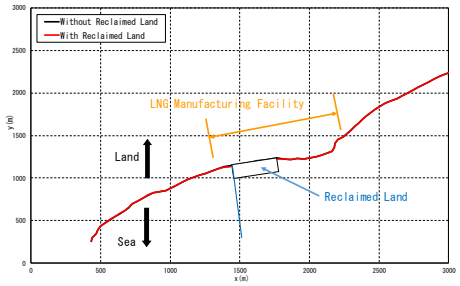
(۱) نتایج محاسبه شده تغییرات خط ساحلی



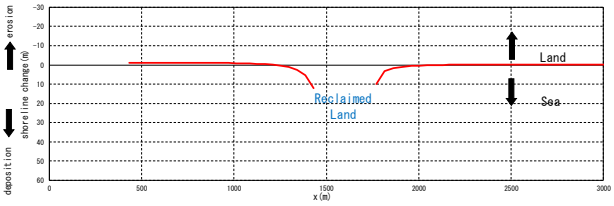
(۲) میزان تغییرات خط ساحلی در آینده

منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ٤/٢٥ تغییرات خط ساحلی ناشی از احداث تاسیسات تولید LNG در زمین تعیین شده (شمال سوزا)



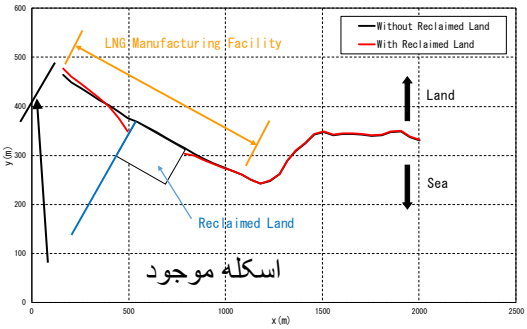
(1) Calculated Result of Shoreline Change



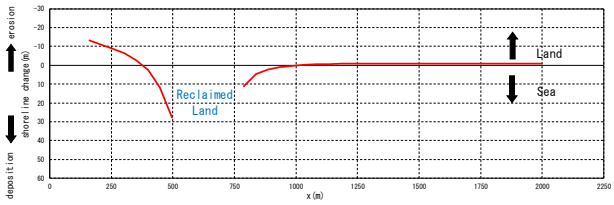
(۲) Shoreline Change Amount in Future

منبع: تیم پروژه جایکا

تصویر ٤/٢٦ تغییر خط ساحل به دلیل تاسیس LNG با زمین استحصال شده (جنوب سوزا)



(۱) نتایج محاسبه شده تغییرات خط ساحلی



(۲) تغییرات خط ساحلی در آینده

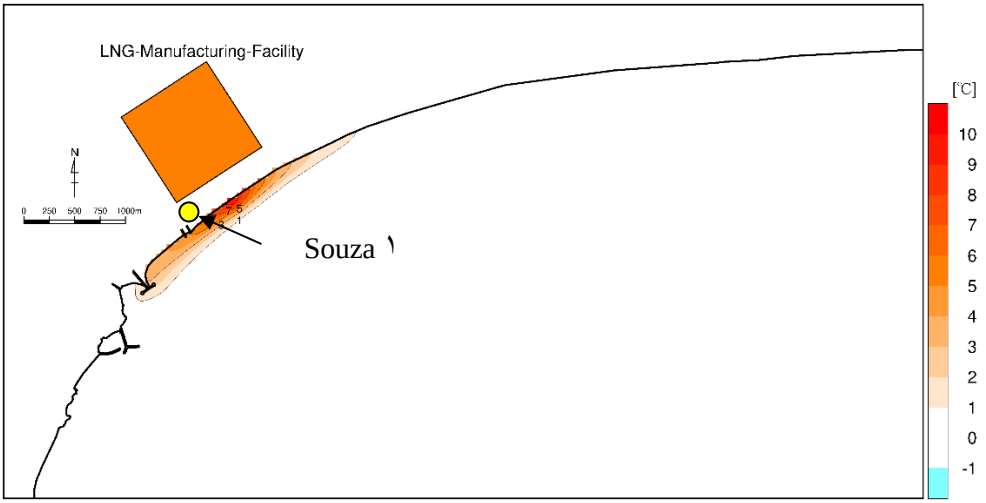
منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ٤/٢٧ تغییرات خط ساحلی ناشی از احداث تاسیسات تولید LNG در زمین تعیین شده (سلخ)

(۷) انتشار آب گرمایی

محدوده انتشار آب گرمایی از کارخانه نیز شبیه سازی شد. جزئیات آن در پیوست ٦ آمده است. تصاویر ٤,٢٨ تا ٤,٣٠ نتایج شبیه سازی هر محل مطالعه را نشان می دهند. از آن جایی که جنوب سوزا بعد از مطالعه میدانی پیشنهاد شد، مطالعه زیرآبی برای این مکان انجام نشد. اگرچه کاوش غواصی این مکان در آوریل ۲۰۱٦ صورت گرفت.

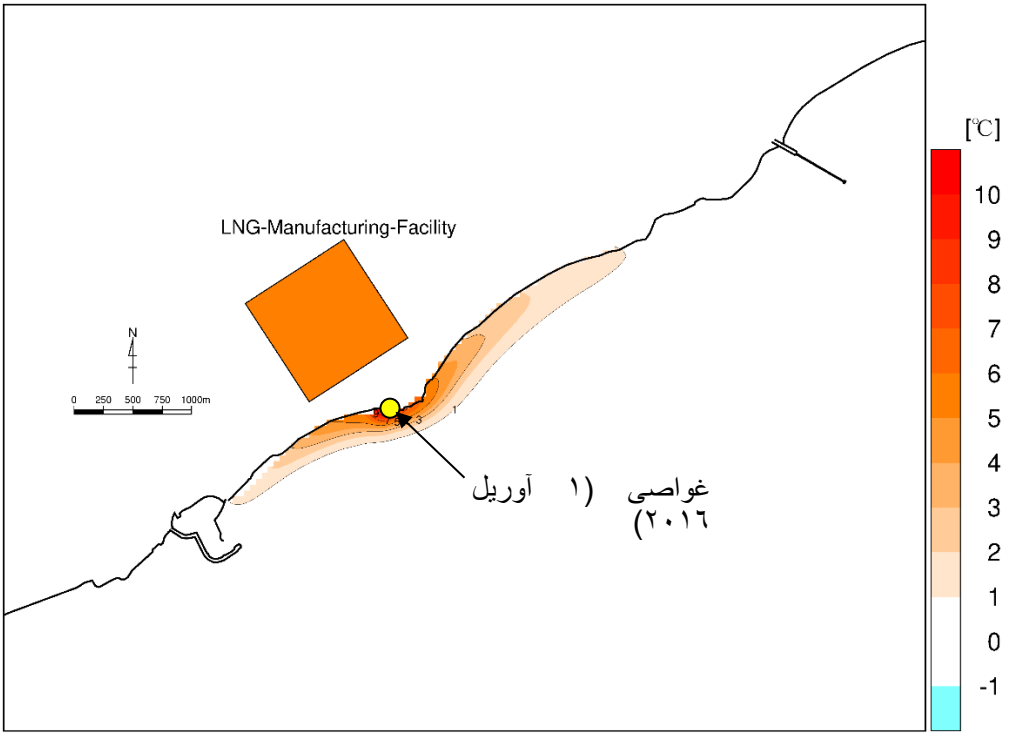
آب گرمایی در امتداد خط ساحلی منتشر می شود. از مرکز تخلیه، فاصله انتشار ۱درجه سانتیگراد بالاتر از دمای آب محیطی به ترتیب در ۱ کیلومتری شمال سوزا، حدود ۲ کیلومتری جنوب سوزا و ۱,۵ کیلومتری سلخ می باشد.



نکته: نقطه زرد محل محل مطالعه اکوسیستم را نشان می دهد.

منبع: تیم پروژه جایکا

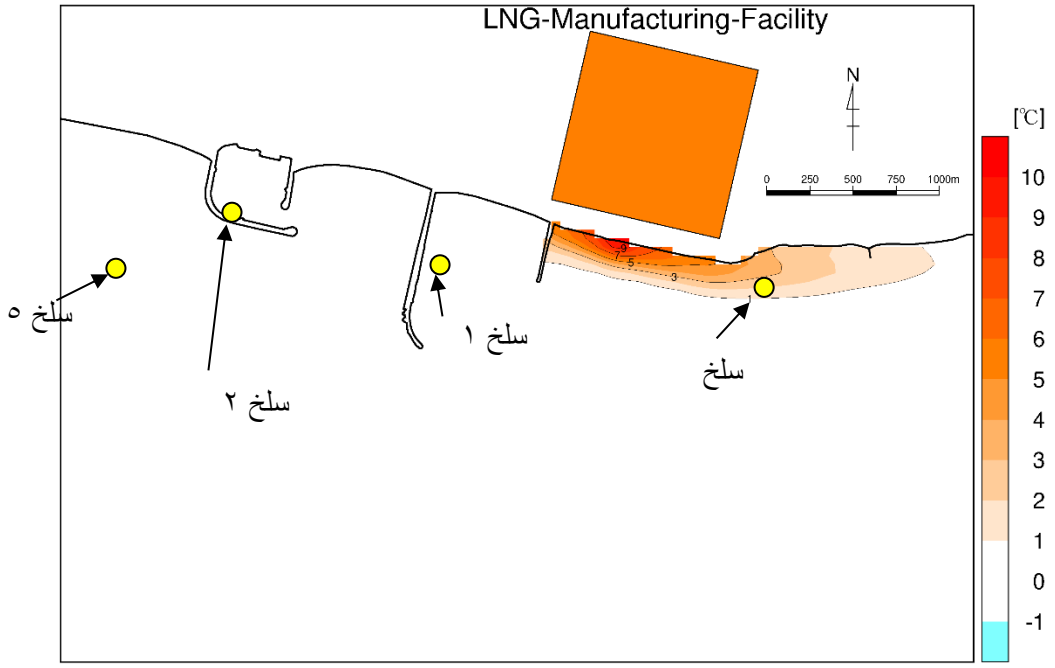
شکل ٤/٢٨ انتشار آب گرمایی (شمال سوزا)



نکته: نقطه زرد محل مطالعه اکوسیستم را نشان می دهد.

منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ٤/٢٩ انتشار آب گرمایی (جنوب سوزا)



نکته: نقطه زرد محل مطالعه اکوسیستم را نشان می دهد.

منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ٤/۳۰ انتشار آب گرمایی (سلخ)

٤,۳,۳ تاثیرات بر اکوسیستم و جمع بندی

(۱) تاثیرات بر اکوسیستم

جدول ٤,۱٦ به طور کیفی تاثیرات پیش بینی شده بر اکوسیستم را که از طریق مطالعه میدانی و در محدوده نفوذ آب گرمایی به دست آمده اند به صورت خلاصه تشریح می کند. از آنجایی که محل صیادی و محل تخم ریزی ماهیان بر اساس گفته های صیادان خارج از ساحل می باشد از این رو تاثیرات مستقیمی وجود نخواهد داشت. البته از آن جایی که بستر جلبک دریایی در سوزا ۱، سلخ و سلخ ۱ رشد می کند، ممکن است در آینده محل صید و تخم ریزی ماهی ها با کمتر شدن بستر جلبک دریایی به دلیل تاثیر آب گرمایی تحت تاثیر قرار گیرند.

در جنوب سوزا و هنگام کاوش میدانی در آوریل ۲۰۱٦ مرجانهایی یافت شدند که البته میزان پوشش آنها پایین است. از این رو ممکن است نیاز به اقدامات کاهشی وجود داشته باشد اگر جنوب سوزا به عنوان سایت احداث کارخانه LNG در نظر گرفته شود.

کووه ای در بخش شمالی جزیره قرار دارد و هیچ محل صید و یا تخم ریزی ماهی در آن جا گزارش نشده است. در میان سایت های مدنظر کووه ای از تاثیرپذیری پایین تری برخوردار است، اگرچه وجود بسترهای علف دریایی در آنجا گزارش شده است.

جدول ٤/١٦ خلاصه اکوسیستم های تحت تاثیر احداث کارخانه

محدوده	محل مطالعه	علف دریایی/جلبک دریایی	مرجان	ساحل لاک پشت ها	محل صیادی/ تخم ریزی ماهی ها
شمال سوزا	سوزا ١	++	-	-	-
جنوب سوزا	غواصی ١	-	+	-	-
سلخ	سلخ	++	-	-	-
	سلخ ١	+	-	-	-

نکته: +++ تاثیر زیاد، ++: تاثیر متوسط، +:تاثیر جزئی، -: اکوسیستمی وجود ندارد.

منبع: تیم پروژه جایکا

به عنوان یک کل، جدول ٤,١٧ نشان دهنده قیاس تاثیرات زیست محیطی کارخانه LNG بر اکوسیستم است.

جدول ٤/١٧ مقایسه تاثیرات زیست محیطی کارخانه بر اکوسیستم

	کووه ای	شمال سوزا	جنوب سوزا	سلخ
علف دریایی/جلبک دریایی	++	+++	-	++
مرجان	-	-	+	-
محل صید/ تخم ریزی ماهی	-	-	-	-
ساحل لاک پشت ها	-	-	-	-

نکته: +++ تاثیر زیاد، ++: تاثیر متوسط، +:تاثیر جزئی، -: اکوسیستمی وجود ندارد.

منبع: تیم پروژه جایکا

(٢) نتیجه گیری و توصیه ها

در میان ٤ سایت کاندید، کووه ای کمترین تاثیر را می پذیرد. البته این مکان پتانسیل رشد بستر علف دریایی که در آبهای آرام رشد می کند را دارد. در بخش جنوبی جزیره قشم، جنوب سوزا ممکن است کمترین تاثیرپذیری را داشته باشد، اگرچه در مطالعه میدانی گذشته مرجان هایی در این قسمت یافت شدند.

از این رو، هر کدام از سایت ها که انتخاب شوند، یک مطالعه دقیق مورد نیاز است. طرح مطالعه توصیه شده به طور خلاصه در جدول ٤,١٨ آمده است.

جدول ٤,١٨ خلاصه مطالعه دقیق

آیتم	روش شناسی	تکرر	توضیحات
علف دریایی/ جلبک دریایی	پراکندگی: مشاهده در غواصی، پژواک صدایی	٤ بار در سال	
تخم/بچه ماهی	نمونه برداری از تور، شناسایی آزمایشگاهی	٤ بار در سال	
مرجان	پراکندگی: مشاهدات غواصی	١ بار در سال	
ساحل تخم گذاری لاک پشت ها	پراکندگی: مصاحبه، مشاهدات	هر هفته (فوریه-ژوئن)	در صورتی که ساحل ماسه ای نزدیک تر باشد.

منبع: تیم پروژه جایکا

اگر سایت کاندید از نظر اکولوژیک مهم و همزمان توسعه آن لازم باشد، در هنگام شروع احداث باید اقدامات کاهشی و جبرانی تدارک دیده شوند. به عنوان مثال

- فاصله زیاد خروجی تخلیه آب گرمایی تا خارج از بستر جلبک/علف دریایی یا جوامع مرجانی
- کاشت مرجان (ترنسپلنت) برای جبران نواحی از دست رفته
- نصب پایه های چسبنده مصنوعی برای پولیپ های مرجانی یا تخم های جلبک های دریایی

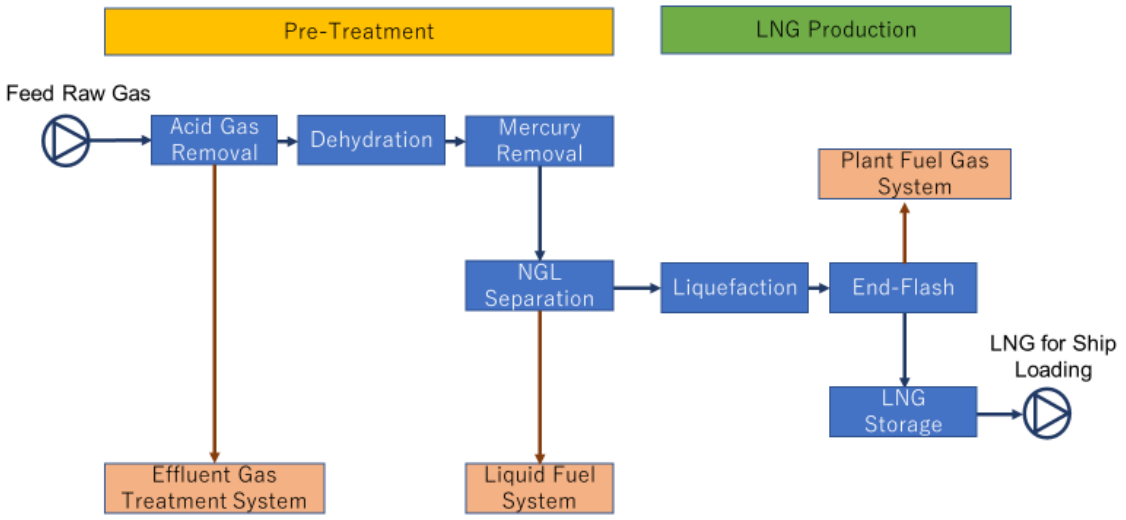
فصل ۵ طراحی و ساخت کارخانه LNG

۵,۱ نمودار تولید LNG در یک بلوک از تاسیسات

داده های کیفی گاز هنوز در اختیار تیم قرار نگرفته است اما فرض را برآن میگیریم که گاز در پالایشگاه تصفیه شده و گاز پرمتانِ درجه خط لوله ای برای پروژه تأمین خواهد شد.

تجهیزات تولید گاز طبیعی مایع از دو بخش متشکل شده است، بخش ماقبلِ تصفیه و بخش تولید LNG.

بخش ماقبل تصفیه شامل زدایش اسید، آب زدایی ، زدایش جیوه و واحد جداسازی NGL میباشد. بخش تولید LNG شامل واحد آبگونه سازی و ذخیره ی LNG است. نمودار گردشی بلوک به ترتیب زیر



است:

منبع: تیم پروژه جایکا

شکل ۵٫۱ نمودار جریان انباشتگی LNG

۵,۲ نقشه ی اولیه Plot Plan (موقتی)

سایت تولید LNG از بخش های زیر تشکیل میشود:

(الف) بخش فرایند(آبگونه سازی)

(ب) بخش ماقبل تصفیه گاز

(پ) بخش آبگونه سازی(سه عدد ترن که یکی برای آینده در نظر گرفته میشود)

(ت) بخش خدماتی

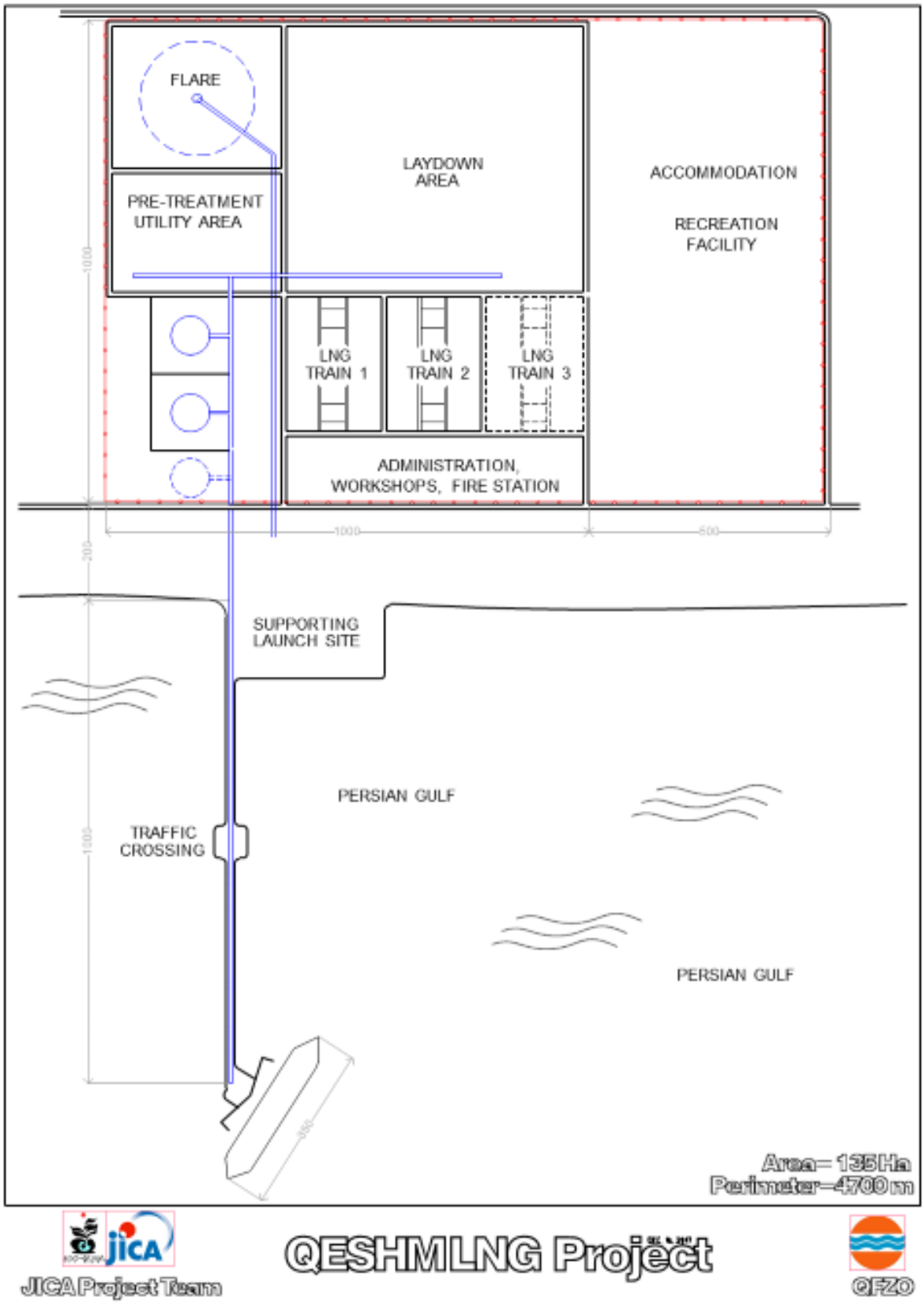
(د) ذخیره و باراندازی (دو تانک ذخیره)

(ذ) سیستم flare

(ر) قسمت اداری و انبار

(ز) وسایل رفاهی (محل سکونت)

حداقل فضای مورد نیاز ۱۰۰۰*۱۰۰۰ متر است. نقش اولیه شامل محل اسکان کارمندان و وسایل تفریح به ترتیب زیر نشان داده شده است.



شکل ۵/۲ نقشه طرح تاسیسات تولید LNG

۵,۳ فرایند آبگونه سازی (میعان)

۵,۳,۱ نظری اجمالی به فناوری آبگونه سازی

تجهیزات آبگونه سازی با اختصاص تقریبی ۳۰ تا ۵۰ درصد کل هزینه هایِ سرمایه گذاری بیشترین میزان سرمایه را در سلسله مراتب هزینه ای LNG به خود اختصاص میدهد. به همین دلیل تلاش های چشم گیری برای ارتقاء کارایی و کاهش هزینه های فناوری آبگونه سازی انجام گرفته است.

یکی از پیشرفت های فناوری حائزاهمیت که بزرگتر شدن ترن LNG را ممکن میسازد پیدایش رانشگر (محرک) های بزرگتر برای کمپرسورهای خنک کننده است. بیشتر تجهیزات قدیمی LNG از کمپرسورهایی استفاده میکردند که به وسیله ی توربین های بخار به حرکت در می آمدند. ولی از اواخر دهه ی ۱۹۸۰ توربین های گازی پیدایش یافته اند و در دسترس قرار گرفته اند. توربین گازی به استفاده ی زیاد از بخار و تجهیزات فشرده کردن احتیاج ندارد؛ به علاوه کارایی ترمودینامیک بهتری از سیستم های بخار از خود نشان میدهد. با این همه، توربین های گازی در دسترس مدل هایِ استانداردی هستند که به آنها Frame میگویند و برای تطبیق دادن کامل آنها با الزامات پروژه نمیتوان آنها را تغییر داد.

تجهیزاتِ سرمایه بر درمقیاس وسیع باید بسیار قابل اطمینان باشند و از تعطیلی طولانی مدت که به اقتصاد ضربه خواهد زد جلوگیری کنند. بنابراین، اپراتور تجهیزات LNG باید تیم عملیاتی و مدیریت پروژه ی باتجربه ای در اختیار داشته باشد، از فناوری و مواد قابل اطمینان و پیمانکارهای مهندسی باصلاحیتی استفاده کند.

۵,۳,۲ تجهیزات آبگونه سازی LNG

تجهیزات آبگونه سازی LNG شامل بخش پیشاتصفیه و آبگونه سازی به قرار ذیل است:

(۱) بخش پیشاتصفیه گاز

در این بخش، ناخالصی های زیان بخش برای فرآیند آبگونه سازی از بین برده میشود. قسمت تصفیه ی گاز شامل واحدهای زیر میباشد:

- **واحد زدایش اسید گاز (AGRU)**
- **واحد آب زدایی**
- **واحد زدایش جیوه**
- **واحد جداسازی گاز طبیعی مایع (NGL)**

۱) *واحد زدایش اسید گاز (AGRU)*

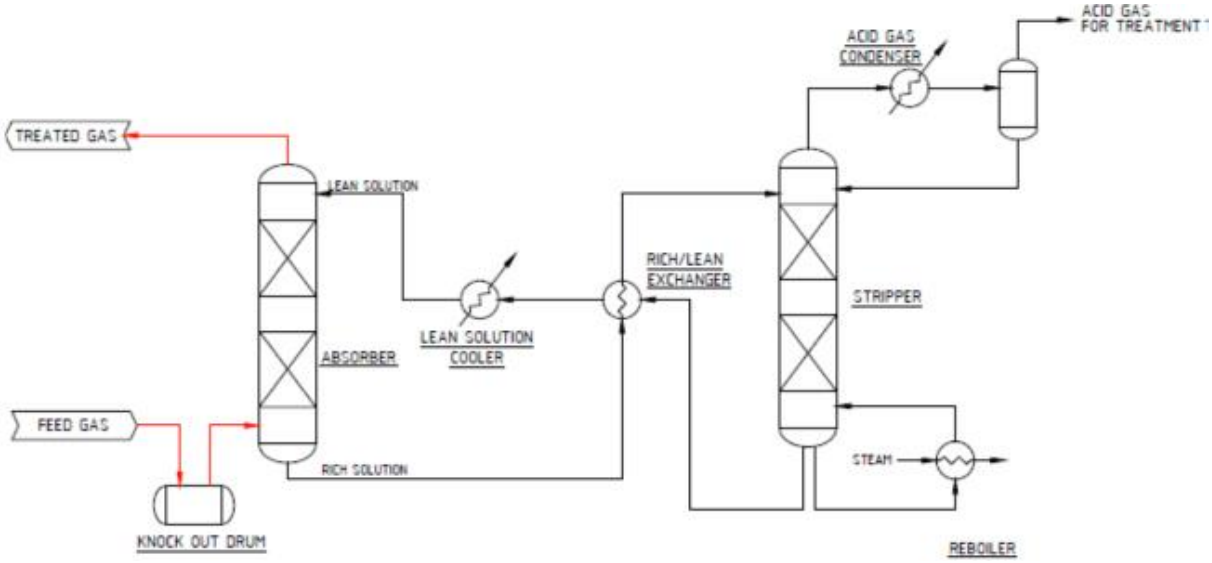
گاز طبیعی مخازن حاوی CO_2 و H_2S و همچنین هیدروکربن است که به آنها گاز اسیدی اطلاق می شود و قبل از روانه کردن به فرآیند آبگونه سازی باید جدا شوند. CO_2 در دمای پایین (-۷۹ درجه سانتیگراد) تبدیل به جامد شده و تجهیزات آبگونه سازی را مسدود و تخریب میکند. H_2S سمی است و در دمای پایین (-۸۵/۵ درجه سانتیگراد) تبدیل به جامد میشود. CO_2 و H_2S در تجهیزات به عمل آوردن در سطح لوله تصفیه میشوند.

با این وجود، سطح چگالی CO_2 باید به کمتر از ۵۰ تا ۱۰۰ ppm و به حد حل پذیری LNG برسد. در LNG چگالی H_2S به کمتر از ٤ ppm محدود است. اسیدزدایی معمولی در شکل ۵/۳ نشان داده شده است.

گازپالایی اسیدهای گاز با یک محلول حلال قابل بازیافت در Absorber انجام میشود. حلال های جاذب یا شیمیایی هستند که کاربرد بیشتری دارند و با اجزاء اسیدی گاز واکنش نشان میدهند و یا فیزیکی که برپایه ی حل پذیری خاص (ترجیحی) اجزای گاز اسیدی میباشد. رایجترین حلال های شیمیایی آلکانول آمین هایی چون متیل-دی-اتانول-آمین(MDEA) هستند. حلال های فیزیکی رایج سِلِکسول(دی-متیل اترهای پلی اتیلن گلیکول) و رکتیسول(متانول) میباشند.

گازی که تغذیه میشود به تهِ یک جاذب جریان پیدا میکند و همزمان حلال ضعیف با جریانی مخالف جریان گاز گذاشته شده وارد بالای جاذب میشود و به این طریق گازهای اسیدی جذب میشوند. گاز تصفیه شده از بالای جاذب خارج شده و به واحد آب زدایی هدایت میشود. همزمان با این فرایند، حلال قوی بعد از مبادله ی دما با جریان حلال ضعیف بازیافت شده به بالای بازیاب راه می یابد و در آنجا کمپلکس های گاز-آمین به وسیله ی حرارت از هم گسسته میشوند(شکند می یابند).

گاز اسیدیِ حاوی CO_2 و H_2S و مقداری آب از بالای استوانه ی برگشت به واحد بعدی مانند واحد بازیابی سولفور انتقال داده میشود. حلال ضعیف دوباره جوشیده از تهِ بازیاب تا دمای حدود ٤٠ درجه سانتیگراد خنک میشود و به بالای جاذب بازیافت میشود.



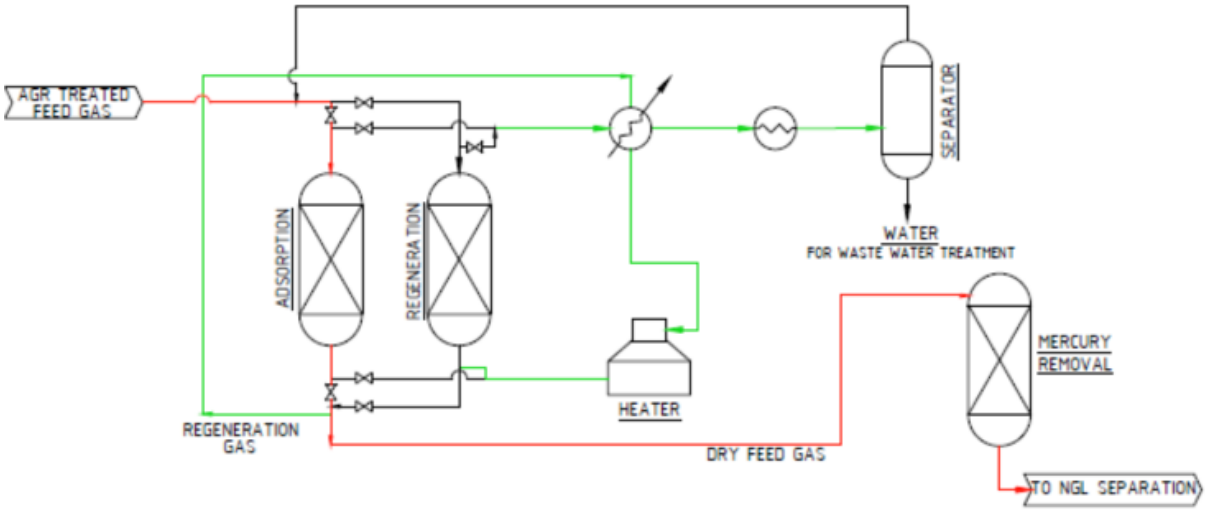
شکل ٥/٣ نمودار گردشی فرآیند واحد جداسازی گاز اسیدی (AGRU)

٢) پس از *AGRU* تمرکز آب در گاز خوراک باید به کمتر از ١ *ppm* در واحد آبزدایی برسد تا از جامدشدن و مسدودشدن تجهیزات سرمازاییِ پایین دستی جلوگیری شود. از غربال گری مولکولی در مرحله ی آب زدایی برای حصول سطح موردنیاز استفاده میشود.

گاز قرارداده شده از AGRU با خنک کننده ی پروپان خنک شده تا بیشتر آب از طریق تقطیر و جداسازی آب قبل از تغذیه آن به ظرف غربال مولکولی زدوده شود؛ اینکار موجب کاهش وزن در سیستم غربال مولکولی میشود. گاز به داخل جریان می یابد و از بسترهای غربال مولکولی عبور میکند و با اینکار آب آن به کمتر از ١ ppm میرسد. گاز حاصل به واحد زدایش جیوه رانده میشود.

غربال مولکولی متأثر از عملکرد سیکلی آب زدایی و بازیابی است. با نزدیک شدن بسترهای غربال به حداکثر ظرفیت آب زدایی، با استفاده از گاز گرفته شده از گاز خشک شده بازیابی میشود. گاز در هیتر گرم شده و به بست غربال مولکولیِ اشباع در آب فرستاده میشود تا آب خشک یا زدوده شود. گازی که آب آن زدوده شده خنک میشود و به جداکننده ی آب فرستاده میشود تا آب آن جدا شود. گازی که از جداکننده میاید به ورودی گاز خوراک (قرار داده شده) به بستر غربال مولکولی جریان پیدا میکند.

در شکل ٥/٤ تنظیمات معمول سیستم واحد آبزدایی و زدایش جیوه نشان داده شده است.



شکل ٥/٤ واحد آبزدایی و زدایش جیوه

۳) *واحد زدایش جیوه*

خوردگی ناشی از جیوه در تجهیزات LNG مسئله ای اساسی است. دو نوع خوردگی جیوه وجود دارد که عبارتند از خوردگی ناشی از آلیاژ جیوه با یک یا چند فلز.

LME انتشار جیوه در مرز دانه هاست و باعث تکثیر شکاف در آن میشود. این نوع خوردگی روی طیف گسترده ای از مواد اثر میگذارد و زیان های مالی به پروژه وارد میکند. به این دلیل، حد ۱۰ نانوگرام بر Nm^3 و یا کمتر باید برای جیوه در نظر گرفته شود.

کربن فعال شده به عنوان جاذب جیوه مورد استفاده قرار میگیرد. امکان بازیابی بسترهای کربن فعال وجود ندارد و باید هرچندوقت یکبار جایگزین شود که اینکار معمولاً به هنگام تعمیرات عمده ی تجهیزات انجام میشود.

٤) *واحد جداسازی* NGL

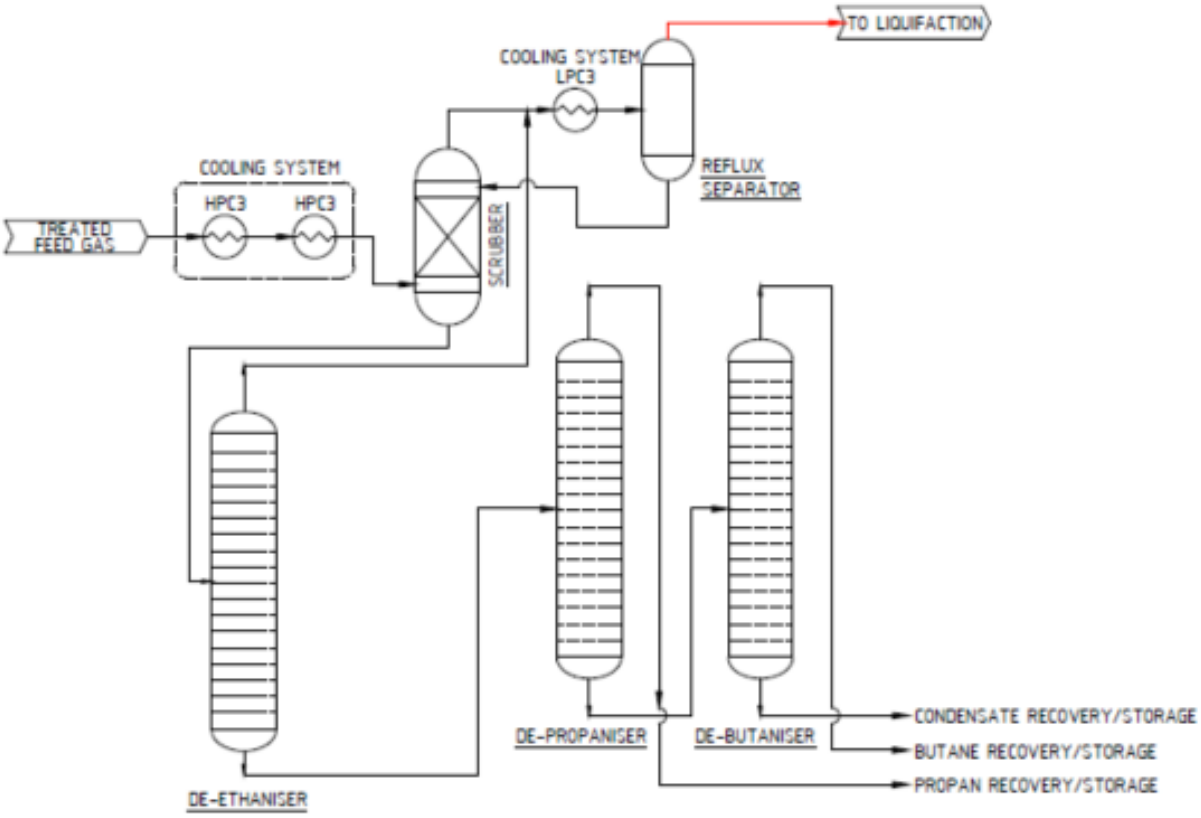
به دلایل زیر زدودن هیدروکربن های سنگین ضروری است:

- **برای جلوگیری از جامدشدن احتمالی C_{5+} در بخش سرماسازی**
- **استخراج اتان و پروپان برای جبران سردکننده های از دست رفته**
- **بازیابی LPG سطح بازاری بسته به ترکیب گاز خوراک**

با در نظر گرفتن جامدسازی، C_{5+} باید زیر ۰/۱ درصد در محصول LNG نگه داشته شود.

وضعیت و معیار تنظیمات و مقیاس واحد جداسازی به ترکیب گاز بستگی دارد. حداقل تجهیزات برای جداسازی NGL یک استوانه ی مالشی است که به عنوان دی-متانایزر برای جداسازی متان و دیگر شکنه های (ذرات) سنگین عمل میکند.

درصورتی که جداسازی بیشتر هیدروکربن های سنگین مورد نیاز باشد، یک سری استوانه های مالشی مانند دی-اتانایزر، دی-پروپانایزر و دی-بوتانایزر برای جداسازی اتان، پروپان، بوتان و شکنه های سنگین تر مانند محصول میعان باید نصب شود. اتان میتواند بازیابی شود یا به عنوان فرآورده ی LNG با متان ترکیب شود.



شکل ۵/۵ واحد جداسازی گاز طبیعی

(۲) بخش آبگونه سازی**LNG**

LNG به وسیله ی انتقال گرما از گاز خام طبیعی به Heat sink و از طریق سیکل خنک کننده تولید میگردد.

همه ی فناوری های تولید LNG با مقیاس وسیع روی سیکل ساده ی سردسازی کارنات استوار است؛ این سیکل شامل چهار مرحله ی اساسی است:

- انقباض غیر گرمایی (Adiabatic)
- **خنک سازی و میعان**
- **انبساط غیرگرمایی (**Adiabatic**)**
- **بخارشدن سردکننده**

در هر سیکل ، اجزای خالص یا ترکیبات هیدروکربن ها به عنوان سردکننده استفاده میشود. کارایی عملیات به انتخاب وترکیب سردکننده بستگی دارد به گونه ایی که منحنی گرمادهی سردکننده نظیر منحنی سردکننده گازی باشد که قرار است مایع شود.

در فرآیند انبساط محور، منبسط کننده با انبساط isentropic گاز سردکننده(که معمولاً نیتروژن یا متان است) عمل میکند و خودِ سردکننده را خنک میکند. همزمان با این، ماده ی استخراج شده برای فشرده سازیِ جزئیِ سردکننده یِ باقی مانده در فاز گازی استفاده میشود. به دلیل اینکه این نوع فرایند آبگونه سازی معمولاً کارایی ترمودینامیک کمتری از متدهایی دارد که از سردکننده ی مایع استفاده میکنند، از آن به عنوان درمقیاس محدود و دور از ساحل استفاده میکنند.

آبگونه سازی را میتوان به دو گروه اساسی دسته بندی کرد:

- **مقیاس کوچک یا متوسط که بر پایه ی خنک کننده های خالص جداگانه است**

- **LNG در مقیاس بزرگ بر پایه ی خنک کننده های مخلوط**

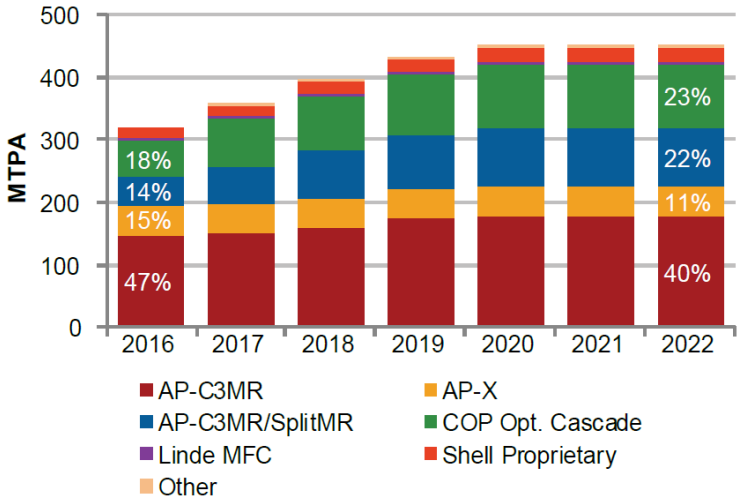
LNG مقیاس کوچک که به آن "مینی-LNG" نیز اطلاق میشود که بیشتر مناسب بازارهای غیرهدف همچون سوخت های وسیله های نقلیه ی باربری، توزیع محلی گاز و توسعه ی میدان های گازی با مقیاس کوچک میباشد. گزینش فناوری برای LNG مقیاس کوچک ملهم از تقاضای بخش های اقتصادی ای چون خدمات گاه به گاه، هزینه های حداقلی سرمایه(که به قیمت کارایی حرارتی تمام میشود)، بارهای متغیر و غیره است. استفاده از نیتروژن به عنوان خنک کننده از لحاظ ایمنی و مدیریت آسان آن اهمیت پیدا میکند.

برای تولید LNG در مقیاس انبوه چندین حالت ترکیبی فناوری خنک کننده (MR) وجود دارد که عبارتند از:

- **خنک کننده ی ترکیبی پروپان از پیش خنک شده(C۳MR)،**
- **C۳ MR با فرایند سیکل خنک کننده نیتروژن(AP-X)،**
- **فرایند آبشاری ترکیبی مایعی (MFCP)**
- **خنک کننده ی ترکیبی دوگانه (DMR).**

ارائه دهندگان فناوری MR عبارتند از Air products ، Chemical Inc، (APCI)، Shell، Linde و Air Liquide(Axen-IFP). در این بین فناوری های APCI، Shell و Linde انتخاب و برای پروژه های اخیر LNG استفاده شدند. فرایند C#MR توسط APCI گسترش داده شد و با بیش از ۷۵ درصد سهم بر بازار جهانی حاکم است. AP-X مدل اصلاح شده ی C۳MR است.

فناوری خنک کننده ی خالص برای پروژه های مقیاس انبوه LNG تقریباً در اختیار فرایند بهینه ی شده ی آبشاری ConocoPhillps است.



شکل ۵٫۶ ظرفیت آبگونه سازی بر اساس نوع فرایند

۱) *فرایند خنک کننده ی ترکیبی پروپان از پیش خنک شده(C۳MR)*

فرایند C۳MR که توسط APCI(Air Products and Chemicals Inc) ارائه شده است بیشترین کاربرد را در کل دنیا برای تولید LNG داشته است. فرایند C۳MR از دو مرحله تشکیل شده است؛ یک مدار پیش-خنک کننده که از پروپان خالص استفاده میکند و پس از فرایند آبگونه سازی که از یک مدار خنک کننده ی ترکیبی برای تکمیل خنک کردن استفاده میکند. از پروپان (C۳) خنک کننده برای خنک کردن گاز تغذیه شونده و همچنین برای پیش خنک کردن و آبگونه کردن جزئی MR استفاده میشود. جریان گاز ورودی تصفیه شده با استفاده از چیلر پروپان تا دمای حدوداً ۳۰- تا ۳۵- درجه ی سانتیگراد خنک میشود. ممکن است خنک کنندگی با استفاده از پروپان از چهار مرحله سطح فشار(دما) برای حصول دمای موردانتظار جریان با کارایی حرارتی کافی گذر کند.

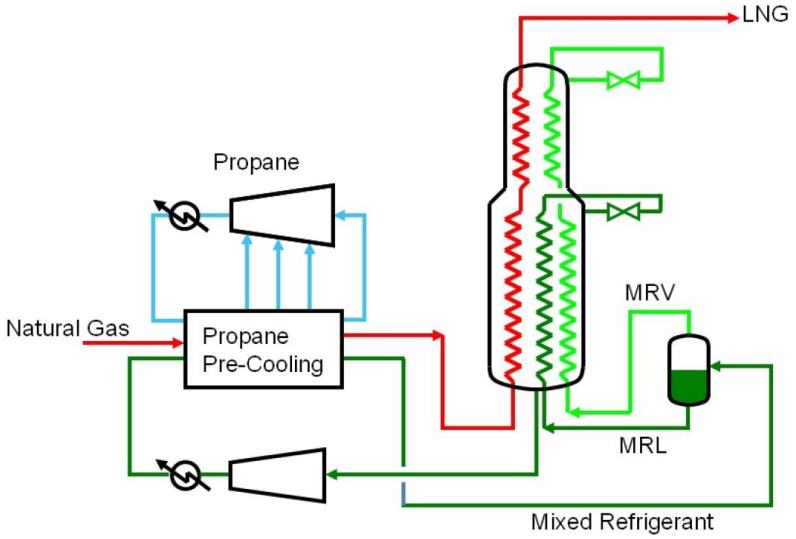
با خنک شدن جریان گاز فرایند، هیدروکربن های سنگینتر فشرده و جدا میشوند و هیدورکربن سنگین به فرایند

جداسازی NGL روانه میشود.

خنک کننده های ترکیبی به طور معمول متشکل از نیتروژن،متان،اتان،اتیلن و پروپان است.MCHE مبادله ی کننده ی گرمایی مارپیچی متشکل از مجموعه ای با هزاران لوله است و مساحت سطح کافی برای حصول دمای نزدیک بین گاز ورودی و رسانگر خنک کننده را تامین میکند. این مجموعه لوله ها به دو دسته ی گرم و سرد تقسیم میشوند که دسته های گرم در ته shell عمودی و دسته های سرد در بالای آن قرار دارند.

خنک کننده ی ترکیبی پرفشار ابتدا توسط پروپان خنک میشود و سپس به دوجریان خنک کننده ی ترکیبی سبک و جریان خنک کننده ترکیبی سنگین منفک میشود.

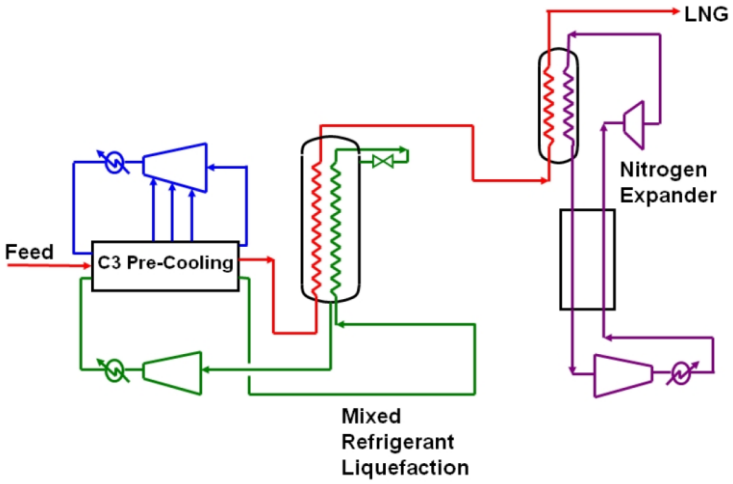
جریان خنک کننده ی ترکیبی سنگین و گاز تغذیه شونده از طریق سمت لوله ایی MCHE به بالا جریان پیدا میکند و این جریان به وسیله ی یک رشته vaccum flash دستخوش کاهش دمای چشمگیری میشود. خنک کننده ی ترکیبی خنک شده توسط فلشها در جهت خلاف جریان پیدا می کند و با اینکار هم دمای گاز ورودی و هم دمای خنک کننده ی ترکیبی ورودی را پایین می آورد. مرحله ی آخر خنک کردن یعنی کاهش دمای بیشتر مایع و زدودن نیتروژن زاید از طریق یک سوپاپ J-T یا منبسط کننده ی هیدرولیک حاصل میشود. در این مرحله جریان گاز کاملاً در دمای ۱۶۰- درجه سانتیگراد کاملا مایع میشود و گاز مایع به مخزن ارسال میشود. جریان گرم MR بخار از ته(shell side) مبدل بیرون کشیده شده و وارد اولین مرحله ی مکش کمپرسور MR میشود. MR فشرده شده ابتدا توسط هوا یا آب و سپس با پروپان خنک شده و پس از آن به MCHE بازگردانده میشود و این فرایند دوباره از سرگرفته میشود.



شکل ۵/۷ نمودار فرایند AP-C۳MR

۲) *فرایند* AP-X

فرایند AP-X، عرضه شده توسط Air Products یک مدل تغییریافته فناوری C۳MR است که میتواند LNG بسیار بزرگ تک-ترن با توان تولید بالا را مدیریت کند. جدا از پیش خنک کردن و سیکل های خنک کننده ی ترکیبی این فرایند شامل یک لوپِ منبسط کننده ی نیتروژن نیز میباشد که عهده دارِ sub-cooling خارج از مبدل گرمای cryogenic است. فرایند AP-X در پروژه ی Qatargas LNG ۲ در راس لافانِ قطر استفاده میشود. در این پروژه دو ترن LNG هرکدام با ظرفیت ۷/۸ MTPA ساخته شد.

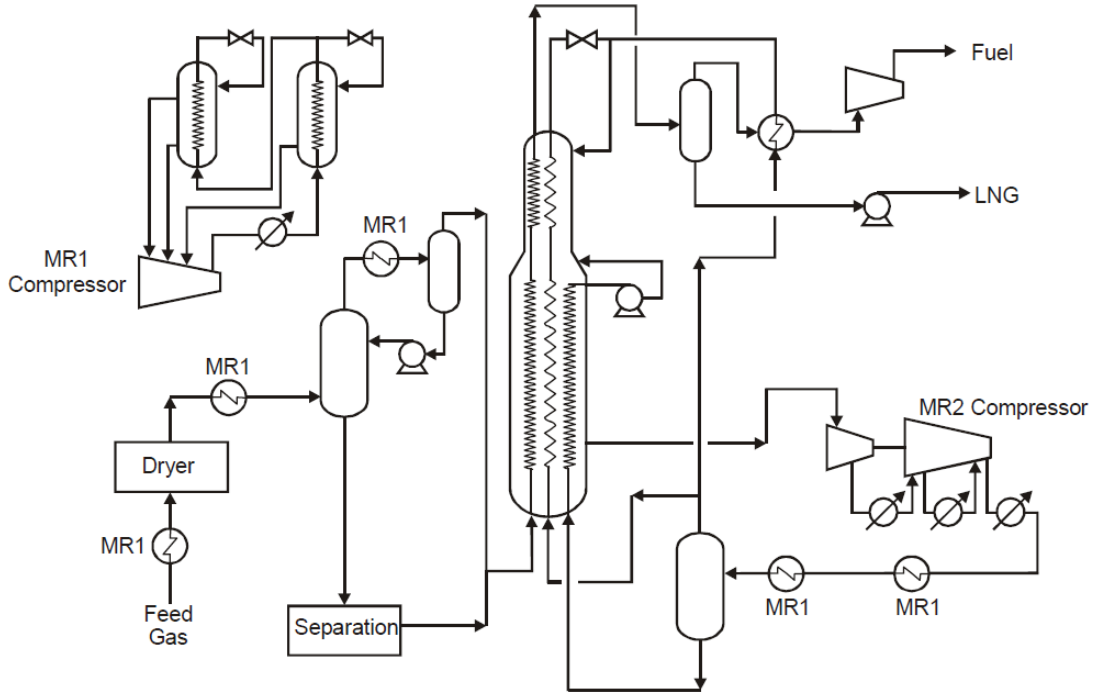


شکل ۵٫۸ نمودار فرایند AP-X

۳) *فرایند* DMR *توسط* Shell *عرضه شده و ورژن ارتقاء یافته ی فرایند* C۳MR *است. در آن برای سیکل پیش خنک کنندگی به جای پروپان از خنک کننده های ترکیبی جدا استفاده میشود. تنظیم ترکیب خنک کننده برای دو سیکل باعث میشود کمپرسور در دماهای محیط مختلف و شرایط متفاوت گاز تغذیه در بالاترین نقطه ی کارایی خود به عملکرد ادامه دهد.*

شکل ۹ نمودار scheme ساده شده ی فرایند DMR را نشان میدهد. این فرایند برخلاف فناوری C۳MR از دو انتقال دهنده مارپیچی برای مدار پیش خنک کنندگی استفاده میکند. خنک کننده ی ترکیبی در این سیکل بیشتر متشکل از اتان و پروپان است. این ترکیب بعد از فشرده شدن کاملاً توسط رسانگر خنک کننده (هوا یا آب) چگال شده و سپس برای انجام عمل خنک کنندگی انبساط پیدا میکند. سیکل خنک کننده ی دوم شبیه همانی است که در فرایند C۳MR استفاده میشود. در این سیکل ترکیب نیتروژن، متان، اتان و پروپان به عنوان خنک کننده استفاده میشود. بخار خنک کننده ی Shell side مبدل سرماساز مارپیچی ابتدا توسط یک کمپرسور محوری و سپس در یک کمپرسور سانتریفیوژی دو مرحله ای فشرده میشود. بعد از فشرده شدن جزئی در سیکل پیش خنک کنندگی بخار و مایع خنک کننده ی ترکیبی از هم جدا شده و در سرماسا اصلی بیشتر خنک میشوند. با تنظیماتی که شرح آن رفت فرایند DMR میتواند به ظرفیت LNG حدود ۵ MTPA در ترن برسد.

از این فرایند در پروژه ی جزیره ی ساخالین در روسیه بهره برداری شده است. در پروژه دو ترن اصلی وجود دارد که هرکدام دارای ظرفیتی برابر ٤٫۸ MTPA است. این تجهیزات در سال ۲۰۰۸ مشغول به کار بود.



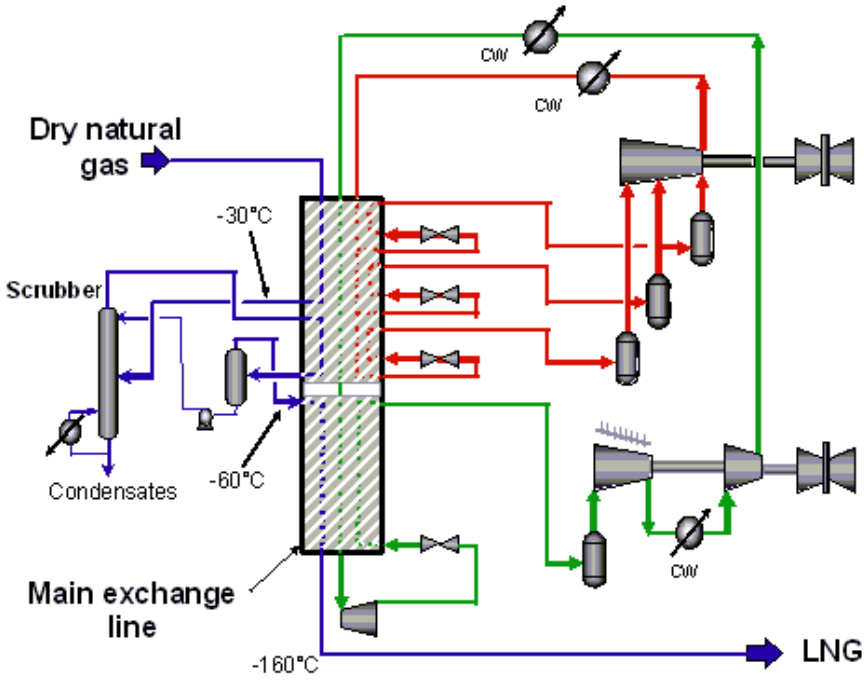
شکل ۵/۹ نمودار جریان Shell DMR

۴) *فرایند* Air Liquide Liquefing

فرایند Linquefin که توسط Axens-IFP عرضه شده و اکنون متعلق به Air Liquide است برپایه ی یک سیستم خنک کنندگی ترکیبی دوگانه است. هرچند ویژگی بارز Linquefin استفاده ی آن از یک خط plate-fin heat exchangers است که گاز طبیعی از دمای محیط تا دماهای زیرصفر خنک میکند.

شکل ۵/۱۰ نمودار ساده شده ی فرایند Linquefin است. در مقایسه با فرایند C۳MR، سیکل پیش خنک کنندگی Linquefin در دماهای بسیار پایین تر ، بین ۵۰- و ۸۰- درجه سانتیگراد، عمل میکند. این سطوح دمایی فشردگی کامل اولین خنک کننده ی ترکیبی را ممکن میکنند و با این کار فرایند را از phase separation of fractionation بی نیاز میکند. نیروی کلی مورد نیاز را میتواند کاهش پیدا کند به این دلیل که بخش زیادی از انرژی لازم برای فشرده سازی خنک کننده ی ترکیبی cryogenic از سیکل cryogenic به سیکل پیش خنک کنندگی انتقال می یابد. این انتقال انرژی باعث بازتقسیم بهتر سطح مبادله ی گرمای لازم میشود: میتوان بین دمای محیط و دمای زیرصفر از تعداد یکسانی هسته ی موازی استفاده کرد.

از لحاظ اقتصاد مقیاسی هزینه ی هر تن LNG با افزایش ظرفیت کاهش می یابد. Liquefin میتواند ظرفیت را بدون تغییر configuration فرایند و تنها با تغییر اندازه ی فریم توربین گاز(محرک کمپرسوز) تا ظرف ۸ میلیون تن در سال بالا ببرد.

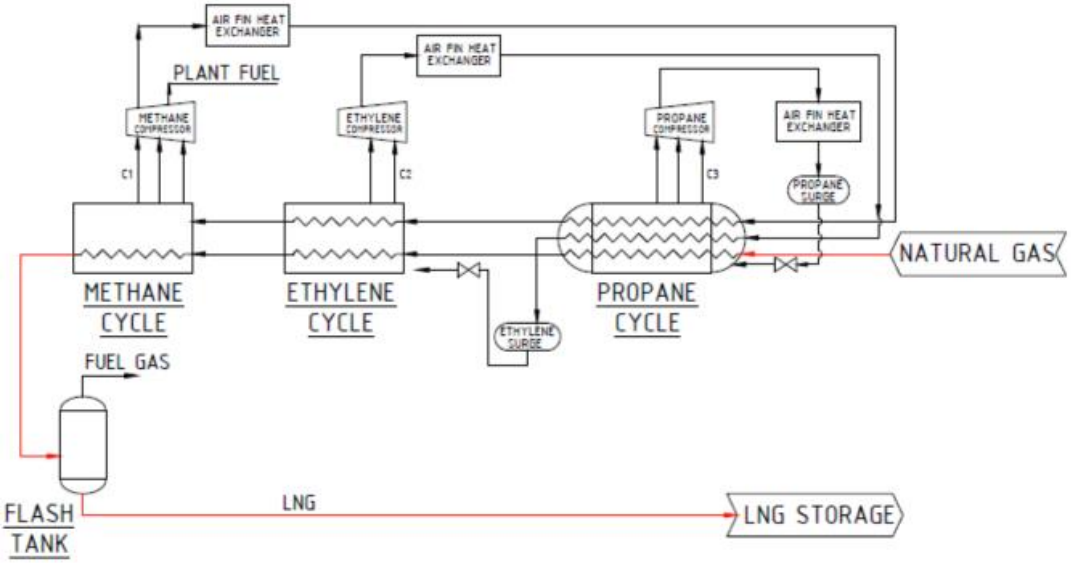


شکل ۵/۱۰ نمودار فرایند هوامایع(Air Liquide Liquefin)

۵) *فرایند آبشاری بهبود یافته ی* ConocoPhillips

آبگونه سازی با سه مرحله ی خنک سازی با خنک کننده های خالص (پروپان، اتیلن و متان) حاصل میشود. خنک کنندگی با هوا پروپان را فشرده میکند سپس پروپان فشرده شده اتیلن را فشرده کرده و متعاقباً اتان توسط اتیلن فشرده میشود و یک سری methan flushes فرایند آبگونه سازی را تکمیل میکند. مانند فرایند C۳MR پروپان گاز ورودی را بین ۳۰- و ٤٠- خنک میکند. در هر سیکل خنک کنندگی فشارهای مختلف جایگزین میشوند تا ظرفیت پذیرش به حداکثر برسد و کارایی ارتقاء پیدا کند. با متعال کردن کار بین خنک کننده ها میتوان طیف گسترده ای از ترکیبات گاز در شرایط مختلف را آبگونه کرد.

در مدار خنک کنندگی برای هر خنک کننده دو عدد محرک/کمپرسور در نظر گرفته شده است که امکان توانایی ردکردن و دسترسی بالایی را فراهم میسازد. در سیکل پروپان از core-in drum type exchanger استفاده میشود. از Brazed aluminum plates fin exchangers عمدتاً در سیکل های اتیلن و متان استفاده میشود. همه ی عملیات های خنک کنندگی به جز آنهایی که در آن از پروپان استفاده میشود در دو جعبه ی سرد انجام میگیرد.



شکل ۵/۱۱ فرایند آبشاری بهینه شده ConocoPhillips

۶) *فرایند* Linde LIPROM

در فرایند Linde LIPROM از سیکل پیش خنک کنندگی توسط متان و خنک کننده ی ترکیبی برای آبگونه سازی و subcooling بهره برده میشود. فرایند LIPROM به گونه ای طراحی شده است که دارای کارایی بالا میباشد و با تجهیزات کم ظرفیت بیش از ۳ mpta آبگونه سازی را ممکن میسازد.

۷) *فرایند آبشاری مایع ترکیبی* Statoli/Linde (MFCP)

ترکیبی از فناوری آبشاری و خنک کننده ی ترکیبی توسط استاتولی و لیند برای پروژه ی LNG به نام Snøhvit در هامرفستِ نروژ ارائه شد. در این فرایند برای خنک کردن تدریجی گاز از سه عدد سیستم خنک کننده ی ترکیبی جدا استفاده میشود که عبارتند از خنک کننده ی ترکیبی پیش خنک کنندگی، خنک کننده ی Precooling Mixed Refrigerant, Liquefaction Mixed Refrigerant and Sub-Cooling Mixed Refrigeran. در دو مرحله ی اول خنک کردن از Plate-fin exchangers و آبگونه سازی نهایی در مبدل های گرمایی حلزونی ارائه شده توسط Linde انجام میگردد.

تجهیزات MPTA ٤/٣ در هامرفست برای تولید برق سه سیستم کمپرسور از ٥ توربین هوایی با قابلیت بازیابی گرمای از دست رفته استفاده میکنند. این فرایند کارایی انرژی بالایی دارد زیرا هر MR میتواند با هر سیستم خنک کننده ای با منحنی های خنک کننده ی متفاوت تنظیم شود و استفاده از توربین های هوایی نیاز به انرژی را کاهش میدهد. با وجود ژنراتورهایی که شبکه ی برق واحدی را تغذیه میکنند این فرایند در صورت خاموشی یکی از محرک ها انعطاف بهتری از خود نشان میدهد. اگر بدون وجود محرک های الکتریکی خرابی رخ دهد انعطاف پذیری کاهش می یابد. Snøhvit اولین تجهیزات LNG در مقیاس گسترده ای است که برای به حرکت دراوردن کمپرسور های خنک کنندگی از موتورهای الکتریکی ای استفاده میکند که سرعت متغیری دارند.

۸) *خلاصه ی فرایند آبگونه سازی*

تمامی گزینه های احتمالی مجوزها برای فرایند LNG بررسی شده اند. با در نظرگرفتن ابعاد تولید و اطمینان پذیری و تجربه، licensorهای زیر برای پروژه LNG مناسب دانسته شده اند:

- APCI **(ایالات متحده)** AP-C۳MR,AP-X
- Shell **(هلند)** DMR
- Air Liquide **(فرانسه)** Liquiefin
- Statoli/Linde **(نروژ/آلمان)** MFCP

با اینکه فرایند APCI سه چهارم سهم بازار را در اختیار دارد، ولی تکنولوژی آبگونه سازی پیچیدگی زیادی ندارد و تفاوت بین فناوری ها قابل چشم پوشی است.

انتخاب Licensor باید تحت عنوان مطالعه امکان سنجی یا مهندسی ارزش به عنوان بخشی از مرحله ی Front End Engineering Design و توسط پیمانکاران دارای شرایط انجام گیرد.

(۳) تجهیزات کارخانه ی **LNG**

تجهیزات کارخانه ی LNG شامل سیستم های مختلفی برای ذخیره یا تولید ورودی های مورد نیاز آن است و به قرار ذیل میباشند:

۱) *سیستم تولید و توزیع برق*

برق مورد نیاز ماشین آلاتی مانند پمپ ها، کولرهای و روشنایی های airfin و غیره توسط توربین گازی تأمین میشود که از گاز طبیعی توسط سیستم Fuel gas استفاده میکند. در طول ساخت، برق مورد نیاز توسط ژنراتور دیزلی تامین میشود یا از grid تهیه میگردد. ممکن است بتوان کمپرسورهای خنک کننده را توسط موتورهای الکتریکی یا توربین های گازی به حرکت در آورد. این کار در طی مهندسی ارزش به عنوان بخشی از Front End Engineering Design نهایی میشود.

۲) *سیستم های آبی(آب شیرین،آتش نشانی ،آب برای کارهای خدماتی و آب کانی زدایی شده)*

کیفیت های متفاوت آب مصارف مختلفی در کارخانه LNG دارد. آب دریا در تجهیزات نمک زدایی تصفیه شده که بعداً یا استفاده میشود و یا برای تامین آب با کیفیت برای فرایندهای کارخانه و شرب مجدداً تصفیه میشود.

سیستم آب شیرین

در نمک زدایی آب شیرین از طریق اسمز معکوس به دست می آید. این فرایند شامل زدایش مواد جامد، بایوسید یا زیست کشی، زدایش کلورین و descaleکردن غشا است. نمکی بودن آب دریا به مکان آن بستگی دارد ولی ما ۳۲گرم بر لیتر را فرض میگیریم. میزان بازیابی آب شیرین حدوداً ٤٠ درصد است. داده های کارخانه LNG با مقیاس مشابه(دو ترن X٤ میلیون tpa) نشان میدهد میزان آب شور مورد نیاز ۳۰۰۰ متر مکعب در روز است و تولید آب شیرین ۱۲۰۰-۱٦۰۰ مترکعب در روز است.

سیستم کانی زدایی کردن آب

برای تولید آب کانی زدایی شده آب شیرین حاصل از تجهیزات نمک زدایی در یک مبدل یونی بیشتر تصفیه میشود؛ این آب به مصارف زیر میرسد:

- **شستشوی تیغ های توربین گازی**
- **آب** make-up **و آب شستشو برای واحد زدایش اسید گاز**
- **آب** make-up **برای سیستم آب گرم**
- **آب** make-up **برای سیستم خنک کننده ی مداربسته**

آب کانی زدایی شده مورد استفاده در فرایند معمولاً اتلاف سیستم محسوب میشود بدلیل اینکه جریان یا تخلیه ای از فعالیت های نظافتی ندارد.

سیستم آب جهت اطفاء حریق و مصارف خدماتی

آب خدماتی برای شستشوی تجهیزات و کف زمین منطقه استفاده میشود.

سیستم آّب پرتابل

آب شیرین را برای تولید آّب پرتابلی که درخور استانداردهای مورد نیاز باشد تصفیه میکنند. ظرفیت اسمی آن بر اساس تعداد کارکنان که معادل مصرف ۳۰۰ لیتر در روز در نظرگرفته میشود محاسبه میشود.

سیستم آب زاید

آب زاید عمدتاً از آب خدماتی تامین میشود و بعد از استفاده به تجهیزات برون دادِ کنترل شده هدایت میشود جایی که قبل از برون داد به محیط تصفیه میشود.

سیستم خنک کننده ی آب (لوپ بسته)

گرمای به وجودآمده در تجهیزات کارخانه ی LNG از به وسیله ی کولرهای air-fin و توسط سیستم خنک کننده که آب آن از سیستم آب کانی زدایی شده تامین میشود از بین برده میشود. به هرکدام از توربین های گاز یک سیستم خنک کننده ی آب اختصاص داده میشود. همچنین برای سیستم خنک کننده ی آب لوپ بسته برای سیستم هوا و سیستم نیتروژن برای محرک مکانیکی مورد نیاز است.

۳) *سیستم سوخت گازی*

سیستم سوخت گازی سوخت های پرفشار را برای توربین های گازی ای که کمپرسورهای خنک کننده و ژنراتورهای برق را به حرکت در میاورند تامین میکند.

٤) *سیستم هوای دستگاه و واحد*

سیستم هوای دستگاه و واحد هوای فشرده شده را برای استفاده در ابزارها و تجهیزات بادی و سیستم نیتروژن مهیا میکند. خشک کننده برای ازبین بردن رطوبتِ هوای دستگاه نصب میشود.

٥) *سیستم نیتروژن*

نیتروژن برای فرایندها و اهداف نگهداری ذیل مورد نیاز است:

- **برای تصفیه کردن ابزار زمانی که روشن یا خاموش میشوند،**
- **برای حفظ جوِ ساکن، مثلاً** blanket gas **در تانکهای هیدروکربن ذخیره,**
- **برای تصفیه ی ابزارهای تحلیلی گوناگون ،**
- **برای تصفیه ی بازوهای بارگیری حمل کننده ی** LNG **پس از استفاده**

پکیج تولید نیتروژن میتواند ۱۰۰۰ Nm^3/h نیتروژن تولید کند.

(٤) تجهیزات فرعی

تجهیزات فرعی کارخانه ی LNG به تجهیزات و ابزارهایی گفته میشود که ترن های تصفیه کننده ی LNG و تجهیزات کارخانه ی LNGرا پشتیبانی میکنند. تجهیزات فرعی LNG عبارتند از:

۱) *سیستم ذخیره، بارگیری و* boil-off gas system

سیستم ذخیره، بارگیری و boil-off gas system تجهیزات لازم را برای ذخیره و انتقال LNG به حمل کننده های LNG تامین میکنند و همچنین وظیفه ی گرفتن و تصفیه کردن گازهایی که به عنوان LNG warm air در ذخیره سازی و راه اندازی شکل میگیرد را برعهده دارند. BOG زمانی رخ میدهد که گرما از طریق تماس با تانکر و دیوارهای لوله و همچنین از طریق اصطکاک در طی پمپ زنی به LNG منتقل میشود.

برای نصب دو عدد تانکر LNG با ظرفیت ۲۷۰۰۰۰-۲۰۰۰۰۰ متر مکعب برنامه ریزی شده است تا مناسب سایز حامل های LNG کلاس Q-max باشد.

کمپرسورهای boil-off فشار را در تانک های ذخیره کنترل میکند. در صورت عبور از حد مجاز کنترل BOG فرایندهای دیگر کنترل را به دست میگیرند و سیستم ایمنی برای محافظت از تانکر ها استفاده میشود.

LNGمیتواند با سرعت ۱۵۰۰۰-۱۲۰۰۰ متر مکعب در ساعت از طریق خط بارگیvs LNG به حامل LNG پمپاژ شود .

۲) *سیستم سوزاندن ضایعات (*flare system*)*

سیستم سوزاندن سرد، گرم و کم فشار مایع های هیدروکربنی را به طور ایمن از سوپاپ های فشار ایمنی و

سوپاپ های تخلیه آب در طول خرابی، شرایط اضطراری ,تعمیرات و زمانی که فرایند خاموش است بیرون می اندازد. اندازه ی flare ها طوری در نظر گرفته شده است که برای بزرگترین حادثه ای که نیاز به تخلیه ی گاز داشته باشد جوابگو باشد. در کارخانه ی LNG این اتفاق عمدتاً تخلیه یک کمپرسور خنک کننده ی مسدود شده است.

۳) *سیستم تصفیه ی فاضلاب*

کارخانه ی LNG و تأسیسات وابسته به آن انواع فاضلاب از قبیل آب صاف(هرزآب سقف یا سطوح تمیز،شورابه ی اسمز معکوس و حاصل از کانی زدایی)، آب آلوده(آب شستشوی ابزار و آب استفاده شده برای خاموش کردن آتش سوزی)، آب آلوده شده توسط مواد شیمیایی(آب سرریز شده از تانکرهای نفت، فاضلاب جمع شده در چالاب و دیگر انواع چالاب) تولید میکنند. سیستم مدیریت مناسب باید وجود داشته باشد.

سیستم آب صاف

سیستم آب صاف از جریان های مایع تلف شده متشکل شده است که نیازی به تصفیه و تخلیه به محیط بیرون ندارند. آب صاف شامل موارد زیر است:

- **شورابه ی واحد اسمز معکوس**
- **تاسیسات کانی زدایی**
- **آب طوفان جمع شده در آبگیر و آبی که از سقف سرریز میکند**

تمامی تخلیه ها بررسی شده و تصفیه میشود تا با استاندارد کیفی آب مطابقت داشته باشد.

تجهیزات تخلیه ی کنترل شده

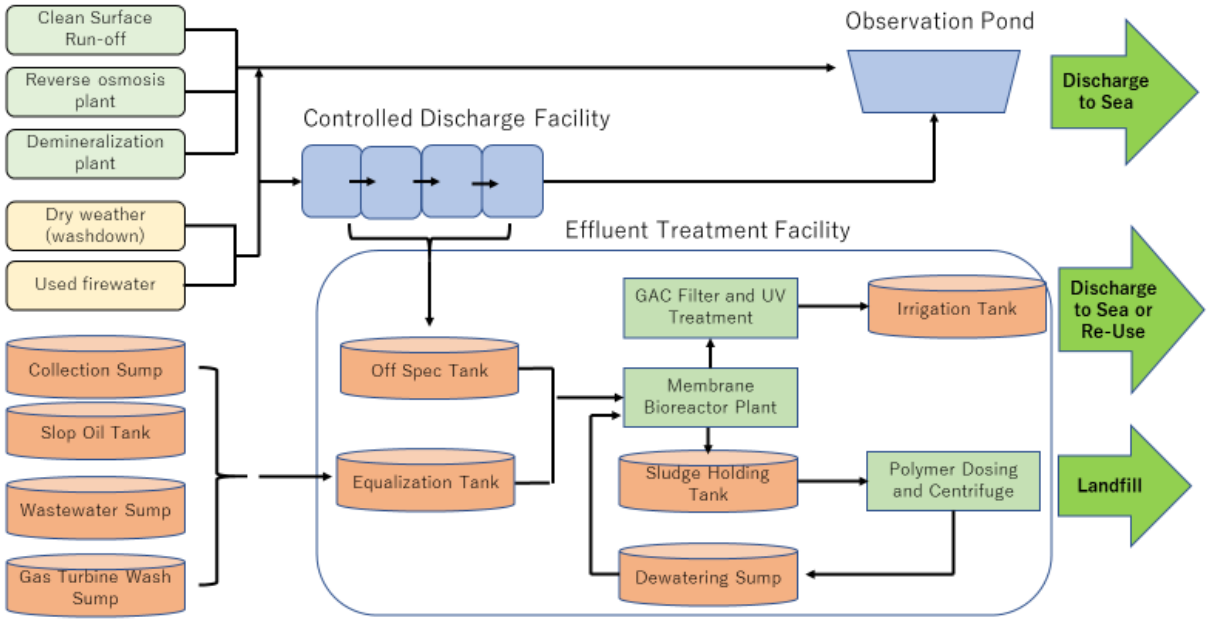
تاسیسات تخلیه ی کنترل شده وظیفه ی جمع آوری و تصفیه تمامی آب های احتمالاً آلوده را بر عهده دارد. آب استفاده شده برای اطفاء حریق، آب طوفانِ احتمالاً آلوده و جریان های هوایی خشک به تاسیسات کنترل تخلیه منتقل میشوند و آنجا کیفیت آب بررسی میشود. اگر آب آلوده نباشد به استخر تحت نظر فرستاده شده و با آب صاف قبل از تخلیه به محیط ترکیب میشود. اگر آب مناسب تخلیه نباشد، قبل از تخلیه ی آن در محیط زیست به تأسیسات تصفیه ی جهت تصفیه فرستاده میشود.

تاسیسات تصفیه

تاسیسات تصفیه جهت تصفیه ی فاضلاب به درجه ای که مناسب استفاده ی مجدد در تسهیلات رفاهی، آبیاری یا تخلیه به محیط زیست باشد طراحی خواهد شد. تاسیسات متشکل از موارد زیر است:

- **تانکر** equalization **و تانکر** off-spec
- **پکیج غشایی بایوراکتور**
- **پکیج فیلتر کربن فعال سمباده مانند**
- **پکیج شیمیایی** dosing
- **تأسیسات آبزدایی از ته نشست**

سیستم مدیریت مفهومی آب به قرار زیر است:



شکل ۵/۱۲ سیستم مدیریت مفهومی آب

٤) *سیستم محافظت در برابر آتش*

سیستم محافظت در برابر آتش باید قابلیت اتفاء حریق کامل داشته باشد وحلقه آب جزو کارخانه LNG و تأسیسات دریایی شود.

٥) *سیستم ذخیره و توزیع دیزل*

کارخانه ی LNG دارای سیستمی برای قبول، ذخیره و توزیع سوخت دیزلی برای استفاده ی ژنراتورهای اضطراری دیزلی، سیستم اتفاء حریقی که با دیزل کار میکند و دستگاه فشرده سازی هوا خواهد بود.

٦) *سیستم ذخیره ی خنک کننده و* make-up

فرایند خنک کردن از هیدروکربن های سبک برای آبگونه سازی گاز طبیعی استفاده میکند. هیدروکربن های سبک در تانکرهای خارج از محیط تصفیه نگهداری میشوند.

٧) *سیستم مدیریت پسماند*

تعدادی مواد پسماند در طی ساخت و عملیات تولید میشوند.

- **کربن فعال پسماند حاوی جیوه سولفاید**
- **پسماند زئولیت**
- **پسماندهای چرب و رسوبات**
- **پسماند بتن، رنگ و حلال**

راهبردهای مدیریت پسماند باید تعریف شده و قبل از شروع فاز طراحی ایجاد شوند.

(٥) اسکله و پهلوگاه **LNG**

اسکله و پهلوگاه تخلیه ی بار برای حامل LNG کلاس Q-max (۲٦۰۰۰۰مترمکعب) با بارکش کاملاً بار شده ی m۱۲ جا دارد. کانال دسترسی بارگیری دارای عرضی ۲۰۰متری خواهد بود و یک swing basin جلوی پهلوگاه قرار خواهد گرفت که قطر حداقلی آن ،حدود ۷۰۰ متر،دوبرابر طول کلی بلندترین حامل LNG خواهد بود.

۵,٤ هزینه ی سرمایه گذاری

(۱) (ظرفیت کارخانه ی **LNG**

با فرض اینکه گاز خام ٤۰ میلیون Nm^3/گاز سرشار از متان درجه خط لوله در روز، تولید سالانه ی LNG ۹ میلیون tpa (تن در سال) یا ٤/٥*۲ میلیون tpa خواهد بود.

(۲) تنظیمات کارخانه

کارخانه ی تولید LNG از دو بخشِ پیشا تصفیه و تولید تشکیل می شود.

(الف)بخش پیشاتولید شامل موارد زیر است:

i) واحد زدایش گاز اسید
ii) واحد آب زدایی
iii) واحد زدایش جیوه
iv) واحد جداسازی **NGL**

ب) بخش تولید LNG نیز شامل موارد زیر است:

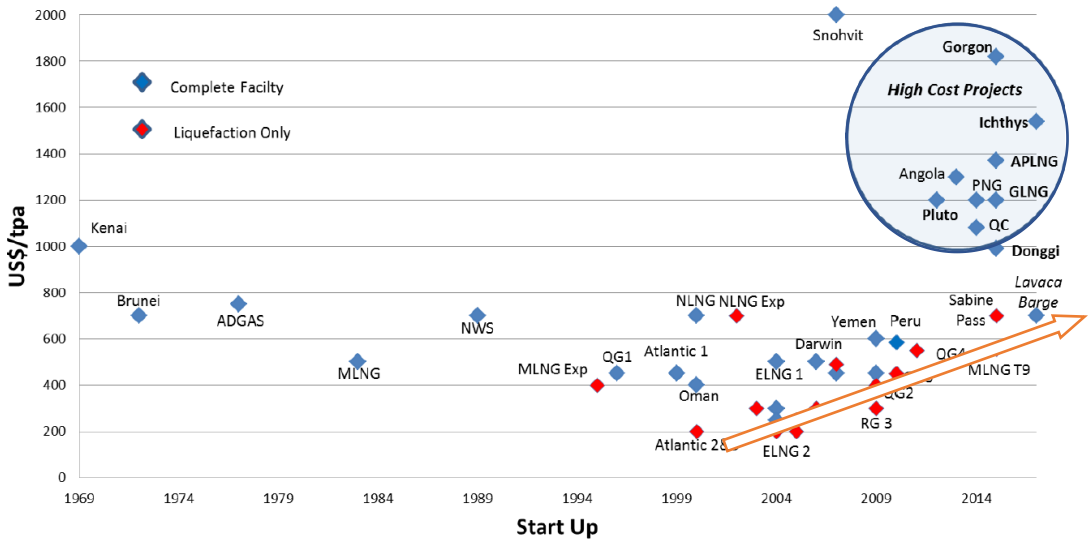
i) واحد آبگونه سازی
ii) مخزن نگهداری و تخلیه LNG

به دلیل اینکه گاز خام سرشار از متان و در درجه خط لوله است، مقیاس حداقلی تأسیسات پیشاتصفیه باید در دسترس باشد.

(۳) هزینه های سرمایه گذاری (**CAPEX**)

هزینه های سرمایه گذاری به موارد زیر بستگی دارد:

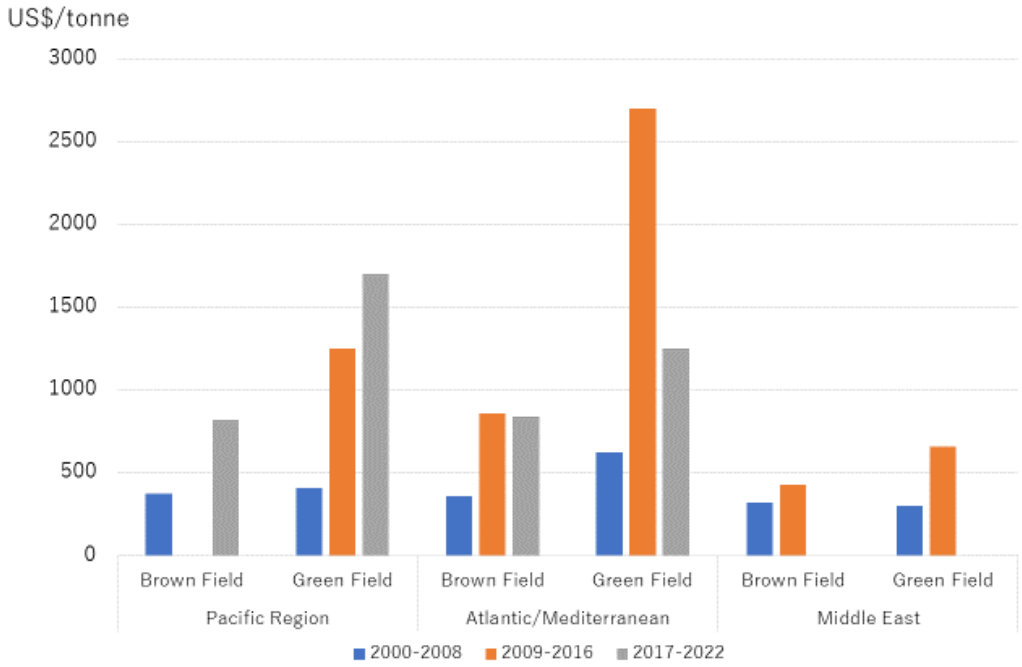
- ظرفیت تولید،
- ظرفیت پذیرش بخش پیشاتصفیه
- تأمین مالی ساخت زیربنا شامل خط لوله، اسکله و پهلوگاه
- مکان و شرایط محلی مانند مالیات
- دسترسی و حمل و نقل به مکان پروژه



شکل ۵/۱۳ هزینه سرمایه گذاری کارخانه LNG

هزینه ی ساخت از ۲۰۱۱ به بعد به طور چشمگیری بالا رفته است، به دلیل عرضه محدود LNG بعد از حادثه هسته ای فوکوشیما هزینه ی LNG در بازار استرالیا به $۱۶/mmbtu FOB رسیده بود. برای تعدادی پروژه های LNG طرح هایی ریخته شد و کار ساخت برخی کلید خورد، با این وجود به دلیل پیدایش shale gas LNG project in USA برخی از پروژها متوقف شد و بیشتر پروژه ها به تعویق افتاد.

هزینه های تولید بر طبق مخارج سرمایه (CAPEX) بر اساس منطقه توسط اتحادیه بین المللی گاز(IGU) ارائه شده است که در زیر نشان داده میشود.

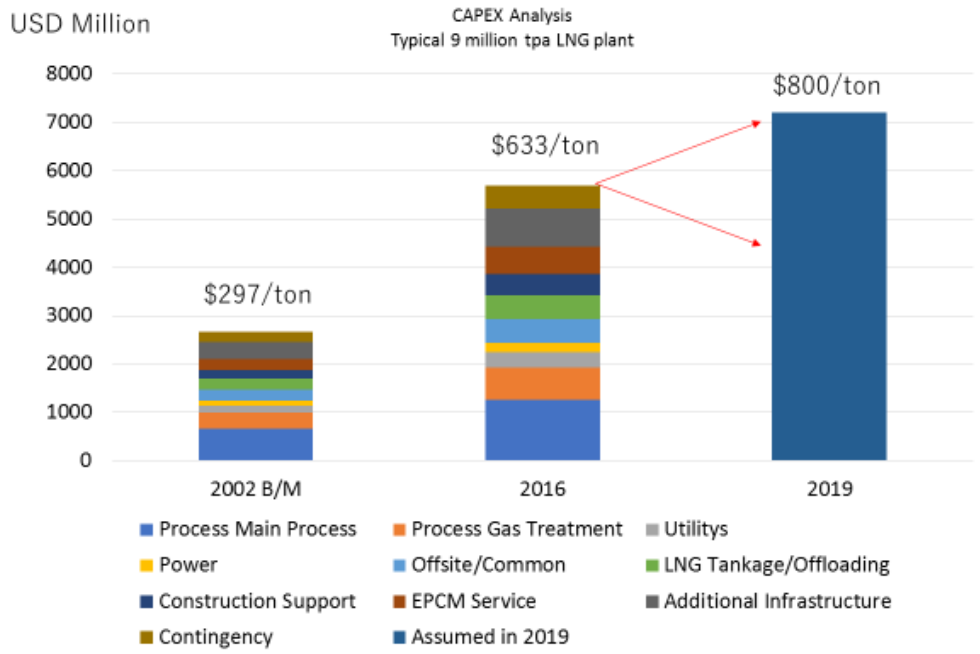


شکل ۵/۱۴ هزینه ی متوسط واحد آبگونه سازی بر اساس منطقه

طبق آمار، مخارج پروژه ی آبگونه سازی LNG Green Field در خاورمیانه به قرار زیر است:

- ۲۰۰۸-۲۰۰۰: ۳۰۰ دلار در هر تن
- ۲۰۱۶-۲۰۰۹: ۶۵۰ دلار در هر تن

با استفاده از مقایسه ی یکی از پروژهای ناحیه ی اقیانوس آرام در سال ۲۰۰۲ تحیل CAPEX به انجام رسید.



شکل ۵/۱۵ تحلیل CAPEX

مخارج ساخت کارخانه ی Green Field LNG با ظرفیت ۲*٤٥٠ میلیون tpa حدود ۲۷۰۰ میلیون دلار بود و همچنین هزینه ی هر واحد تقریباً مشابه داده هایی بود که IGU ارائه کرده بود.

هزینه ی مواد در سال ۲۰۱٦ دوبرابر شد و نیروی کار نیز از سال ۲۰۰۲ سه برابر شده است. داده های benchmark با تورم ۲۰۰% مواد و تورم ۳۰۰ درصد نیروی کار تطبیق داده شد. هزینه ی ساخت به دست آمده برابر است با ۵۷۰۰ میلیون دلار و ٦۳۳ دلار در تن.

هزینه ی ساخت در سال ۲۰۱۹ با توجه به وضعیت مبهم بازار ساخت و ساز غیرقابل پیشبینی است. هزینه ی واحد ساخت برای هر تن بین ٦۰۰ تا ۸۰۰ دلار فرض شده است و ما در این مطالعه ۸۰۰ را فرض گرفتیم. بر طبق این آمارها، CAPEX کارخانه ی LNG ۷/۲ میلیارد دلار برای ظرفیتی معادل ۹ میلیون tpa خواهد بود.

۵,۵ پایه و محاسبه ی اقتصادی

(۱) محاسبه ی پایه ی نقدینگی

محاسبه ی پایه ی نقدینگی به قرار زیر است:

(الف)سال شروع: ۲۰۱۹

(ب)طول ساخت: چهار سال

(پ) CAPEX ۷/۲ میلیون دلار

(ت) زمانبندی سرمایه گذاری و DisburdenmenT

i) سال اول: ۱۰%
ii) سال دوم: ۳۰%
iii) سال سوم: ٤٥%
iv) سال چهارم: ۱٥%

(د) هزینه ی استهلاک ۲۰سال

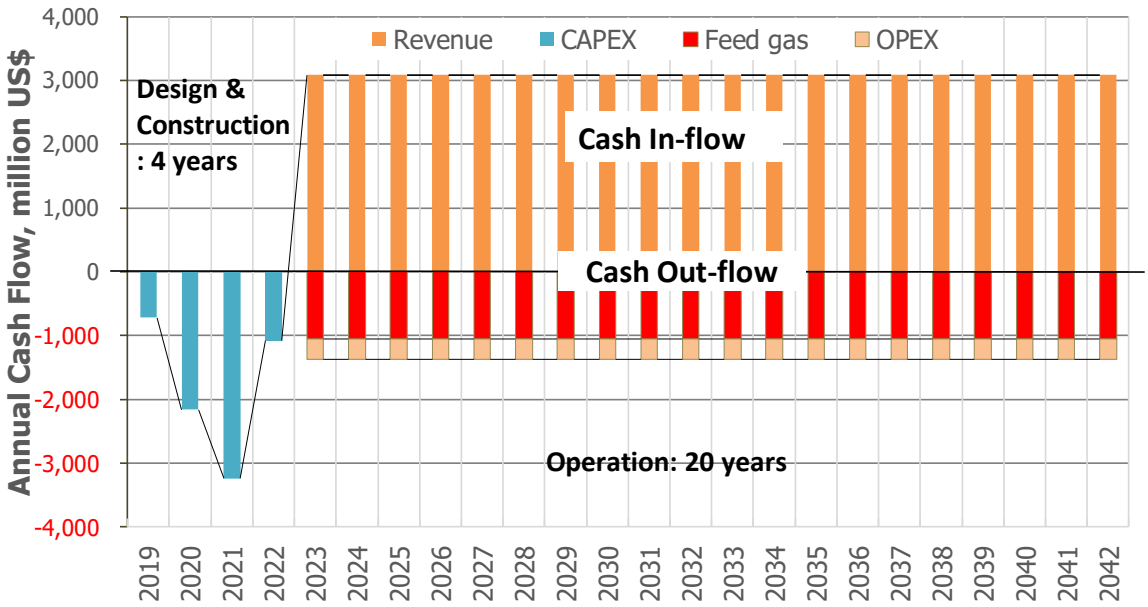
(ذ) مخارج عملیات : CAPEX ٤,٤%

i. **نگهداری** CAPEX %۲
ii. **بیمه** CAPEX۰/٤
iii. **نیروی انسانی** CAPEX%۱
iv. **هزینه ی های متغیر** CAPEX%۱

(ر)نرخ مالیات ۰%
(ز) نسبت سهام ۱۰۰% تامین شده توسط مالک
(ف) گاز خام: ٤۰ میلیون متر مکعب در روز
تولید LNG: ۹/۱ میلیون tpa
مصرف داخلی : ۱۰% گاز خام
قیمت گاز خام: ۲ US$/MMBtu(HHV)
قیمت FOB LNG : ٦/٥ US$/MMBtu(HHV

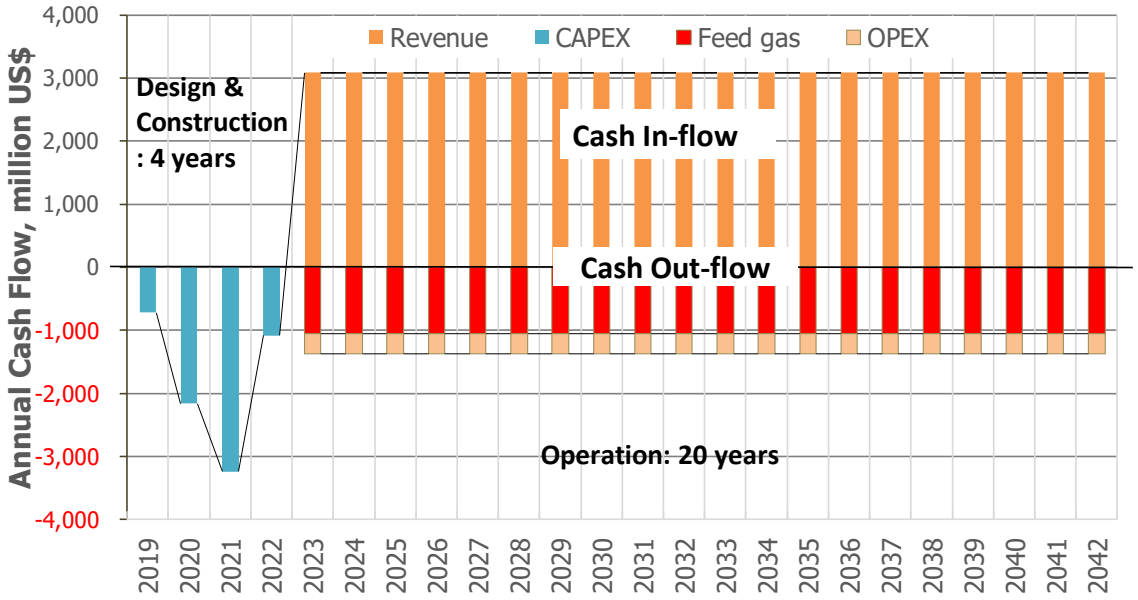
(۲) محاسبات اقتصادی

نقدینگی محاسبه شده در زیر نشان داده شده است. IRR مورد انتظار در شرایط اقتصادی بالای ۱۸/۳% است.



شکل ٥/١٦ نقدینگی پروژه ی LNG

روند نقدینگی فزاینده در شکل زیر نشان داده شده است.



شکل ۵/۱۷ نقدینگی فزاینده پروژه

هزینه ی سرمایه گذاری بعد از ٤ سال فعالیت باز میگردد و "pay out time" چهار است.

(۳) آنالیز حساسیت

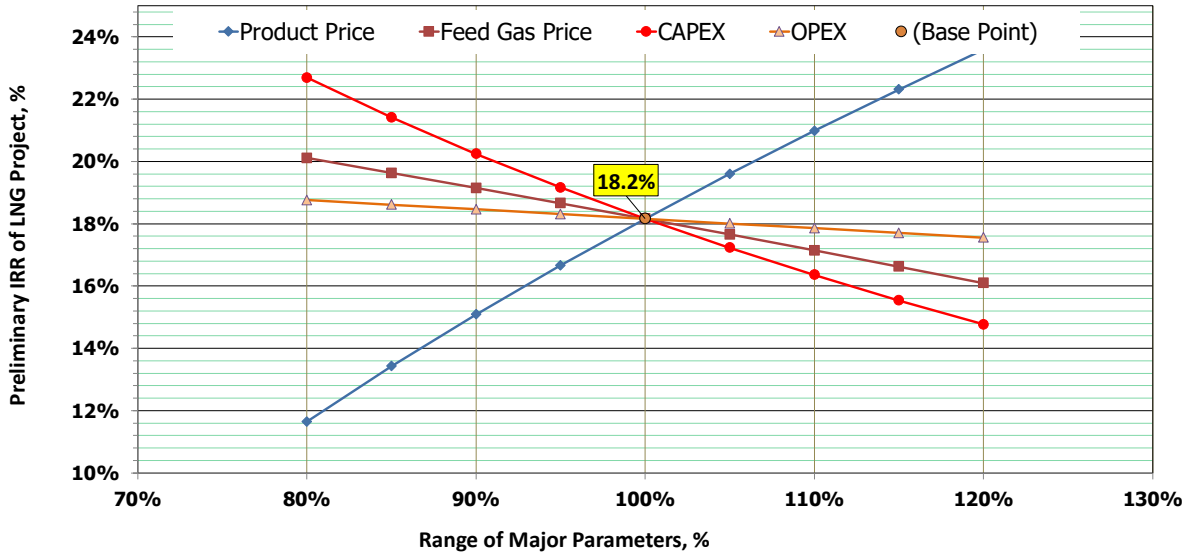
پارامترهای اصلی در محاسبه هزینه های پروژه CAPEX و قیمت محصول LNG FOB هستند.

۱) *به دلیل اینکه استهلاک کارخانه ی* LNG *بیست ساله در نظر گرفته شده، جنبه های اقتصادی آن نیز در این همین مقیاس زمانی محاسبه میشود.*

مدت زمان واقعی پروژه به عمر منبع گاز بستگی دارد، همچنین اگر عمر منبع بیشتر از زمان استهلاک باشد پروژه فرصت بازدهی سرمایه ی بیشتری خواهد داشت. همچنان که پیشتر بحث شد در سال ۲۰۱۹ پیشبینی CAPEXنه تنها دشوار است بلکه متأثر از سیکل burst/boom است و ممکن است تا ۷۵% کاهش یابد اگر سیکل burst در سال ۲۰۱۹ قرار گیرد.

۲) *قیمت* LNG FOB.

مخارج پروژه ی LNG بیشتر متأثر از قیمت محصول است. FOB خاورمیانه به اروپا کمتر از ٤/٥ دلار mmbtu بود، اما پایینترین نرخ FOB به آسیا در یک چهارم اول سال ۲۰۱۷ ٦/٥ mmbtu بود و به دلیل بالارفتن قیمت نفت خام قیمت آن بیشتر نیز خواهد شد چرا که عمده ی فرمول قیمت گذاری گاز به نفت خام وابسته است.



شکل ۵,۱۸ حساسیت پروژه

۵,۶ زمانبندی پروژه

اولین قدم در پیشبرد پروژه تعریف و تشکیل نهاد متولی پروژه است. نهاد متولی پروژه در قالب کنسرتیومی خواهد بود که شرکت ملی نفت، شرکت بین المللی نفت به عنوان اپراتور، بازاریابان و فروشندگان در آن مشارکت دارند و واگذاری و صدور آن به امضای دولت کشور میزبان و کشور سرمایه گذار میرسد.

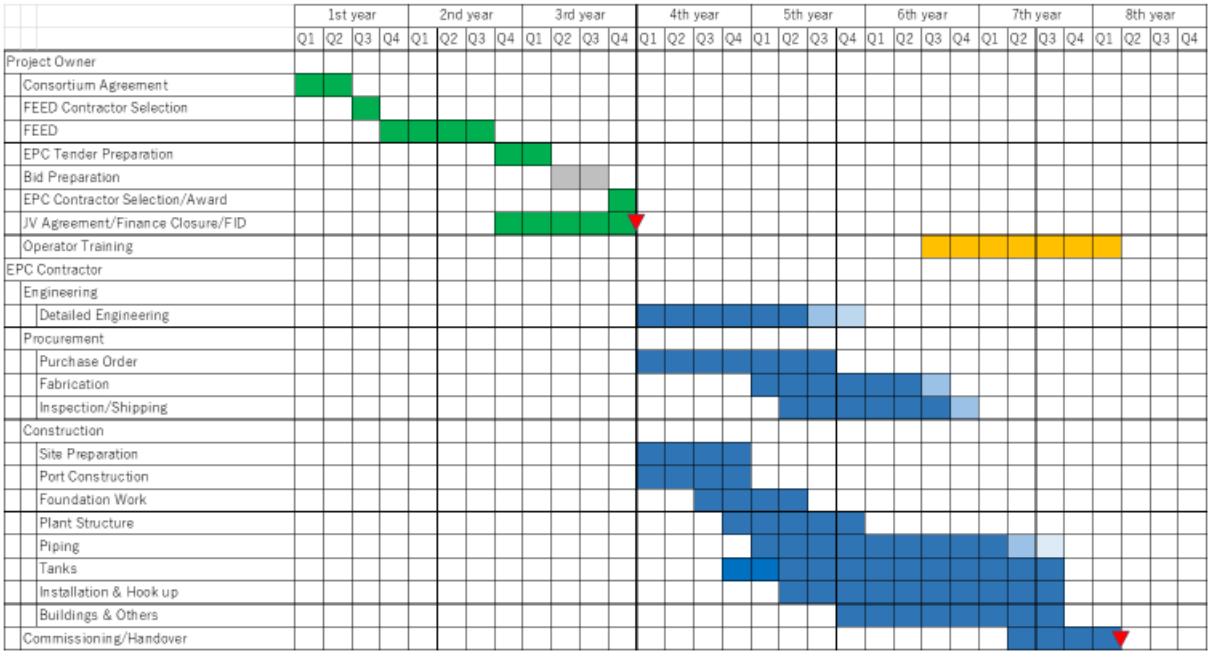
نهاد متولی تیم مدیریت پروژه را به منظور اجرای "مطالعه امکان سنجی" و Front End Engineering Design (FEED) تشکیل خواهد داد. قبل از شروع FEED مهندسی ارزش برای گزینش طراحی و رفع مشکلات آن به انجام میرسد. هدف از FEED ارزیابی بودجه ی موردنیاز برای ساخت و زمانبندی آن و همچنین آماده کردن سند مناقصه برای گزینش پیمانکار است.

تیم مدیریتِ پروژه مناقصه ی EPC را برای انتخاب پیمانکار آماده میکند. مناقصه انتشار و آیین نامه ی پیش از احراز صلاحیت اعلام میشود و پیش شرط های شرکت در مناقصه نیز انتشار خواهد یافت.

به درخواست کنندگان چند ماهی وقت داده خواهد شد تا بهترین قیمت و بالاترین تکنولوژی را که شرح آن در مناقصه خواهد آمد برآورد کنند.

مالکان باید نهاد متولی پروژه را سامان ببخشند و همچنین توافقی برای همکاری مشترک تنظیم کنند و با سرمایه گذاران مذاکره کنند و قبل از اینکه تصمیم سرمایه گذاری نهایی توسط نهاد متولی اقدام مشترک گرفته شود به توافق مالی برسند.

فاز ساخت حدود چهار سال وقت میبرد. تحویل تعدادی از تجهیزات مورد کاربرد در کارخانه آبگونه سازی LNG مانند کمپرسور خنک کننده، توربین های گاز و تبادل کننده های گرمایی سیم پیچی به طول می انجامد. تکمیل ساخت مخزنهای ذخیره ی LNG به ۳۶ ماه زمان احتیاج دارد. زمانبندی معمول پروژه در زیر نشان داده شده است:



شکل ۵/۱۹ برنامه زمانی موقت

۵,۷ مسائل زیست محیطی

کارخانه ی LNG کم است. تقریباً تأثیری روی حیات دریایی ندارد چرا که از آب دریا استفاده نمیشود وهمه ی های آب در حد استفاده مجدد تصفیه میشوند یا در بیرون تخلیه میگردند.

(۱) استفاده از سیستم مدار بسته ی خنک کننده ی آب

گرمای حاصل از تصفیه در تاسیسات کارخانه ی LNG از طریق کولر های air-fin و به وسیله ی سیستم بسته ی خنک کننده ی آب به بیرون رانده میشود که آب آن از سیستم آب کانی زدایی شده تامین میشود. به هرکدام از توربین های گازی یک سیستم خنک کننده ی آبی تعلق میگیرد. به سیستم خنک کننده ی مدار بسته در سیستم هوا و سیستم نیتروژن برای حرکت مکانیکی نیاز است.

(۲) تأسیسات تصفیه مناسب آب

تأسیسات تصفیه ی آب جهت تصفیه ی پسماند با کیفیت درخورِ استفاده ی مجدد در خدمات رفاهی و آبیاری یا تخلیه در محیط زیست طراحی خواهد شد.

(۳) سیستم مدیریت پسماند مناسب

تعدادی مواد پسماند در طول ساخت و عملیات به شرح زیر تولید میشود. راهبردهای مدیریت پسماند باید در فاز طراحی طبق دستورالعمل بین المللی صنعت تعریف و وضع شود.

- **پسماند کربن فعال حاوی جیوه سولفاید**
- **پسماند زئولیت**
- **پسماند روغن کهنه**
- **پسماند جامد، رنگ و حلال**

فصل ٦ فصل ٦ مزایای پروژه LNG در قشم

ایران از بزرگترین ذخائر گاز و کمترین هزینه تولید آن در جهان برخوردار است.

تقاضا برای LNG به طور مداوم افزایش خواهد یافت و در ادامه نیز یک منبع مهم انرژی پاک جهت تولید نیرو خواهد بود.

پروژه LNG قشم یکی از رقابتی ترین کارخانه های جهان خواهد بود و مشکلی برای یافتن بازار خود نخواهد داشت که دلیل آن جریان آزادسازی قیمت در بخش گاز و نیرو در جهان است.

قشم در دهانه خلیج فارس و مسافت مایل دریایی (NM) کمتری از بازار گاز در آسیا و اروپا در قیاس با قطر، صادر کننده اصلی گاز قرار دارد.

قشم در مجاورت آبراه بین المللی قرار دارد و سایت ایده آلی برای انتقال LNG است.

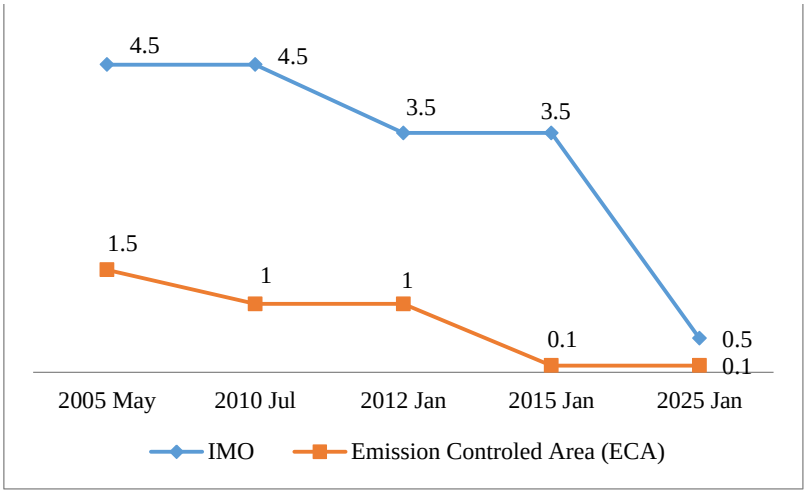
قشم به عنوان منطقه آزاد اقتصادی تعیین شده و به مدت ۲۰ سال نخست معاف از مالیات کالا و تجارت است.

از منظر تاثیرات زیست محیطی، پساب کارخانه LNG به میزان قابل توجهی تمیزتر از کارخانه های نفت خام و پتروشیمی/شیمی است و تقریبا تاثیری بر حیات دریایی و آلودگی هوا نداشته و کاملا با مفهوم جزیره زیست محیطی (اکو-آیلند) سازگار است.

بخش دوم
بازار سوخت رسانی

فصل ۷ تغییر سوخت دریایی در حمل و نقل دریایی بین المللی

ویژگی های سوخت دریایی در حال دگرگونی است. در گذشته سوخت دریایی را پسماند حاصل از تصفیه به حساب می آوردند و به همین منظور به مخزن سوخت دریایی جهت فروش منتقل میکردند. پیامد این کار پخش شدن سولفور اکسید و دیگر مواد آلوده کننده در سطح اقیانوس بوده است. برای جلوگیری از پخش بیشتر این آلوده کننده ها به اقیانوس، IMO(سازمان جهانی دریانوردی) شاخص هایی برای محدود کردن تجمیع سولفور وضع کرده است. این شاخص ها در معاهده ی MARPOL برای پایبند بودن کشورهای امضاکننده آورده شده است. گسترش تجمیع سولفور در سوخت دریایی در شکل ۷/۱ نشان داده شده است.



شکل ۷/۱ استاندارد گوگرد سوخت دریایی

(۱) ویژگی های سوخت دریایی و براورد تقاضای سوخت

فعلاً کیفیت های مختلفی از سوخت مورد استفاده قرار میگیرد، آنچنان که در جدول ۷/۱ ذیل مشاهده میکنید. ۳۸۰ IFO و ۱۸۰ IFO که به آن HSFO(نفت پرسولفور) میگویند، در اکثر ناوهای اقیانوس پیما استفاده میشود.

پیرو شاخص IMO، مقررات شدیدتری در ناحیه ی دریای بالتیک و راه آبی بین المللی بین آمریکای شمالی و اروپا، مشهور به ناحیه ی منع انتشار مواد آلوده، مقرر شده است. شرایط سوخت دریایی به طرز چشمگیری دستخوش تغییر شده است و ناوهایی که سوخت آن با LNG تأمین میشود در حال عرضه شدن هستند. جدول زیر جزئیات IMO است که در حال حاضر به کار برده میشود:

جدول ۷/۱ مشخصات سوخت دریایی

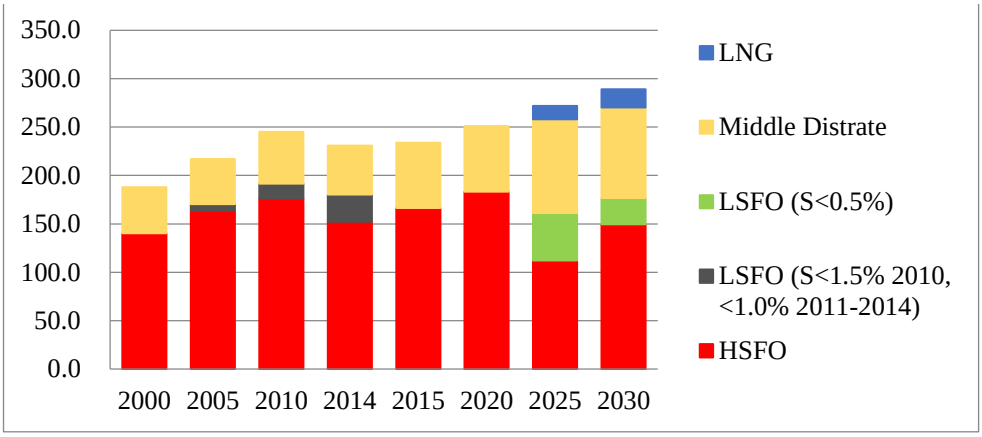
ویژگی	اقلام
۳۸۰ IFO - چسبندگی بیشینه ی ۳۸۰ Centistoke(<۳/۵ درصد سولفور) ۱۸۰ IFO- چسبندگی بیشینه ی ۱۸۰ Centistoke(<۳/۵ درصد سولفور) ۳۸۰ LS-کم سولفور(<۱/۰ درصد) با چسبندگی بیشینه ی ۳۸۰ Centistoke ۱۸۰ LS-کم سولفور(<۱/۰ درصد) با چسبندگی بیشینه ی ۳۸۰ Centistoke MDO- نفت دیزل دریایی(ترکیب MGO و HFO) MGO-گازوئیل دریایی (تقطیر شده ی نفت سوخت) LSMGO-کم سولفور(<۰/۱%) گازوئیل دریایی- در بندرها و پهلوگاه های اروپایی ULSMGO- گازوئیل اولترا کم سولفور(سولفور ۰/۰۰۱۵% حداکثر) در ایالات متحده	نوع فراورده
چسبندگی در ۵۰°C mm²/s (cSt) غلظت در ۱۵°C kg/m³ CCAI (شاخص محاسبه ی شده ی بوی کربن) سولفور wt% هیدروژن سولفاید mg/kg شماره اسید mg KOH/g (پتاسیم هیدرات) رسوب کلی wt % ته مانده ی کربن wt% حجم آب wt% خاکستر wt% وانادیم mg/kg سدیم mg/kg	ویژگی

شرایط سوخت دریایی بعد از محدود کردن تجمیع سولفور به ۳/۵ درصد در سال ۲۰۱۲ دگرگون شده است. به دلیل درامد پایین LSFO(نفت کم سولفور) در بازار جهانی، تقضا برای محصولات middle distate ی چون MDO و MGO افزایش پیدا کرده است(شکل ۷/۲). بعد از سال ۲۰۲۵ مقررات سولفور سختگیرانه تر نیز خواهد شد و انتخاب سوخت های دریایی به موارد زیر محدود خواهد شد:

- Super LSFO of 0.5% sulfur
- Middle Distillate
- LNG
- HSFO with scrubber

در صورتی که ناوهای کنونی ناگزیر به استفاده از HSFO باشند، باید مجهز به scrubber شوند تا با شاخص انتشار مواد آلوده مطابقت کنند. هزینه ی سرمایه گذاری scrubber با هزینه ی سوخت HSFO beard خواهد کرد و طبیعتاً سطح قیمت HSFO برای پشتیبانی از بازار نصب scrubber پایین آورده

خواهد شد.

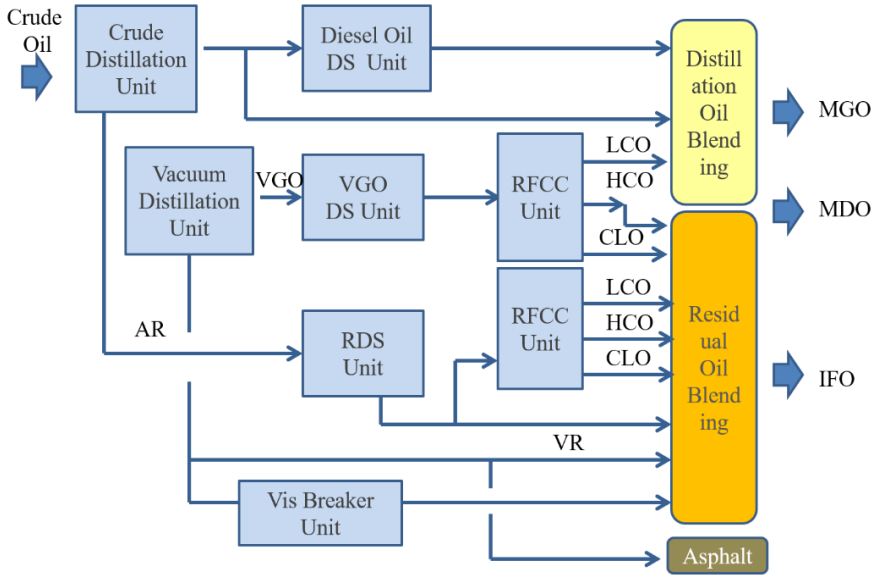


شکل ۷/۲ پیش بینی تقاضای سوخت دریایی(میلیون تن)

(۲) تأثیرات آن روی تنظیمات تصفیه

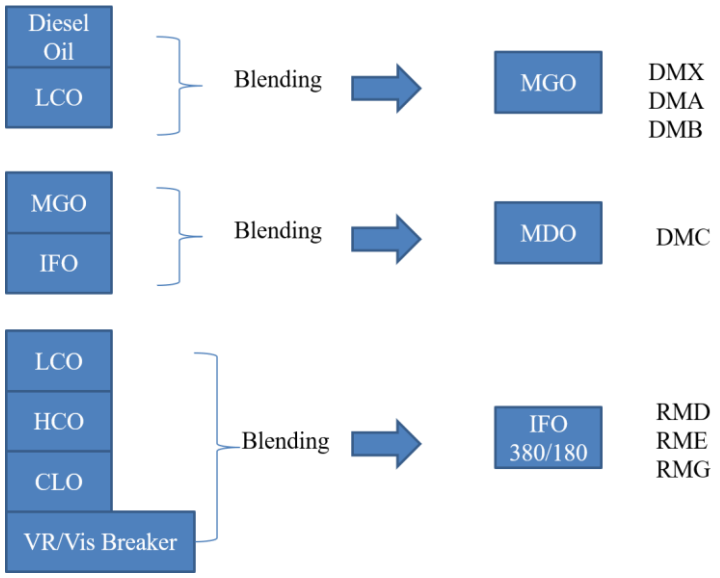
تغییر جزئیات و قوانین مربوط به سوخت به طرز چشمگیری بر تنظیمات تصفیه تأثیر خواهد گذاشت.

پالایشگاههای ایران متکی بر بازار سوخت دریایی برای دورریز پسماند پرسولفورشان هستند. با این وجود، محصولات آنها با شرایط بازار مطابقت ندارد و باید پسماندهای خود را با ساخت تجهیزات جدید مانند RFCCU و RDS(سولفورزدایی از پسماند) و یا Delayed Coker تصفیه کنند. هزینه های سرمایه گذاری این تجهیزات چشمگیر خواهد بود. با سطح کنونی حاشیه ی سود تصفیه، ٥-٤/ bbl سرمایه گذاری در این تجهیزات لزوماً عمل موجهی نیست.



شکل ۷/۳ پیکربندی پلایشگاه تیپیک امروزی همراه با تولید سوخت دریایی

شکل ۷/٤ طرح کلی سیستم ترکیبِ فراورده های تصفیه را نشان میدهد.



شکل ۷/٤ ترکیب سوخت دریایی

فصل ۸ **فصل ۸ دگرگونی شیوه ی فروش سوخت دریایی**

سازوکار فروش سوخت دریایی بعد از گسترش بازار فیزیکی و افتتاح بازارهای آتی. قیمت سوخت دریایی به ساعت و به روز تغییر میکند. خریداران سوخت دریایی می بایست از یک بازار بی ثبات خرید میکردند و این هزینه های ترابری آنها را متأثر میساخت. ChemOil و JP Morgan Chase در نوامبر ۲۰۰۷ قراردادی دایر بر تأمین درازمدت خدمات سوخت رسانی با نرخ ثابت و استفاده از سازووکار بازدارنده برای بازارهای آتی امضا کرده ست. در این قرارداد ذکر شده است Chem Oil، یکی از بزرگترین شرکت های bunker fuel sales، بخش تجارت فیزیکی و JP Morgan Chase بخش تجارت مالی را عهده دار شوند. قرارداد تجاری آنها موفق بودو آنها بدل به بزرگترین عرضه کننده ی سوخت دریایی شده اند.

MOU between Deliberative Business Unit of JP Morgan Chase and Bunker Fuel Sales Division of Chemoil Energy in November 2007

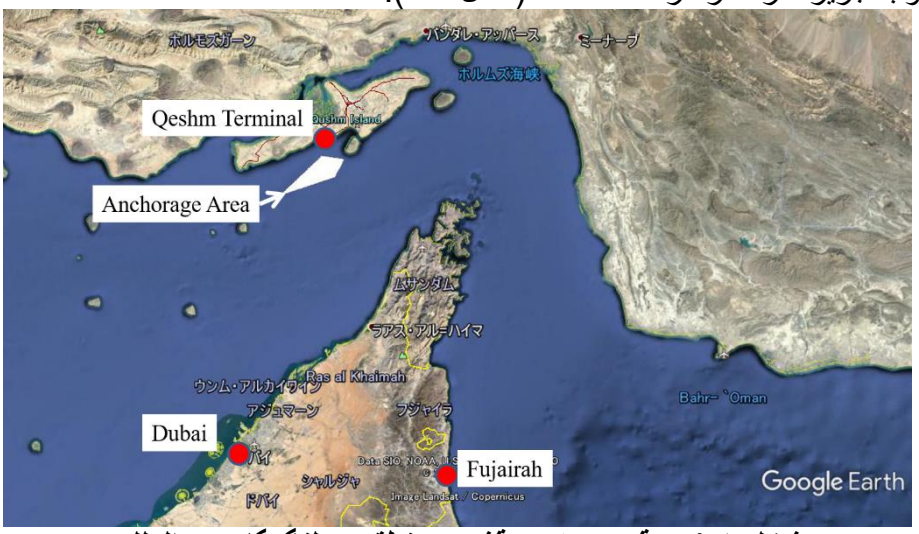
Chemoil Energy Bunker Fuel Sales Division	**JP Morgan Chase** Commodity deliberative unit
Physical Trading	Financial Trading
Long term supply at fixed price	

شکل ۸/۱ معاهده بین Chemoil و JP Morgan برای عرضه ی سوخت دریایی

فصل ۹ فصل ۹ بازار سوخت رسانی در جزیره ی قشم

۹,۱ مزیت های جغرافیایی جزیره

جزیره ی قشم در وسط تنگه ی هرمز قرار گرفته است که به دلیل حمل و نقل نفت در آن مهمترین منطقه ی استراتژیک در دنیا است. هفده میلیون bpd (۳۰ درصد حمل و نقل نفت دنیا) نفت خام از طریق تنگه صادر میشود که ۲۲ درصد این صادرات مقصدشان اروپا و دیگر کشورهای آسیایی است. علاوه بر ترابری نفت خام، تعدادی ناوهای تجاری مانند نفتکش های حامل محصولات نفتی و کشتی های حامل کالا از ساحل جزیره ی قشم رد میشوند. یک لنگرگاه بین المللی که در آن ناوهای تجاری برای سوخت رسانی و مقاصد دیگر توقف میکنند در جنوب جزیره در نظر گرفته شده است(شکل ۹/۱).



شکل ۹/۱ موقعیت جزیره قشم و منطقه ی لنگرگاه بین المللی

۹,۲ تجهیزات سوخت رسانی در قشم

شرکت سوخت رسانی ستاره قشم و خدمات ترابری (QSBS) به تازگی فاز یک تجهیزات ذخیره و عرضه ی سوخت را در سلاخ، قشم در ژانویه ی ۲۰۱۷ به اتمام رسانده است. فعالیت اولیه ی شرکت ۳۰ سال پیش در حوزه ی سوخت رسانی در بندرعباس شروع شده است. این شرکت قشم را به دلیل نزدیکی به راههای آبی بین المللی مکان مناسبی برای بازار سوخت رسانی یافتند. آنها آب و غذای ناوها را نیز تأمین میکنند. ایجاد محل سکونت کارکنان کشتی در حین سوخت گیری و پهلوگیری نیز در دستور کار آنها قرار دارد با این توجیه که جزیره دارای جاذبه های گردشگری است. ظرفیت فعلی ذخیره ۵۲۰۰۰ Kl است و به ۷۵۰۰۰۰ Kl افزایش پیدا خواهد کرد.

فاز اول پروژه دربردارنده ی تاسیسات زیر است:

- مخزن محوله: ۹ عدد برای نفت سنگین، ۱ عدد برای گازوئیل
  - ✓ ظرفیت مخزن ۱۰*۵۲۶۰m۳= مجموعاً ۵۲۶۰۰ m۳.
- نفت خام: از پالایشگاه تبریز، اصفهان و بندرعباس خریداری میشود.
- ترکیب: تجهیزات آلمانی کاملاً اتوماتیک
  - ✓ پمپ: ۵ عدد پمپ سنگین(۲۵۰مترمکعب در ساعت) و سه پمپ نفت (۱۵۰ مترمکعب در ساعت)
- بویلر: ۳ عدد بویلر هرکدام ۵۰۰۰۰۰ kcal/hr

- آب آشامیدنی: membrane ۲۵۰ مترمکعب در روز
- پمپ آتش: ۲ عدد برای شرایط اضطراری ۷۵۰ مترمکعب در روز و ۱ عدد برقی ۷۵۰ متر مکعب در روز(۶۰۰۰ وات)

شرکت QSBS در ابتدا برای ساخت پالایشگاهی در نزدیکی ترمینال برنامه ریزی کرده بود، اما با توجه به مقتضیات جدید سوخت، مثل سوختِ کم سولفور، این ایده از لحاظ اقتصادی و به دلیل نیاز به سرمایه گذاری سنگین به صرفه نخواهد بود.

آنها LNG را سوخت مهمی در آینده ی نزدیک بر میشمارند و تمایل دارند از پروژه ی LNG سود ببرند. آنها مشتاقانه حق استفاده از زمین را واگذار کرده اند و از پروژه ی LNG پشتیبانی میکنند.

شکل ۹/۲ تاسیسات سوخت رسانی در سلخ واقع در جزیره ی قشم

۹,۳ رقیبان

فجیره یکی از بزرگترین عرضه کنندگان سوخت دریایی در دنیا است. آنها بیشتر HSFO خود را با ایران معامله میکنند. تعدادی عرضه کنندگان سوخت ناوها تاسیسات ذخیره بنا کرده و واحدهای تجارت در فجیره احداث کرده اند. در زیر لیست شرکت هایی که در Fujairah دست دارند آمده است.

- (d) عرضه کننده ی سوخت ناو Fujairah
  - Aegean (Fujairah) Bunkering S.A
  - Akron Trade and Transport
  - APSCO Petroleum Services
  - BP Middle East
  - Fairdeal Marine Services
  - Fujairah National Bunkering Co., (LLC)
  - Gulf Petrol Supplies
  - International Supply
  - Oil Marketing & Trading International (LLC)
  - Pearl Marine Logistics UAE FZE
  - Royal Bunkering &Trading Co., LLC
  - VTTI Fujairah Terminals Ltd FZC
  - Bominglot Fujairah LLC
  - Caltex Alkhalij (Dubai)
  - Dubai Fuel Supply (Dubai)
  - FAL Energy Co., Ltd (Sharjah)
  - Shell Matkets Middle East ltd., (Dubai)
  - Zad Fuel (Dubai)
- (e) Storage Tank Operation and Trading
  - Vopak Horizon Fujairah Limited (۲,۱۳ million m۳)
  - Horizon Terminal Ltd. (۲٤۰,۰۰۰ m۳)
  - Fujairah Oil Terminal FZC (۱,۱٥ million m۳)
  - Socar Aurora Fujairah Terminal FZC (۸۱٥,۰۰۰ m۳)
  - GPS Chemoil LLC FZC (۷۰۰,۰۰۰ m۳)
  - Gulf Petroleum
  - Prime Star Energy FZC

Fujairah معاهده ی MARPOL را امضا نکرده است و همچنان HSFO را در بازار عرضه میکند. با این حال، ممکن است از حاشیه ی سود برای پوشش هزینه ی نصب scrubber چشم پوشی شود.

۹/۳ تجهیزات سوخت دریایی در بندر فجیره

۹,٤ مزایای جزیره قشم

بازار سوخت رسانی برای صنعت قشم به دلیل مزیت های جغرافیایی آن مناسب دیده میشود. قشم همچنین به عنوان ژئوپارک شناخته شده است و حیات وحش آن کارکنان ناوها را جذب خواهد کرد. صنعت گردشگری قشم با همکاری تیم پروژه ی JICA ارتقا داده میشود.

با گسترش کسب و کار سوخت رسانی، کارکنان ناوها یک یا چند شب را در طول سوخت گیری در قشم خواهد گذارند و در نتیجه صنعت و کسب و کارهای دیگر از آن منتفع خواهند شد.

- توریسم

- عرضه آب و غذا و کشت و صنعت
- سکونت
- خرید(معاف از مالیات)

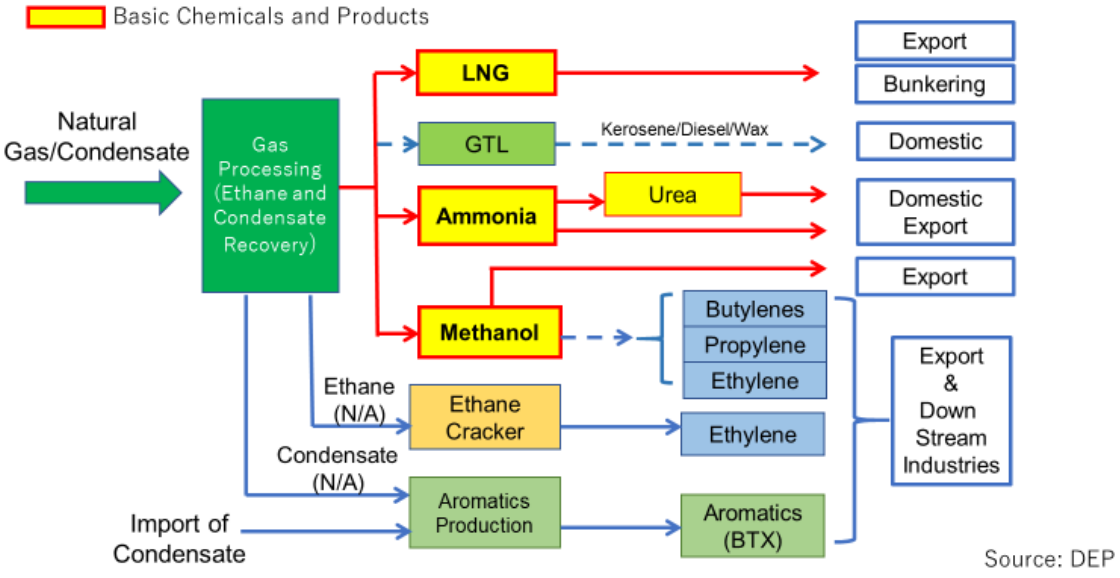
بخش سوم

توسعه متانول و آمونیاک / اوره

فصل ۱۰ بررسی فرصت‌های پتروشیمی

۱۰,۱ مقدمه

گزینه توسعه صنعت پتروشیمی در تاریخ ۱۸ آگوست ۲۰۱۸ با سازمان منطقه آزاد قشم بررسی و مورد بحث قرار گرفت. با توجه به ماهیت گاز موجود، یعنی گاز غنی از متان، سه گزینه برای بررسی بیشتر، یعنی متانول، آمونیاک / اوره و LNG وجود دارد. GTL به لحاظ اقتصادی قابل قبول نبوده و از لیست حذف شده است. بررسی اجمالی از صنعت شیمی گاز و گاز به شرح زیر نشان داده شده است.



شکل ۱۰/۱ بررسی کلی صنعت گاز و گاز شیمیایی

این محصولات شیمیایی انتخاب شده (متانول، آمونیاک / اوره و LNG) به عنوان مواد شیمیایی اولیه و منبع انرژی اولیه برای تولید برق شناخته شده و در سراسر جهان معامله می شود.

۱۰,۲ گزینه متانول

متانول از طریق گاز سنتزی (هیدروژن و منوکسید کربن) تولید شده از زغال سنگ یا متان با فرایند تولید اکسیداسیون جزئی برای فرایند ریخته گری زغال و بخار برای متان تولید می شود.

۱۰,۲,۱ مشتقات متانولی و محصول نهایی

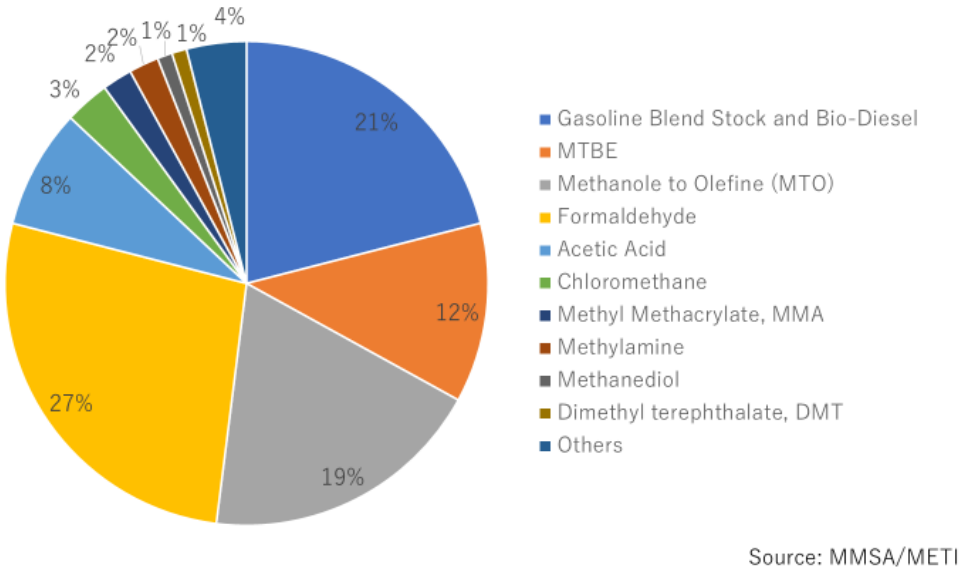
متانول یک محصول مهم شیمیایی اساسی برای صنعت پتروشیمی بوده است. استفاده از متانول در سال های اخیر گسترش یافته است و از آن به عنوان جایگزین های سوخت خودرو یا بخشی از قطعات استفاده شده است. چنین مواردی شامل گزینه های زیر می شود و ۲۱ درصد تولید جهانی متانول را شامل می شود:

- استفاده مستقیم به عنوان یک مخلوط کننده بنزین
- مواد اولیه برای تولید بیو دیزل
- DME (محصول مخلوط برای دیزل و LPG)

MTBE به عنوان یک تقویت کننده اکتان در یک مخزن مخلوط بنزین استفاده می شود و سهم آن ۱۲٪ است. متان همچنین به عنوان یک ماده اولیه برای تولید اولفین به عنوان MTO (متان به اولفین) استفاده می شود که ۱۹ درصد از تولید متانول جهان را تشکیل می دهد.

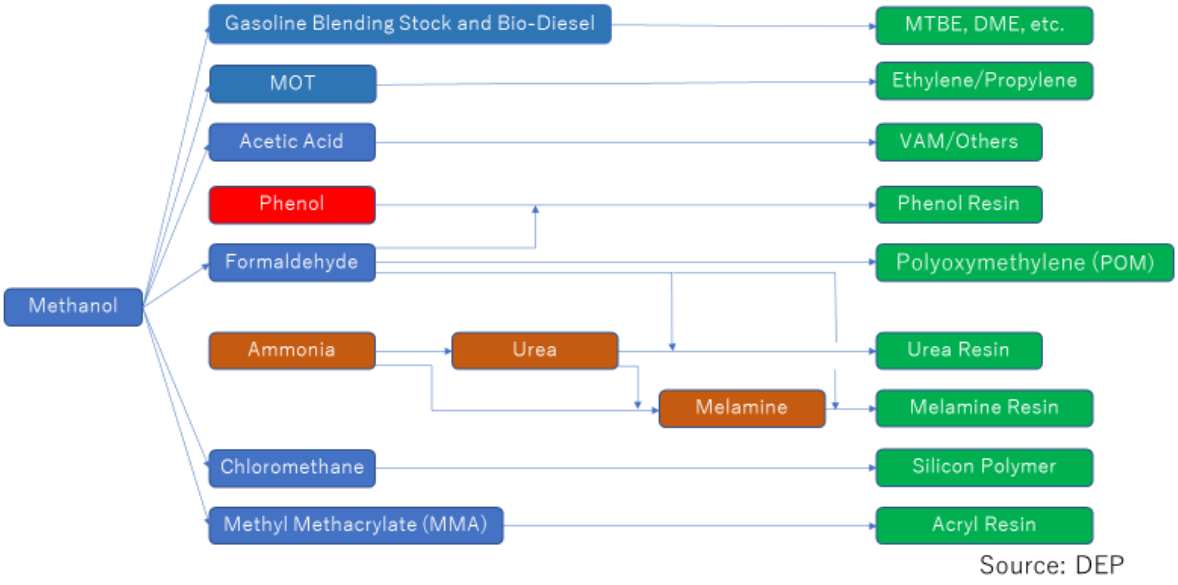
به طور کلی، ۵۲ درصد متانول به عنوان جایگزینی برای محصول نفت و غالباً در چین استفاده می شود. انتظار می رود این نسبت به دلیل افزایش استفاده از MTO و افزایش استفاده از DME در چین افزایش یابد.

از منظر استفاده شیمیایی، تولید فرمالدئید ۲۷ درصد تولید متانول جهان را نشان می دهد، به دنبال آن ۸ درصد اسید استیک و ۳ درصد کلرومتان است.



شکل ۱۰/۲ مصرف کنندگان متانول جهان در سال ۲۰۱۵

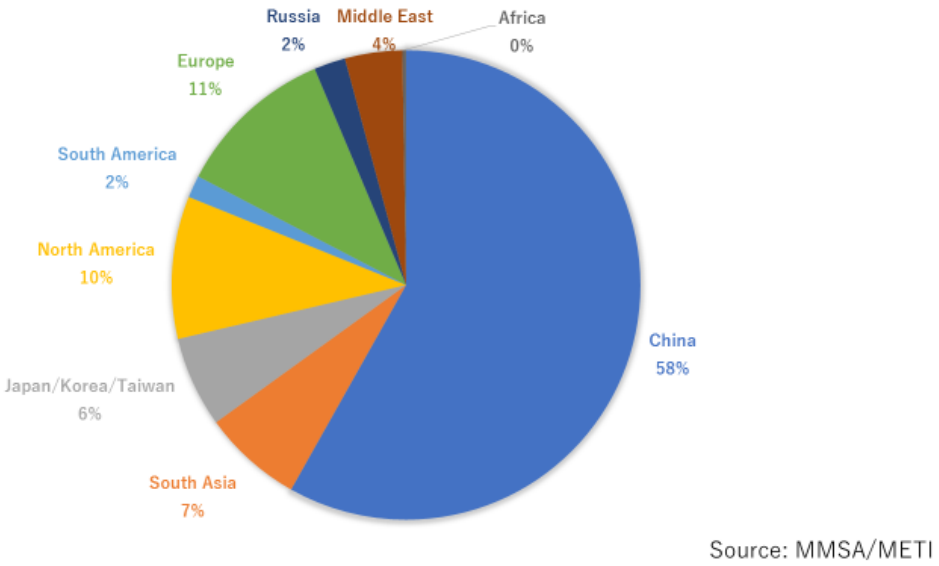
شکل زیر استفاده عمده متانول، محصول متوسط و محصولات نهایی را خلاصه می کند.



شکل ۱۰/۳ مشتقات متانولی و محصول نهایی

۱۰,۲,۲ تقاضای متانول

مصرف متانول در چین در سال ۲۰۰۰، ۱۲ درصد از مصرف جهانی را به خود اختصاص داد. در سال ۲۰۱۵ چین ۵۸ درصد مصرف جهانی را به خود اختصاص داد. بخش عمده متانول در چین از زغال سنگ از طریق فرآیند اکسیداسیون جزئی تولید شده است.

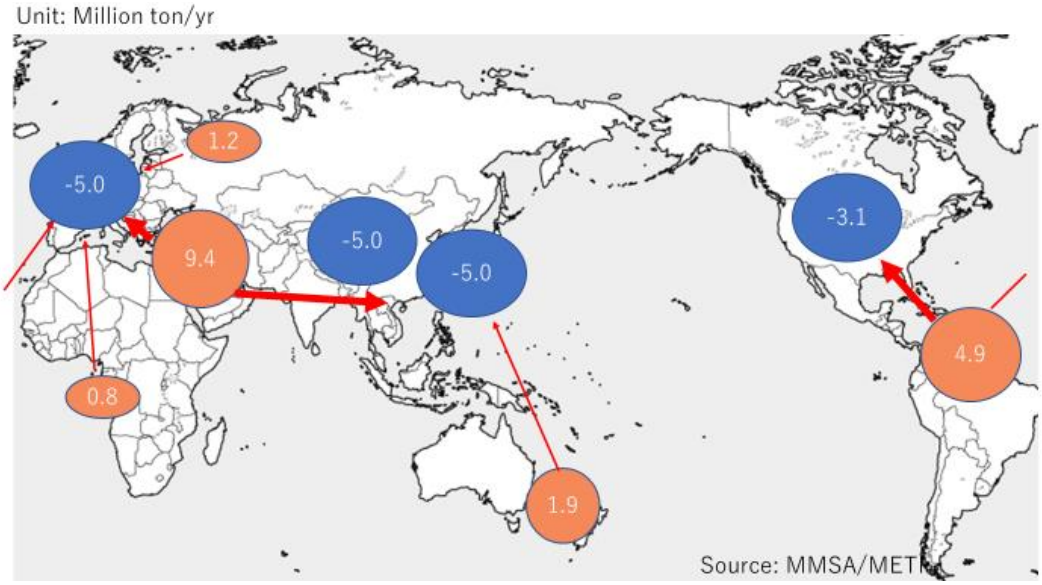


شکل ۱۰/٤ تقاضای متانول بر اساس منطقه

تقاضا در چین تا زمانی که مقررات زیست محیطی اعمال شود ادامه خواهد یافت.

۱۰,۲,۳ تجارت متانول

به جز چین، اکثر تجارت متانول برای استفاده صنعتی است. چین بزرگترین وارد کننده است که به دنبال آن ایالات متحده، هلند، ژاپن و آلمان هستند. بزرگترین صادر کننده متانول ترینیداد و توباگو است که پس از آن عربستان سعودی، عمان، ایران و نیوزیلند قرار دارند.

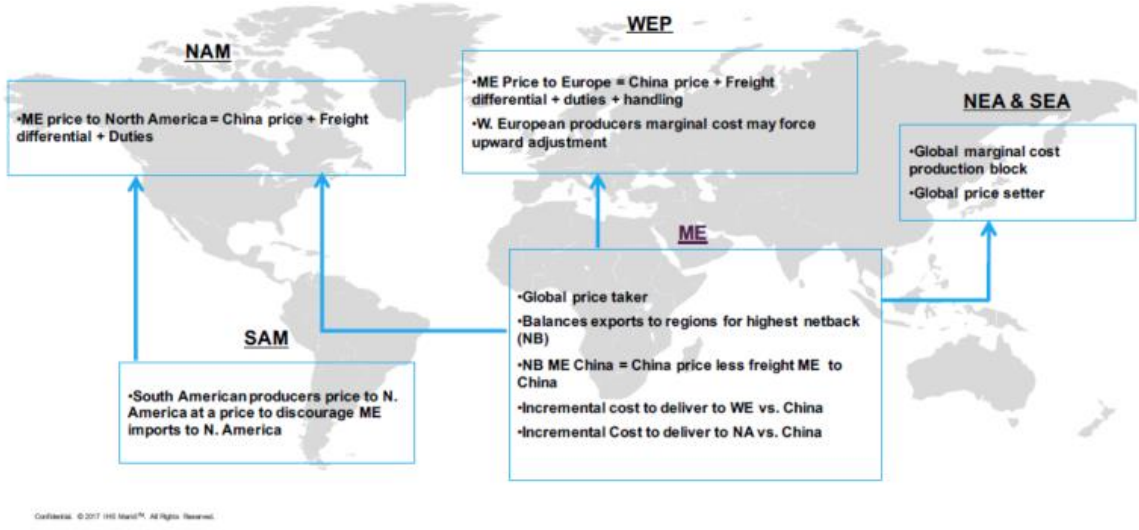


شکل ۱۰/۵ تجارت متانول ۲۰۱۵

۱۰,۲,٤ ساختار قیمت گذاری متانول

چین در بازار جهانی متانول حاکم است و به عنوان تعیین‌کننده قیمت جهانی عمل می کند. قیمت های بین المللی تحت تاثیر قیمت های زغال سنگ حاشیه چینی قرار گرفته و با قیمت گذاری MOT در چین محدود می شود.

در این شرایط، متانول خاورمیانه به عنوان گیرنده قیمت جهانی عمل می کند و صادرات را به مناطقی که در آن بازده خالص بیشتری انتظار می رود متعادل می کند.



Source: HIS Market

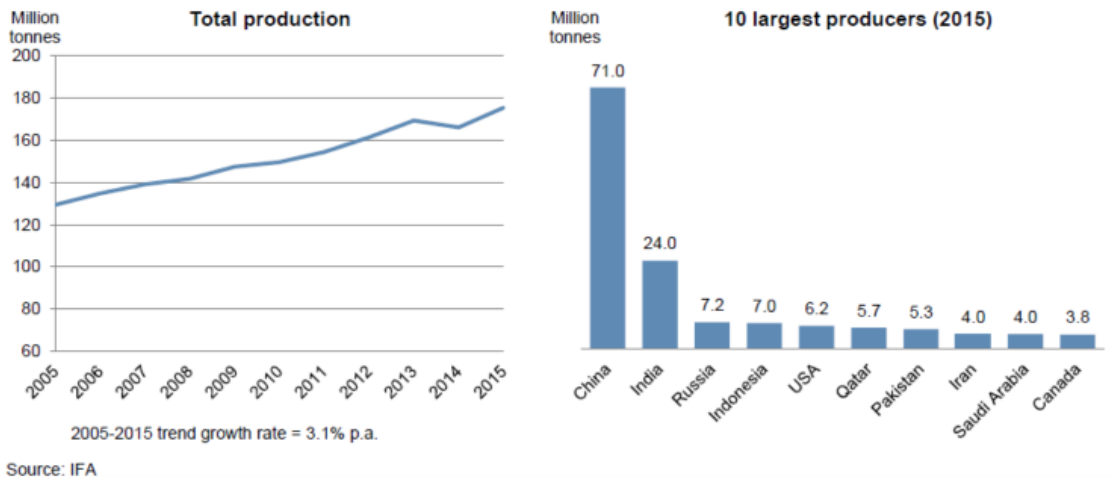
شکل ۱۰/٦ مکانیسم قیمت جهانی متانول توسط بازار HIS

۱۰,۳ چشم انداز بازار اوره / آمونیاک

۱۰,۳,۱ تولید جهانی اوره

تولید اوره از سال ۱۳۸٤ تا ۱۳۹٤ در هر سال ۳/۱%رشد داشته است، و انتظار می رود که از سال ۱۳۹٤ تا ۱٤۰٤، ۱/۲% رشد داشته باشد. کل تولید در سال ۱۳۹٤، ۱۷۸ میلیون تن است. چین ۷۱ میلیون تن تولید داشته، که ٤۰ % تولید جهانی را تشکیل می دهد. اوره چین توسط فرایند اکسیداسیون جزئی زغل سنگ به دنبال فرآیند سنتز آمونیاک و فرایند سنتز اوره تولید می شود.

هند دومین کشور تولیدکننده اوره است، با این حال، تولید داخلی گاز هند در حال کاهش است و با مشکل هزینه بالاتر مواد اولیه روبرو است. همچنین ذخیره میدان های گازی در اندونزی و پاکستان رو به اتمام می باشد و در آینده نزدیک به لیست کشورهای واردکننده اوره وارد خواهند شد.



منبع: Yara

شکل ۱۰/۷ تولید جهانی اوره

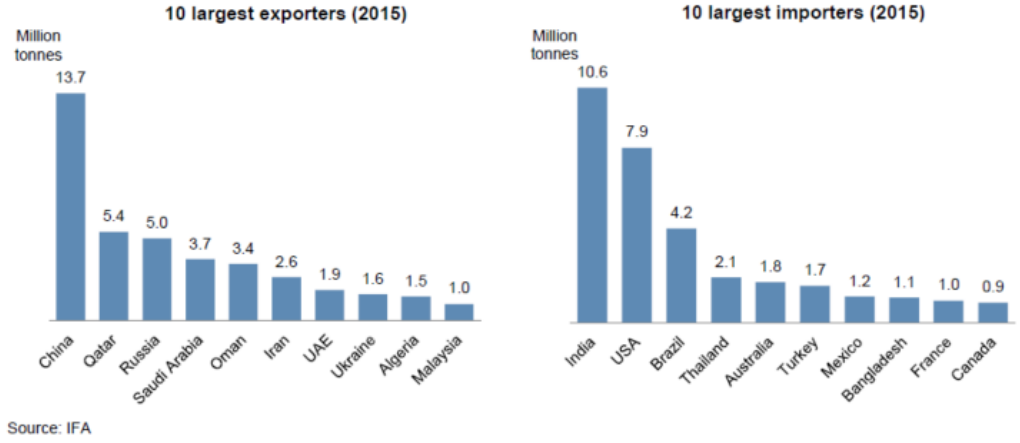
۱۰,۳,۲ تجارت جهانی اوره

(۱) صادرات اوره در سال ۱۳۹٤

چین بزرگترین کشور صادرکننده اوره می باشد که به دنبال ان قطر، روسیه، عربستان سعودی، عمان و ایران قرار دارند. روسیه و اوکراین بزرگترین کشورهای صادرکننده اوره بودند و برای پوشش بازار دریای سیاه به طور مشترک کار می کردند. در چند سال گذشته، صادرات از چین به طور چشمگیری افزایش یافته و نقش اصلی را در جهان ایفا می‌کند. مالزی اوره را صادر می کند اما به دلیل کاهش میدان گازی خود در لیست کشورهای واردکننده قرار خواهد گرفت.

(۲) واردات اوره در سال ۱۳۹٤

به استثنای چین، کشورهای تولید کننده اوره تقریبا همان کشورهای تولیدکننده گاز هستند. اوره محصولی بسیار مهم است و به کشور های بسیاری در جهان صادر می‌شود. هند بزرگترین وارد کننده است که به دنبال آن ایالات متحده، برزیل و تایلند قرار دارند. بنگلادش در گذشته یک کشور خودکفا در زمینه اوره بوده است اما حالا به علت کمبود گاز داخلی از میدان های گازی موجود شروع به واردات اوره نموده است.

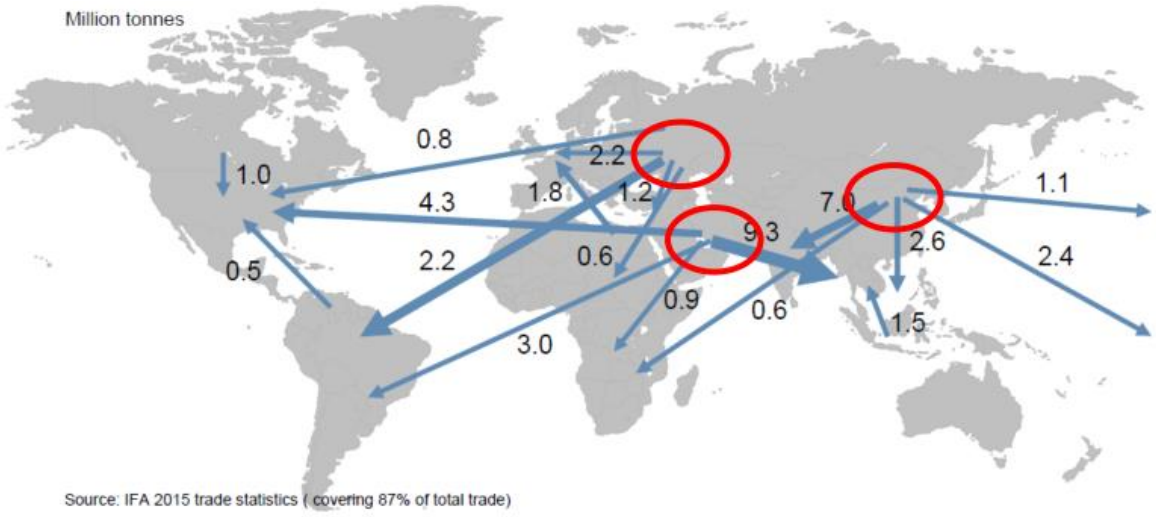


منبع: Yara

شکل ۱۰/۸ تجارت جهانی اوره

۱۰,۳,۳ جریان تجارت اوره

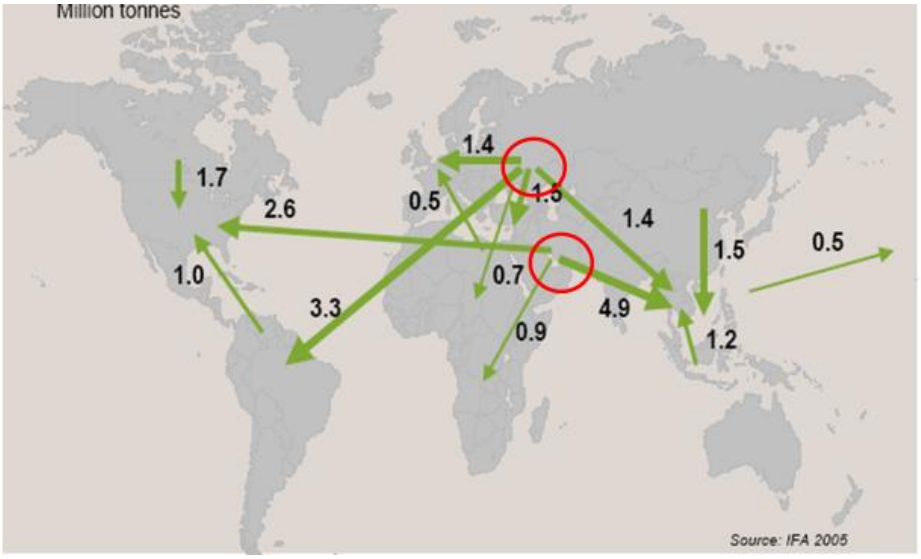
اوره یک کالای اساسی می باشد و به تعدادی از کشورها به منظور حمایت از تولید مواد غذایی آن کشور صادر می‌شود. سه مرکز عمده صادرات شامل دریای سیاه، خاورمیانه و چین وجود دارد. چین بزرگترین صادر کننده است، اما مجموع کل صادرات از خاورمیانه (قطر، عربستان سعودی، ایران، امارات متحده عربی) کمی بیشتر از چین است. بازار دریای سیاه در حال افول است و قدرت تعیین قیمت خود را از دست داده است. شکل زیر، جریان تجارت اوره را در سال ۱۳۹٤ نشان می دهد.



منبع: Yara,IFA

شکل ۱۰/۹ جریان تجارت اوره در سال ۱۳۹٤

شکل زیر جریان تجارت اوره در سال ۱۳۸٤ را نشان می دهد. بازار دریای سیاه دارای قدرت غالب به عنوان یک قیمت‌گذار در بازار بین المللی اوره بود.



منبع: Yara,IFA

شکل ۱۰/۱۰ جریان تجارت اوره در سال ۱۳۸٤

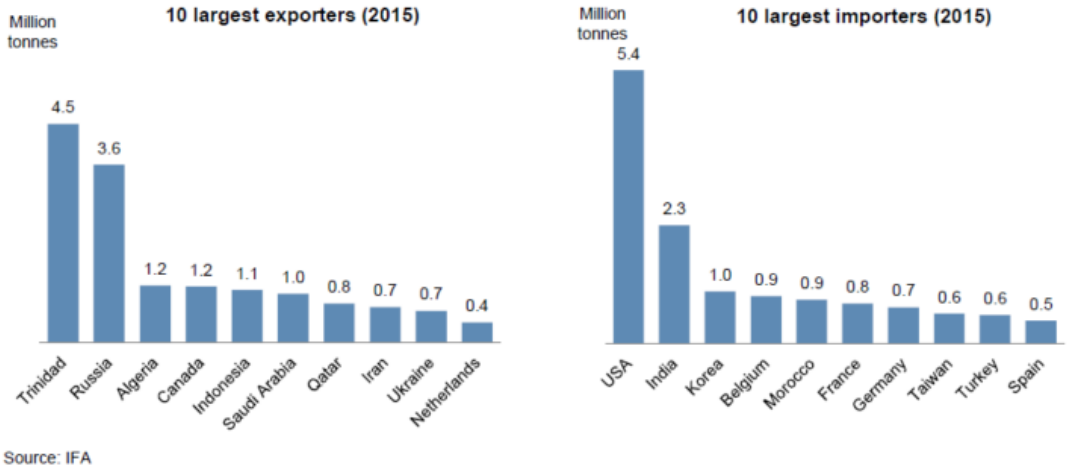
۱۰,۳,٤ مکانیسم قیمت بازار اوره

قیمت بین‌المللی اوره تحت تاثیر قیمت های زغال سنگ حاشیه ای چینی قرار دارد. قیمت جهانی تا سال ۱۳۹۱ با قیمت گاز / نفت منعکس می شده است. افزایش اخیر تولید اوره چینی فاکتور اصلی در تنظیم قیمت بازار بوده است، و قیمت گاز بین المللی را از مکانیسم قیمتگذاری اوره مستقل کرده و به کاهش نوسان قیمت ها کمک می کند.

شکل ۱۰/۱۱ حد پایین قیمت جهانی اوره

۱۰,۳,٥ بازار آمونیاک

آمونیاک یک محصول شیمیایی اساسی است و به طور گسترده به عنوان خوراک صنعتی میانی مورد استفاده قرار می گیرد. آمونیاک همچنین محصول آلترناتیو اوره می باشد و با توجه به تناسب مزایای اقتصادی آمونیاک و اوره عمل می کند. تولید کل آمونیاک در سال ۱۳۹٤، ۱۸۲ میلیون تن بوده است. چین بزرگ ترین تواید کننده است و ۳۷% از تولید جهانی را به خود اختصاص می دهد، و پس از آن روسیه با ۸% قرار دارد. تمام آمونیاک تولید شده در چین در داخل کشور استفاده می شود. اکثر کشورهای وارد کننده آمونیاک، به جز مراکش، کشورهای صنعتی هستند. مراکش به عنوان تولید کننده فسفات و تولید آمونیوم فسفات بوسیله واردات آمونیاک برای حمایت از تولید مواد غذایی در آفریقا شناخته می‌شود. رشد متوسط تولید سالانه آمونیاک از سال ۱۳۸٤ تا ۱۳۹٤ به میزان ۲/۲% است و انتظار می رود رشد کند.



منبع: Yara/IFA

شکل ۱۰/۱۲ تجارت جهانی آمونیاک ۱۳۹٤

۱۰,۳,٦ جریان تجارت آمونیاک

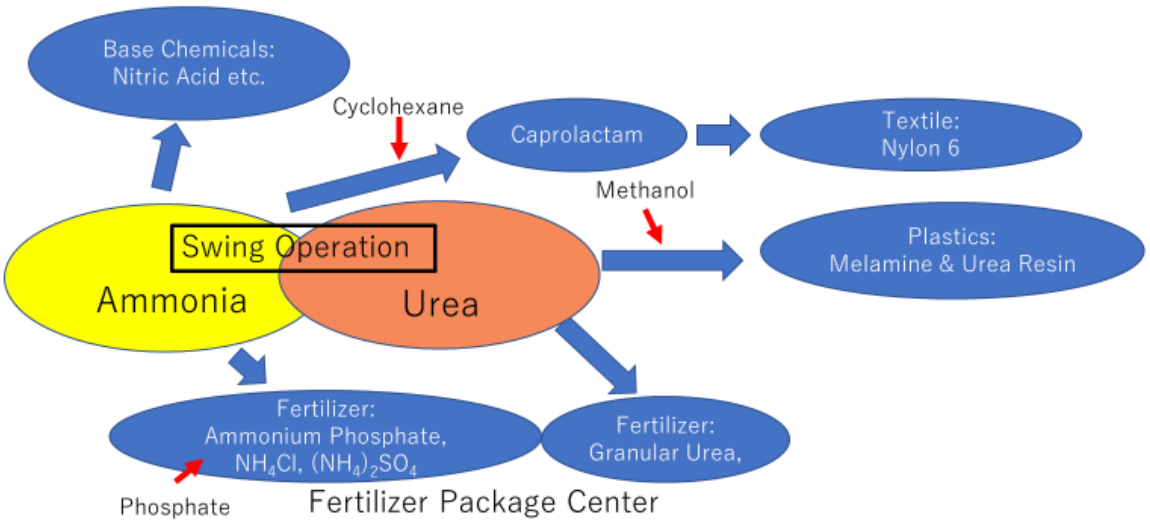
جریان تجارت آمونیاک در سال ۱۳۹٤ نشان می دهد که آمونیاک محصول کالایی نیست و مقصد آن عمدتا به کشورهای صنعتی محدود می شود. ترینیداد و روسیه تامین کننده های اصلی آمونیاک هستند.

منبع: Yara,IFA

شکل ۱۰/۱۳ جریان اصلی تجارت آمونیاک

۱۰,۳,۷ توسعه صنعت آمونیاک/اوره

استفاده اولیه از آمونیاک برای تولید اوره است. آمونیاک به عنوان یک ماده اولیه شیمیایی برای تولید نیتریک اسید، آمونیوم سولفات و آمونیوم کلرید استفاده می شود. با استفاده از سیکلوهگزان، کاپرولاکتام، محصول میانی نایلون ٦ تولید می شود. اوره یکی از سه عنصر مهم به عنوان ترکیب کود می باشد. این محصول می تواند به طور مستقیم در بازار به فروش برسد. اوره همچنین به عنوان یک ماده اولیه برای تولید رزین ملامینی و رزین اوره با استفاده از متانول استفاده می شود. در اینجا، مزیت این است که کارخانه اوره می تواند بصورت دومنظوره و به عنوان یک مرکز تولید آمونیاک نیز فعالیت کند تا با توجه به شرایط اقتصادی سود را به حداکثر برساند.



شکل ۱۰/۱٤ صنایع پایه آمونیاک/اوره

۱۰,٤ بحث و توصیه

۱۰,٤,۱ کلیات

منابع گاز یکی از مهمترین دارایی های ایران هستند و ارزش آن باید حداکثر شود. برای به حداکثر رساندن ارزش، نیاز است استراتژی های زیر در نظر گرفته شود:

- **فروش با قیمت معقول در بازار**
- **قیمتگذار بودن به جای قیمت گیرنده بودن**
- **اجتناب از رقابت داخلی**

۱۰,٤,۲ گزینه متانول

گزینه متانول با سازمان منطقه آزاد قشم بررسی و مورد بحث قرار گرفت. مکانیسم کنونی تحت تاثیر قیمت های زغال سنگ حاشیه چینی قرار گرفته و با قیمت MOT در چین محدود می‌شود. به عبارت دیگر، قیمت متانول منعکس کننده ارزش واقعی بازار گاز طبیعی نیست و عرضه کننده متانول از خاورمیانه، نقش قیمت گیرنده را ایفا می کند نه تعیین کننده قیمت.

۵۲% از متانول به عنوان یک جایگزین نفت در چین استفاده می شود و بخش قابل توجهی از آن به عنوان یک ترکیب مخلوط سوخت استفاده می شود که متفاوت از نحوه استفاده ای است که در تصور ما می باشد. اعتماد و اتکا به یک خریدار بزرگ مانند چین یک ریسک می باشد.

گزینه MTO نیز مورد بحث قرار گرفت. MTO تنها در چین عملی است که در آن زغال سنگ کم هزینه به عنوان یک منبع خوراک استفاده می شود. رقبایی در تولید اولفین مانند اتان کراکر، کراکر خوراک مخلوط، پالایشگاه کراکینگ کاتالیزوری سیال بستر و .... وجود دارند. در MOT سه تن آب برای تولید یک تن اولفین تولید می شود و مقدار زیادی ارزش گرمایی از بین خواهد رفت. هیچ مزیت اقتصادی در شرایط عادی اقتصادی وجود ندارد.

۱۰,٤,۳ گزینه آمونیاک/اوره

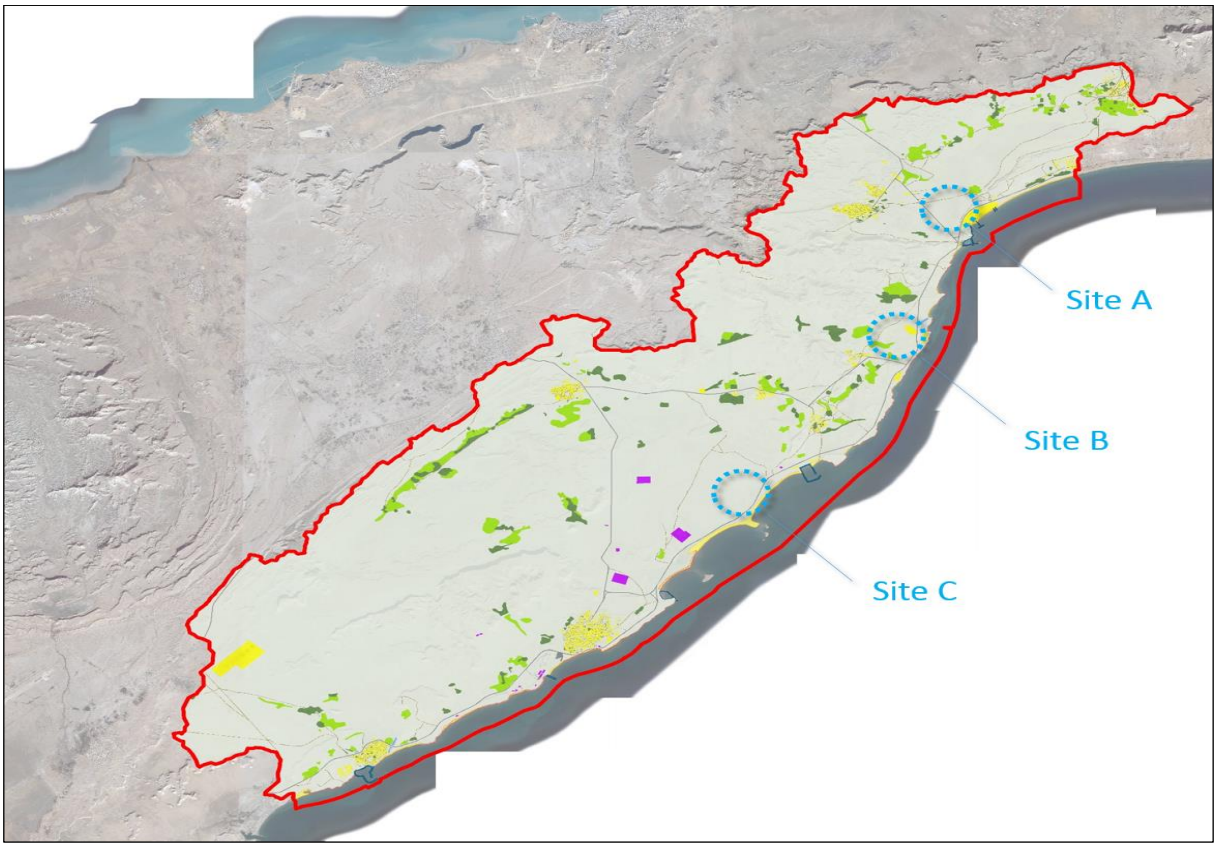
سازمان منطقه آزاد قشم تصریح کرد که دولت مرکزی قبلا ۱۱ پروژه اوره را در ایران تایید کرده است و هیچ مجالی برای قشم جهت ساخت کارخانه اوره وجود ندارد. با این حال، ۷ کارخانه از ۱۱ مورد در سرزمین اصلی قرار دارند و هیچ مزیتی برای صادرات ندارند، و ٤ پروژه اوره در سمت ساحل ساخته

خواهد شد. از لحاظ جغرافیایی، قشم نزدیک به آبراه بین المللی واقع شده است و نزدیک ترین دسترسی به اقیانوس هند را دارد. از نظر هزینه حمل و نقل، قشم در موقعیتی ایده آل برای صادرات قرار گرفته است.

اوره کالایی است که می تواند مستقیما به کاربران نهایی و بازاریابان فروخته شود. فسفات (P) و پتاسیم (K) می تواند برای ترکیب با کود نیتروژن برای ساختن کود کامپوزیت NPK به صورت محصول ارزش افزوده برای صادرات وارد شود. مرکز بسته‌بندی کود برای قشم توصیه می‌شود.

پیوست ۱ بررسی (مطالعه) دقیق سایت های کاندید (مدنظر) در ساحل شرقی

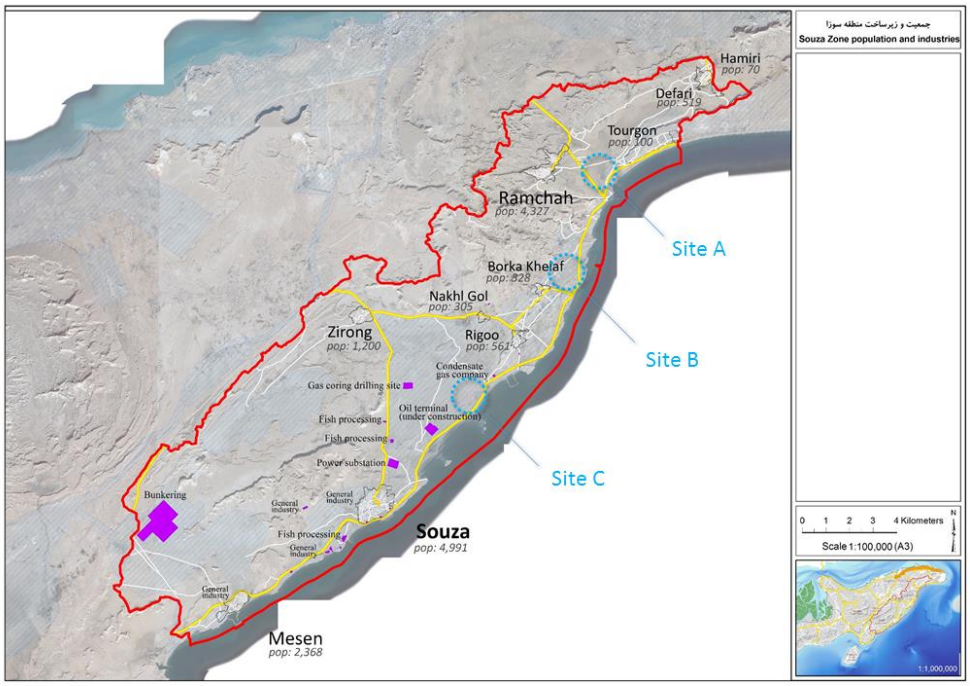
کاربری فعلی اراضی ساحل شرقی، که به طور اولیه به عنوان منطقه دارای بیشترین پتانسیل و مکان سه سایت کاندید با بیشترین مقبولیت (A,B,C) است در شکل A۱،۱ ارائه شده است.



منبع: تیم پروژه جایکا

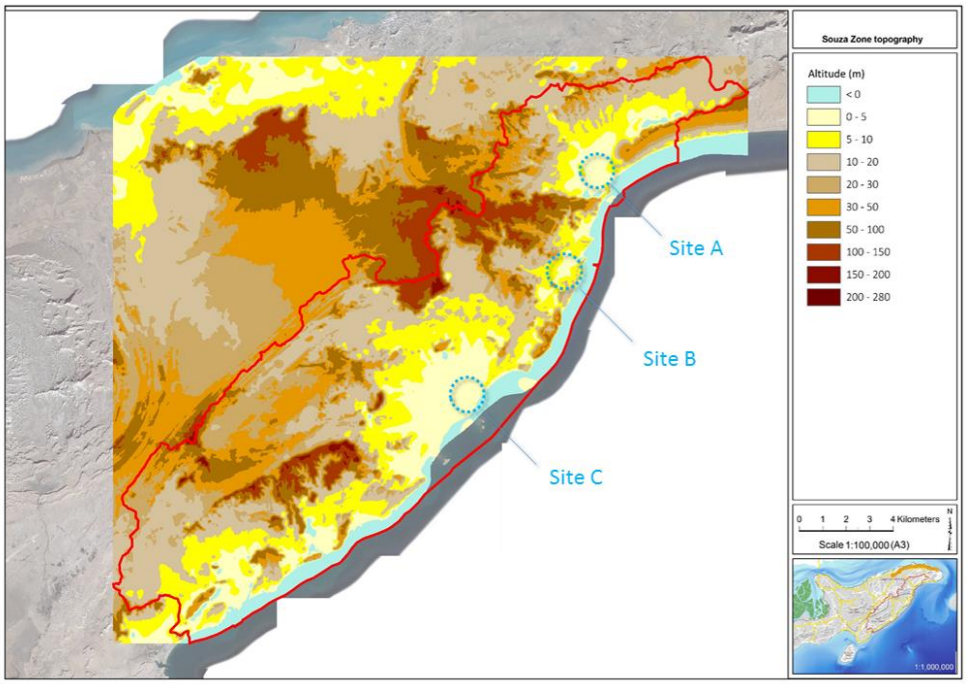
شکل A۱،۱ سه سایت کاندید در کاربری فعلی اراضی در ساحل شرقی

نقشه های زیر وضعیت سایت های A,B,C را در زمینه های محیط زیست انسانی (شکل A۱،۲)، توپوگرافی (شکل A۱،۳)، شیب (A۱،٤)، عمق سنجی (شکل A۱،٥)، سازگاری با محیط زیست ساحلی (شکل A۱،٦) و میراث فرهنگی (شکل A۱،۷) نشان می دهند.



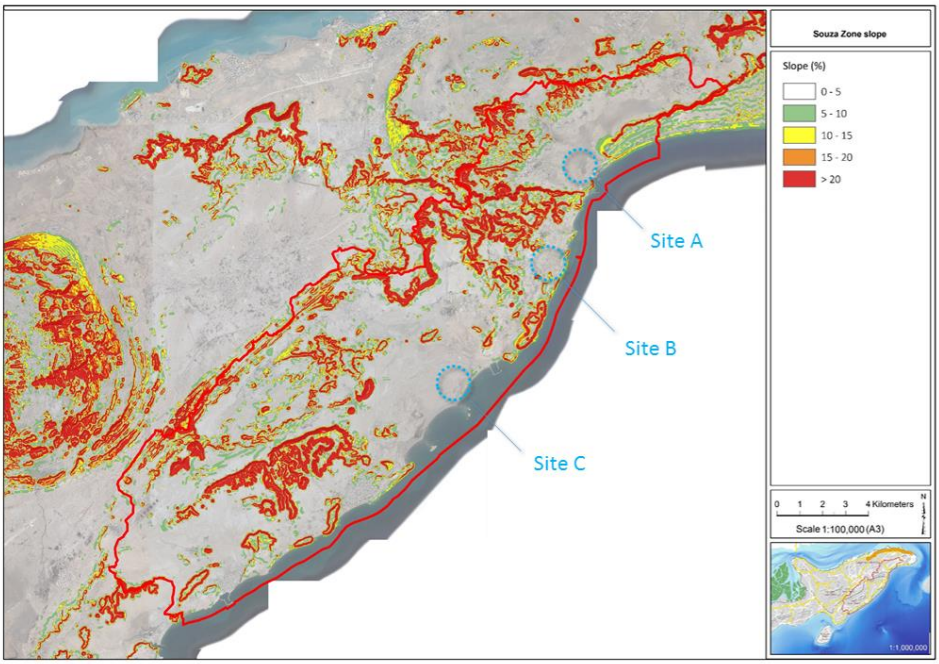
منبع: تیم پروژه جایکا

شکل A۱,۲ محیط زیست انسانی (منازل مسکونی و صنایع) ساحل شرقی



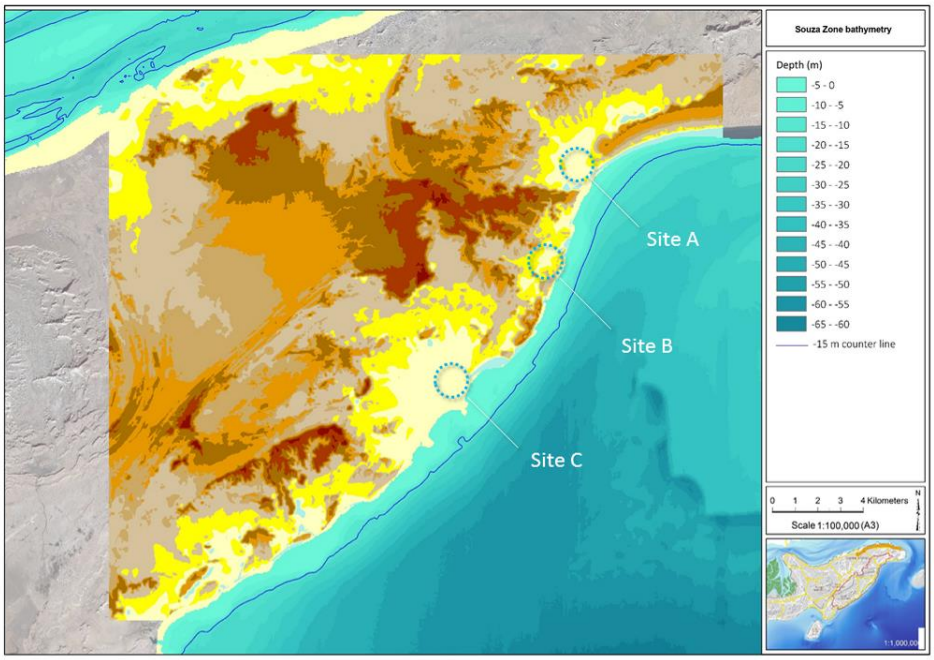
منبع: تیم پروژه جایکا

شکل A۱,۳ توپوگرافی ساحل شرقی



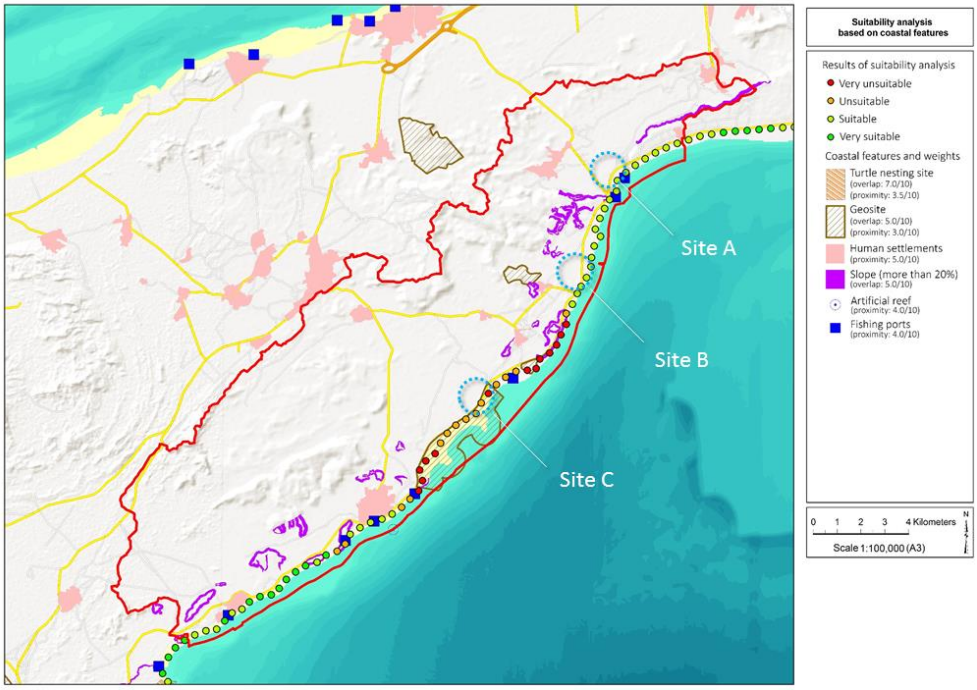
منبع: تیم پروژه جایکا

شکل A۱,٤ شیب ساحل شرقی



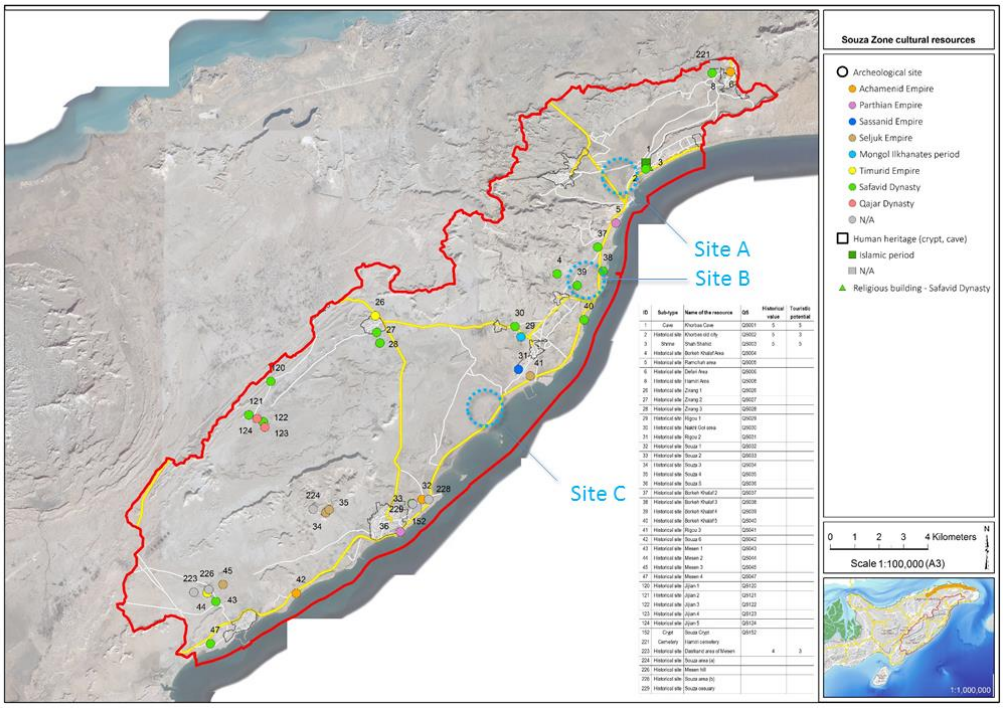
منبع: تیم پروژه جایکا

شکل A۱,٥ عمق سنجی ساحل شرقی



منبع: تیم پروژه جایکا

شکل A۱,٦ سازگاری با محیط زیست ساحلی در بخش شرقی



منبع: تیم پروژه جایکا براساس داده های بخش گردشگری سازمان منطقه آزاد قشم

شکل A۱,۷ میراث فرهنگی ساحل شرقی

تمامی ویژگی های فیزیکی، طبیعی و فرهنگی فوق الذکر تاثیر مهمی بر مناسب قلمداد شدن سایت های کاندید توسعه LNG دارند. ارزیابی کلی هر حوزه برای سه سایت ساحل شرقی در جدول A۱,۱ ارائه شده است.

جدول A۱,۱ مقایسه سایت های کاندید در ساحل شرقی

آیتم	سایت A	سایت B	سایت C
محیط زیست انسانی	• بین روستاهای مهم تورگان و رمچاه، اما با فاصله زیاد از منازل • عبور از جاده ساحلی ممکن است چالشی برای دسترسی به دریا باشد.	• نزدیکی به روستای کوچک برکه خلف • عبور از جاده ساحلی ممکن است چالشی برای دسترسی به دریا باشد.	• به دور از هرگونه اقامتگاه انسانی • مجاورت صنایع موجود • عبور از جاده ساحلی ممکن است چالشی برای دسترسی به دریا باشد.
توپوگرافی	• قرارگیری در ارتفاع کم (از ۰-۵ متر)	• **قرارگیری در ارتفاع کم (از ۰-۵ متر)**	• قرارگیری در ارتفاع کم (از ۰-۵ متر)
شیب	• منطقه مسطح، تقریبا دور از شیب	• منطقه مسطح، که در پیرامون آن شیب های تند کم تعدادی وجود دارند (به ویژه در بخش ساحلی)	• منطقه پهناور مسطح، به دور از هرگونه شیب
عمق سنجی	• عمق نسبتا خوب دریا در مجاورت (-۳۰ متر در ٤ کیلومتری ساحل) • خطی با عمق ۱۵- متری نزدیک ساحل	• عمق خوب دریا در مجاورت (٤۵- در ٤ کیلومتری ساحل) • خطی با عمق ۱۵- متر در نزدیکی ساحلی (در فاصله ۱ کیلومتری)	• بهترین عمق آب در مجاورت (۵۵- متر در ٤ کیلومتری ساحل) • خطی با عمق ۱۵- متر در نزدیکی ساحل
سازگاری با محیط زیست ساحلی	• سازگاری نسبتا بالا علی رغم وجود دو بندرگاه صیادی که تاثیرات منفی را از LNG دریافت خواهند کرد.	• سازگاری نسبتا بالا با محیط زیست ساحلی	• سازگاری نسبتا پایین به دلیل وجود یک منطقه حفاظت شده (ژئوسایت جزایر ناز) در این ناحیه
میراث فرهنگی	• نزدیک به غار خوربس، میراث انسانی مهم به جا مانده از دوره اسلامی و همچنین مکان شناخته شده گردشگری	• احاطه شده توسط سه سایت باستان شناسی نسبتا مهم که از دوره صفویه به جا مانده اند.	• به دور از هرگونه سایت میراث فرهنگی

منبع: تیم پروژه جایکا

پیوست ۲ کیفیت آب و کیفیت رسوبات

(۱) کیفیت آب

توزیع عمودی دما، شوری، تیرگی و کلروفیل آب از طریق کیفیت سنج چند پارامتری در موقعیت (In-situ) اندازه گیری شدند. کیفیت آب در تمامی مکان ها به صورت عمودی یک دست بود. این بدین معنی است که ترکیب عمودی (Vertical Mixing) به دلیل جریان جزر و مدی قوی است.

به منظور دانستن سطح مواد غذایی و تخلیه ها از مناطق اطراف، تست آزمایشگاهی کیفیت آب نیز انجام شد. جدول A۲،۱ نتایج تست را نشان می دهد.

در سایت سوزا ٤، میزان NH_3 از کل نیتروژن (T-N) در قیاس با سایر سایت ها متفاوت است. ممکن است تخلیه های خانگی زباله یا فاضلاب در اطراف این منطقه انجام گرفته باشد.

جدول A۲،۱ نتایج تحلیل کیفیت آب

	Unit	Salakah 1	Salakah 2	Salakah 4	Souza 2	Souza 3	Souza 4	Dargahan 2	Dargahan 4	Dargahan 5
T-P	ppm	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D
T-N	ppm	17.50	12.25	14.00	14.00	14.00	7.00	8.75	12.25	14.00
TPH	ppm	0.02	0.02	0.03	0.10	0.04	0.04	0.05	0.02	0.06
TDS	ppm	25740	26641	28580	24642	25787	22256	30125	29645	29020
TSS	ppm	8450	9350	16681	4305	4450	928	15820	15340	14458
NO3	ppm	9.3	10.7	13.1	8.1	7.8	7.9	9.2	7.7	7.3
NO2	ppm	0.013	0.021	0.008	0.015	0.004	0.007	0.004	0.005	0.014
NH3	ppm	1.70	1.27	1.27	1.27	2.12	5.09	0.85	0.85	0.35

منبع: تیم پروژه جایکا

(۲) کیفیت رسوبات

تست آزمایشگاهی فیزیکی رسوبات دریایی و خاک منطقه ساحلی انجام شد تا اطلاعاتی درمورد ترکیب اندازه دانه برای شبیه سازی حصول شود. جدول A۲،۲ نتایج آزمایش را نشان می دهد.

نتایج تفاوت عمده ای در اندازه دانه بین مکان های مطالعه شده دیده نشد به جز درگهان که در بخش شمالی جزیره است و نرخ اندازه دانه آن بالاتر است.

جدول A۲،۲ نتایج تست رسوبات

	Unit	Souza 1-2	Souza 2-1	Souza 3-1	Souza 3-2	Salakh 2	Shibderaz	Dargahan	Souza	Slakah
Specific Gravity	-	0.99655	0.99655	0.99627	0.99655	0.99655	0.99627	0.99655	0.99655	0.99655
Density	-	2.6717	2.6645	2.6781	2.6645	2.6574	2.6709	2.6717	2.6645	2.6574
Moisture Content	%	27.42	12.65	26.29	23.81	19.51	1.05	15.22	34.94	32.11
Gravel (75.00mm-2.00mm)	%	0.00	0.00	0.40	1.50	1.60	0.10	32.24	2.84	5.40
Sand (2.00mm-0.075mm)	%	94.77	96.94	94.25	89.55	93.53	98.80	64.54	95.86	83.54
Silt (0.075mm-0.005mm)	%	5.19	2.91	5.32	8.89	4.85	1.00	2.99	1.18	10.67
Clay (<0.005mm)	%	0.04	0.15	0.03	0.06	0.02	0.01	0.23	0.12	0.39

منبع: تیم پروژه جایکا

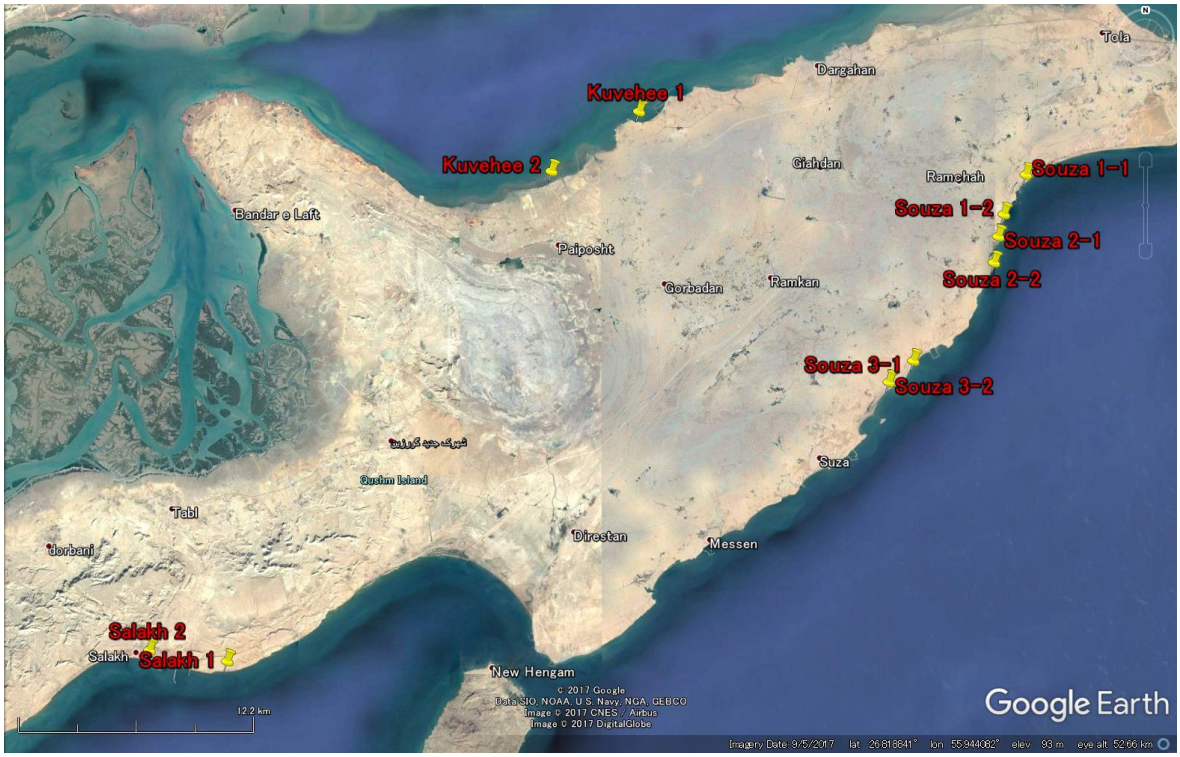
پیوست ۳ وضعیت کنونی سواحل

تیم پروژه جایکا در تاریخ های ۸ و ۱۵ آگوست ۲۰۱۷ بازدید هایی رااز سواحل اطراف سایت های کاندید به منظور تایید وضعیت کنونی سواحل انجام داد.در جدول A۳,۱ ویژگی های هر ساحل براساس بازدید انجام شده ارائه شده است.شکل A۳,۱ محل سواحل بازدید شده توسط تیم پروژه جایکا را نشان می دهد.

جدول A۳,۱ وضعیت کنونی سواحل اطراف سایت های کاندید

مکان	نوع ساحل	عمده مواد ساحل	شیب ساحل
سوزا	▪ ساحل ماسه ای و تخته سنگی	▪ ماسه و صخره	۱/۱۰ ~ ۱/۳۰
سلخ	▪ ساحل ماسه ای با بخش های صخره ای در نقاط کم	▪ ماسه و گل و لای پراکنده	۱/۱۰ ~ ۱/۳۰
کووه ای	▪ جزر و مدی با ساحل های ماسه ای پراکنده	▪ گل و لای و لجن (سطح) ▪ ماسه و تکه های صدف	تقریبا مسطح

منبع: تیم پروژه جایکا



منبع: تیم پروژه جایکا (تصاویر از گوگل)

شکل A۳,۱ محل سواحل بازدید شده در اطراف سایت های کاندید توسعه LNG

(۱) سوزا

یافته های این بازدید از سوزا در جدول A۳,۲ ارائه شده است. محل هر سایت به مکان های ذکر شده در شکل A۳,۱ اشاره دارد.

جدول A۳,۲ یافته های هر ساحل براساس بازدید انجام شده در سایت سوزا

عکس	یافته ها
سوزا ۱-۱ در محدوده خصوصی ساحل طلایی 	▪ این ساحل عمدتا از ماسه مرغوب تشکیل شده و شیب آن حدود ۱/۱۵ تخمین زده شده است. ▪ این ساحل دارای عمق کافی جهت جلوگیری از مواجهه خشکی با آب دریا در هنگام مد است.
سوزا ۱-۲ در برکه خلف 	▪ یک ساحل ماسه ای در روبروی صخره ی در طول خط ساحلی قرار دارد. ▪ جنس ساحل از ماسه مرغوب بوده و شیب ملایمی دارد. ▪ ساحل کم عرض است و در هنگام مد تماما در مواجهه با آب قرار می گیرئد.

جدول A۳,۲ یافته های هر ساحل بر اساس بازدید انجام شده در سایت سوزا (ادامه)

سوزا ۱-۲ در ریگو 	• جنس ساحل از ماسه مرغوب بوده و شیب آن ملایم است. • خرچنگ های زیادی در این مکان حفره هایی جهت سکونت ایجاد کرده اند. • ارتفاع حد سراشیبی ساحل حدود ۳ متر است. • جنس تخته سنگ از ماسه و تکه های مرجان و صدفی است. • حد سراشیبی ساحل دچار فرسایش ناشی از امواج و بارندگی می شود. این بخش سپس مواد ذکر شده را به ساحل اضافه می کند.
سوزا ۲-۲ در ریگو 	• این ساحل ماسه ای در روبروی صخره سنگی که در امتداد ساحل قرار دارد واقع شده است که به جز در مواقع جزر قابل مشاهده نیست. • ارتفاع صخره حدود ۱۰ متر است و از دو لایه زمین شناختی سنگ آهک و سنگ گلی تشکیل شده است. • لایه سخت سنگ آهگی به دلیل فرسایش زیاد لایه نرم سنگ گلی که مداوما تحت تاثیر امواج است فاسد شده است.

جدول A۳,۲ یافته های هر ساحل براساس بازدید انجام شده از سوزا (ادامه)

سوزا ۱-۳ 	• یک ساحل ماسه ای عریض با شیبی بین ۱/۳۰-۱/۲۰ وجود دارد. • جنس آن از مواد معدنی سیاه می باشد. این جواد از رودخانه نیامده اند بلکه ناشی از فرسایش ساحلی سنگ ماسه یا سنگ گل می باشند. • تکه های زغال سنگ نیز در ساحل یافت می شوند.
سوزا ۲-۳ 	• درازای ساحل تا مناطقی که سوزا ۱-۳ و ۲-۳ را پوشش می دهند ادامه دارد. طول آن حدود ۵ کیلومتر است. ساکنین از این ساحل معمولا برای اهداف تفریحی استفاده می کنند.

منبع: تیم پروژه جایکا

(۲) سلخ

یافته های بازدید از سایت در جدول A۳,۳ آمده اند.

جدول A۳,۳ یافته های هر ساحل براساس بازدید میدانی در سلخ

عکس	مشاهدات
سلخ ۱ در سمت شرقی بندرگاه موجود 	▪ یک ساحل ماسه ای در منطقه محدودی در شرق یک اسکله کوچک وجود دارد. در امتداد ساحل جلبک دریایی وجود دارد. ▪ ساحل ماسه ای در جلوی صخره های سمت غربی اسکله وجود ندارد. این صخره دو لایه مورب زمین شناختی دارد. جلوی از سنگ ماسه قدیمی و عقب آن از سنگ آهک تازه تشکیل شده است.
سلخ ۲ روبروی روستا در سمت غربی بندرگاه صیادی موجود 	▪ ساحل عمدتا از ماسه مرغوب و خاک قرمز تشکیل شده است. شیب آن ملایم است. ▪ خاک قرمز ممکن است از طریق جریان جزر و مدی از شمال جزیره به غرب جزیره و سلخ منتقل شود. ▪ قطران زغال سنگ در ساحل یافت می شود.

منبع: تیم پروژه جایکا

(۳) کووه ای

نتایج بازدید از سایت کووه ای در جدول A۳,٤ ارائه شده اند.

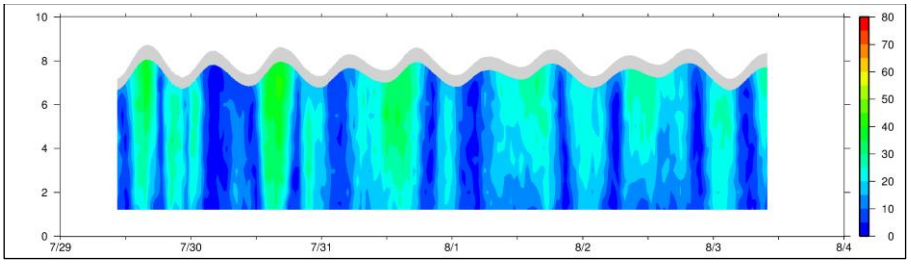
جدول A۳,٤ یافته های هر ساحل براساس بازدید از کووه ای

تصویر	یافته ها
کووه ای ۱ در غرب بندرگاه 	▪ در نواحی مختلف ساحل ماسه ای وجود دارد. سواحل عمدتا دارای پوسته های صدفی هستند. ▪ ارتفاع حد سراشیبی ساحل حدود ۷۰ سانتی متر است.
کووه ای ۱ در غرب دهانه رودخانه 	▪ یک پهنه جزر و مدی در امتداد خط ساحلی وجود دارد که تقریبا مسطح است. ▪ ضخامت گل سطحی پهنه جزر و مدی بسیار کم است که افراد بدون هیچ مشکلی می توانند قدم بزنند. ▪ در زیر گل ها ماسه های آکنده از پوسته های صدف یافت می شوند.

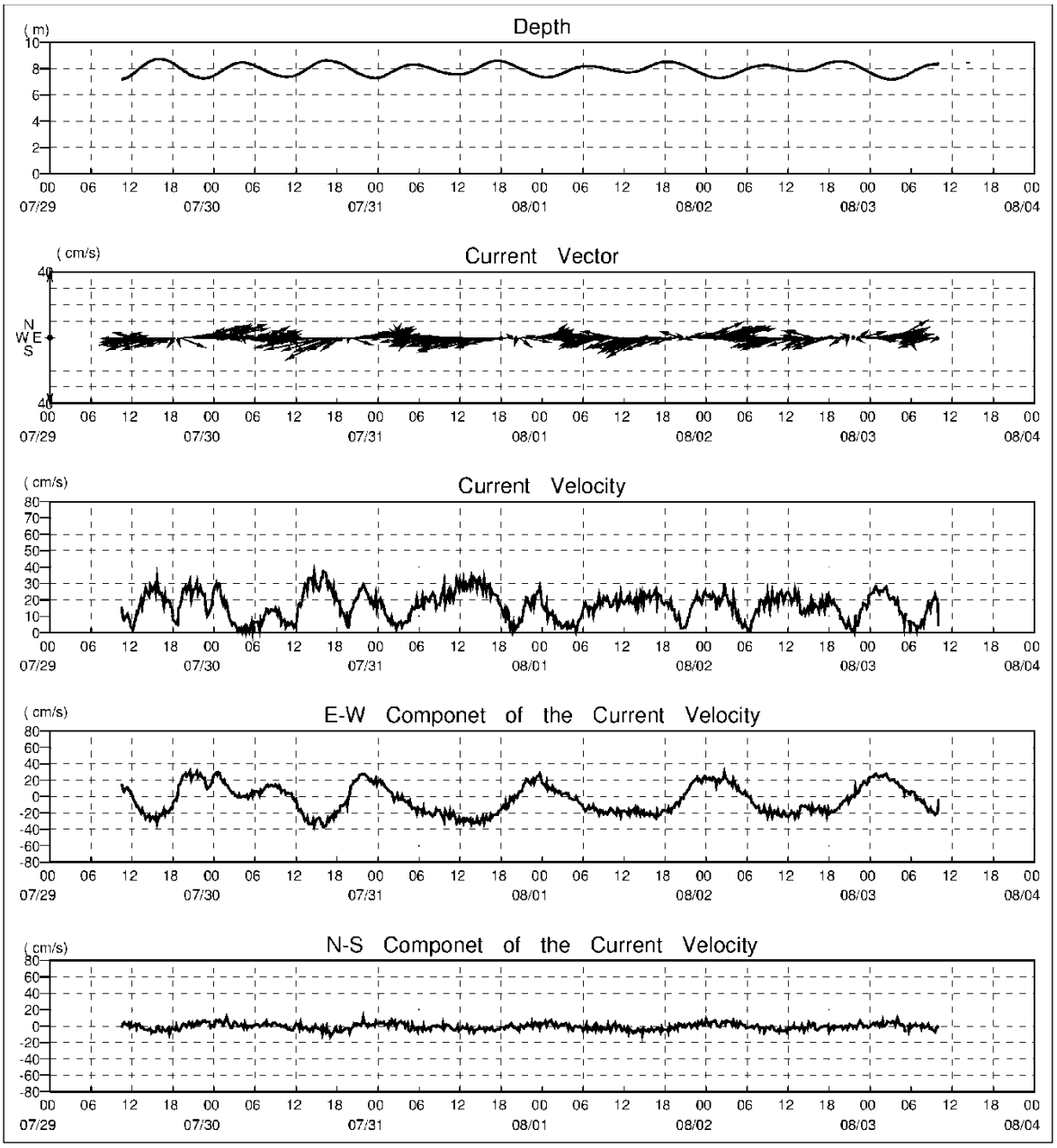
منبع: تیم پروژه جایکا

پیوست ٤ نتایج مطالعه جریان جزر و مدی

(۱) سلخ

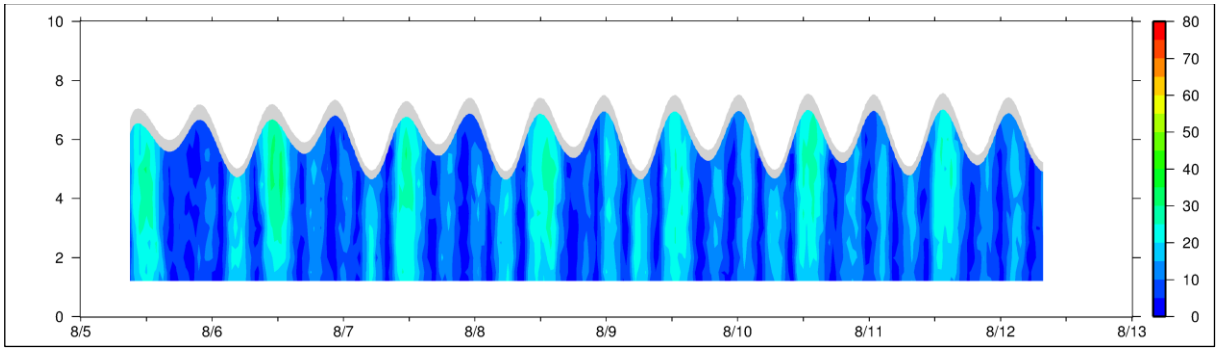


پروفایل سرعت عرضی

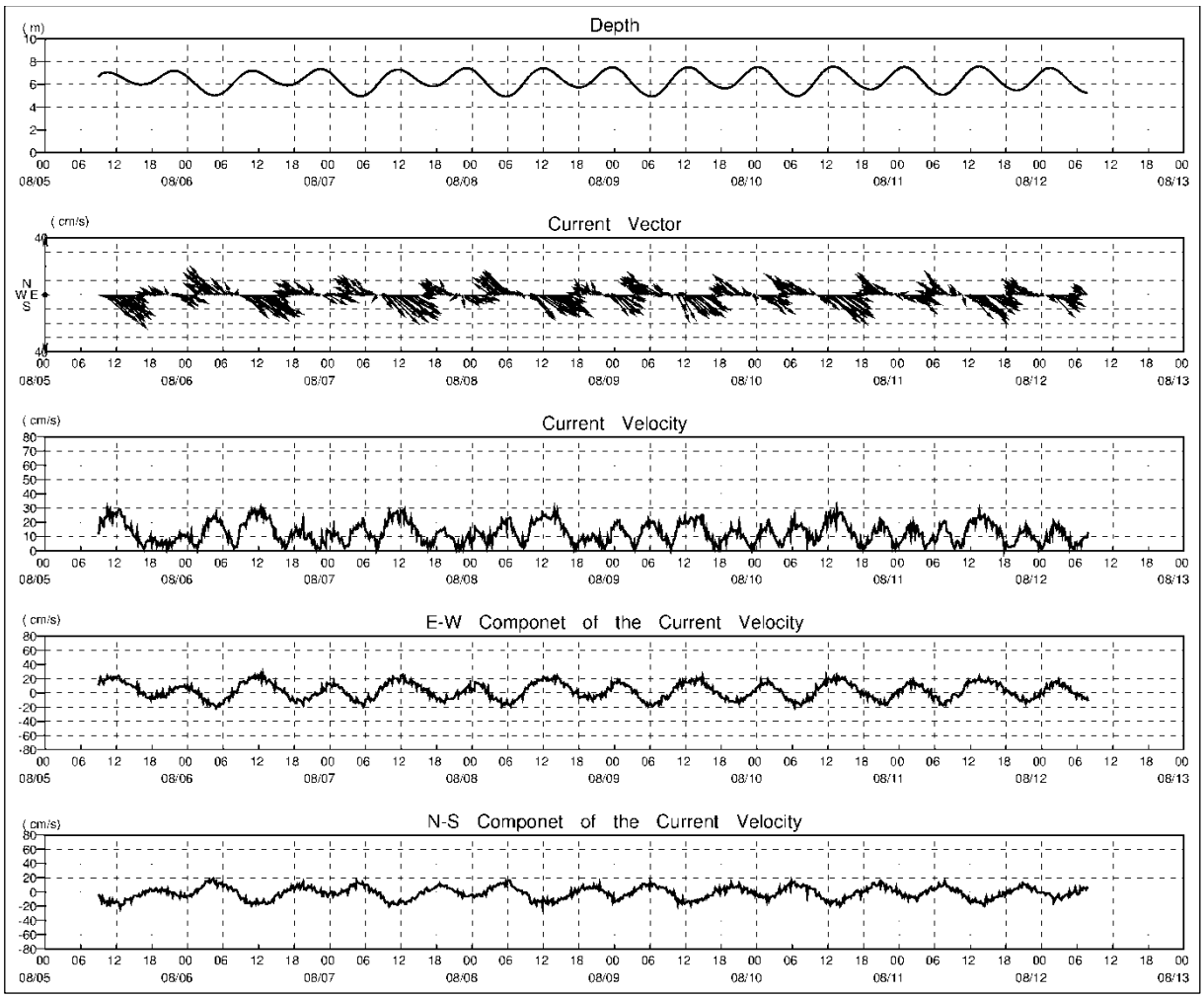


دوره زمانی عمق آب، سرعت و جهت جریان جزر و مدی (٤ متر بالاتر از عمق دریا)

(۲) سوزا

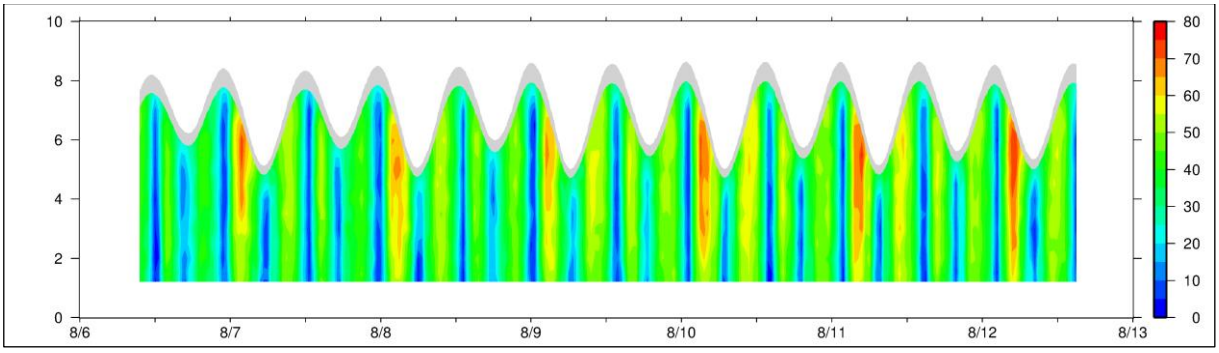


پروفایل سرعت عرضی

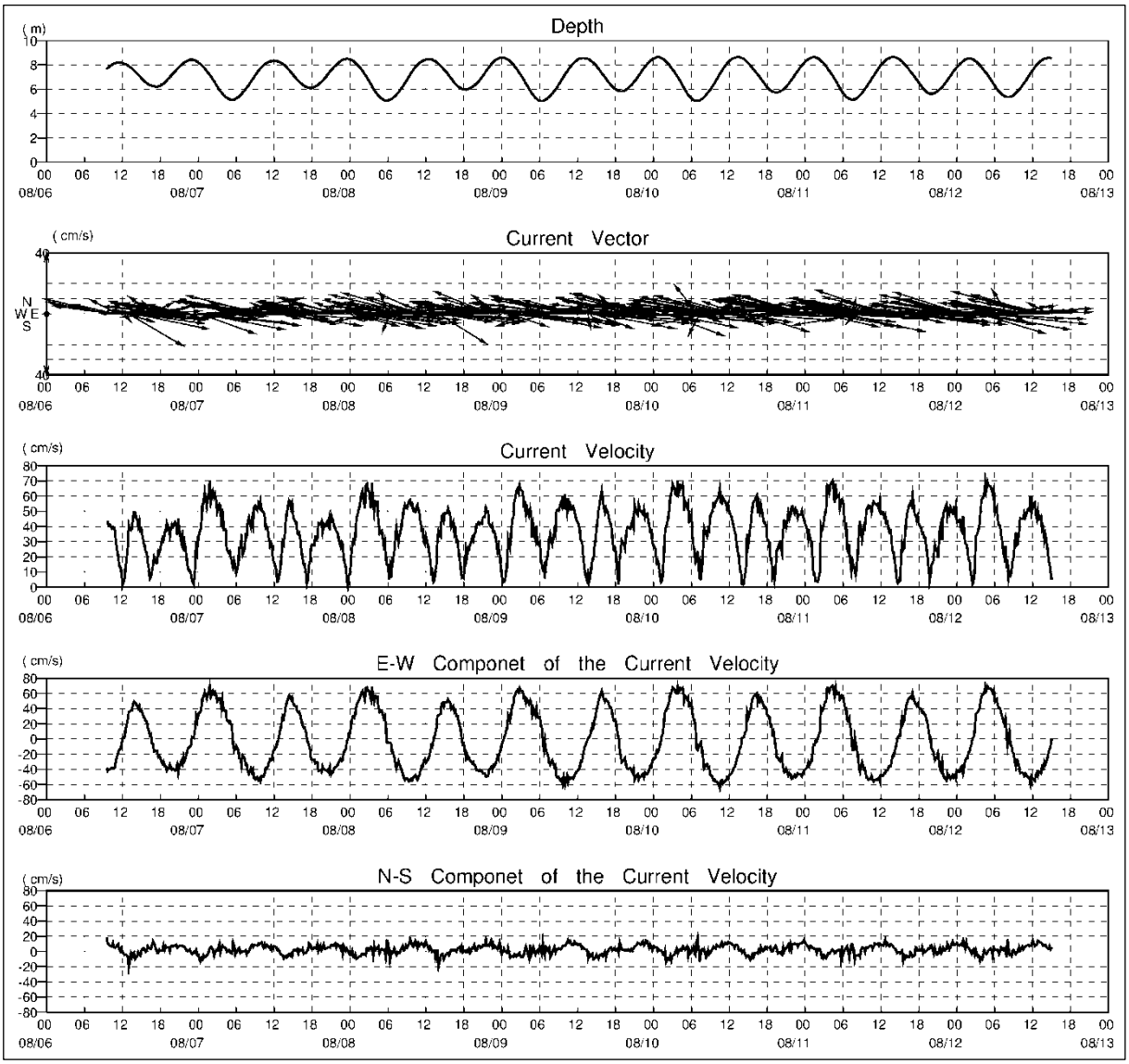


دوره زمانی عمق آب، سرعت و جهت جریان جزر و مدی (٤ متر بالاتر از عمق دریا)

(۳) سوزا

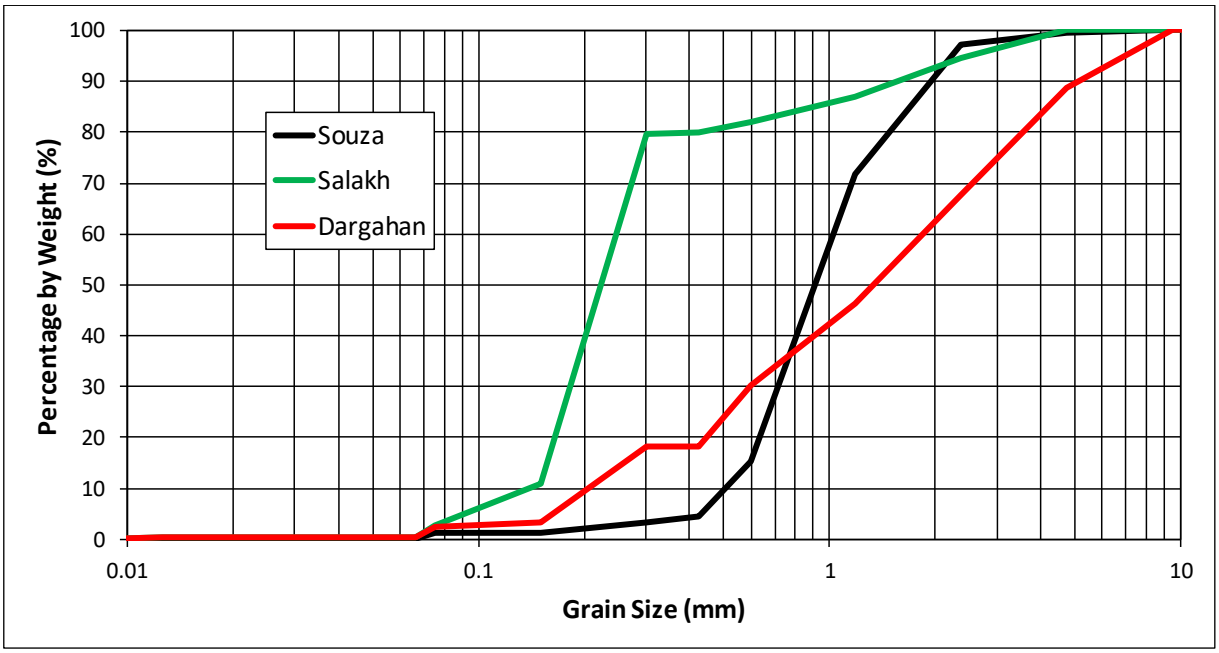


پروفایل سرعت عرضی

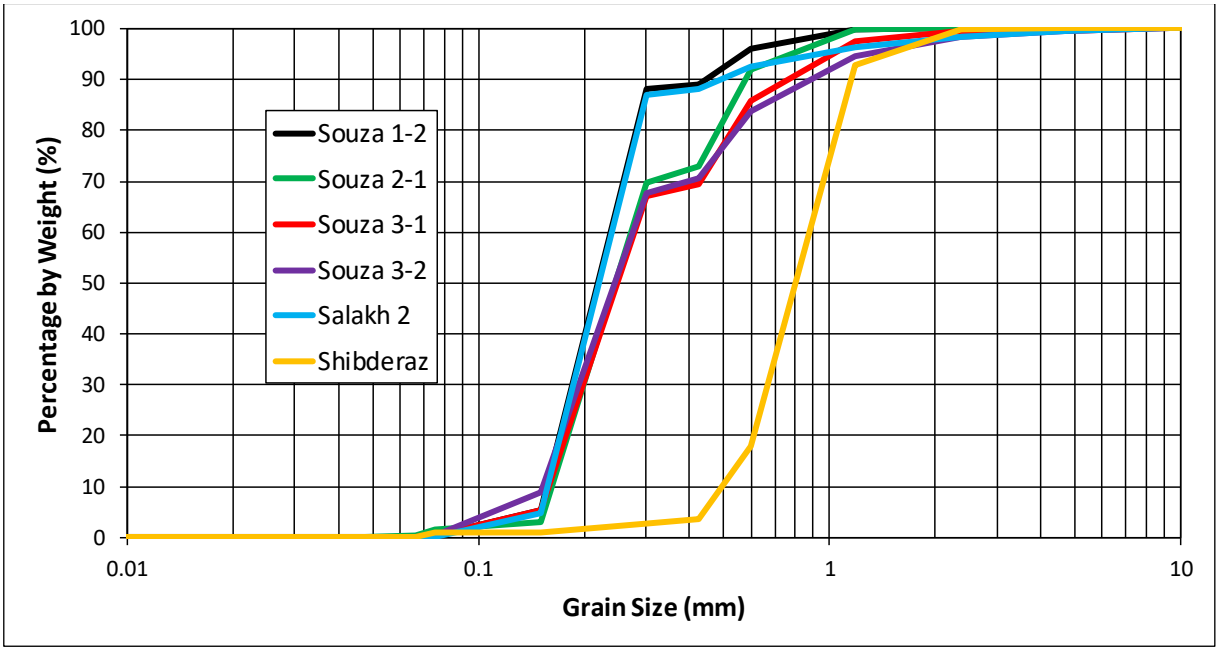


دوره زمانی عمق آب، سرعت و جهت جریان جزر و مدی (٤ متر بالاتر از عمق دریا)

پیوست ٥ تحلیل نتایج نمونه های رسوبات



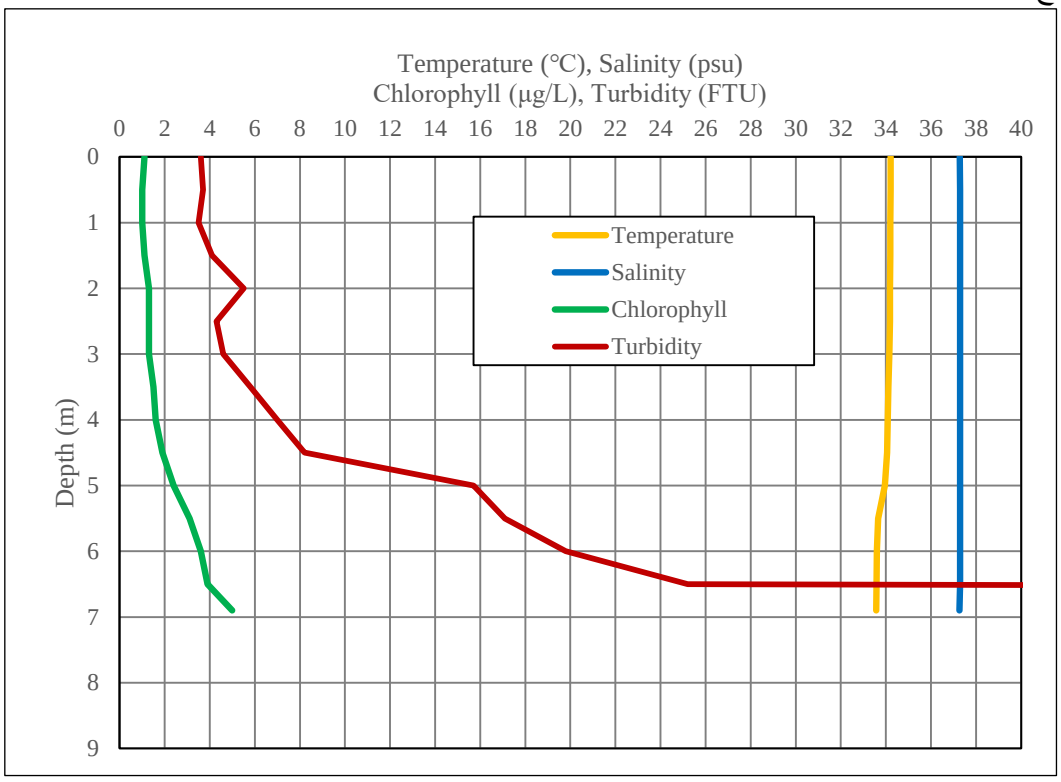
رسوبات عمق



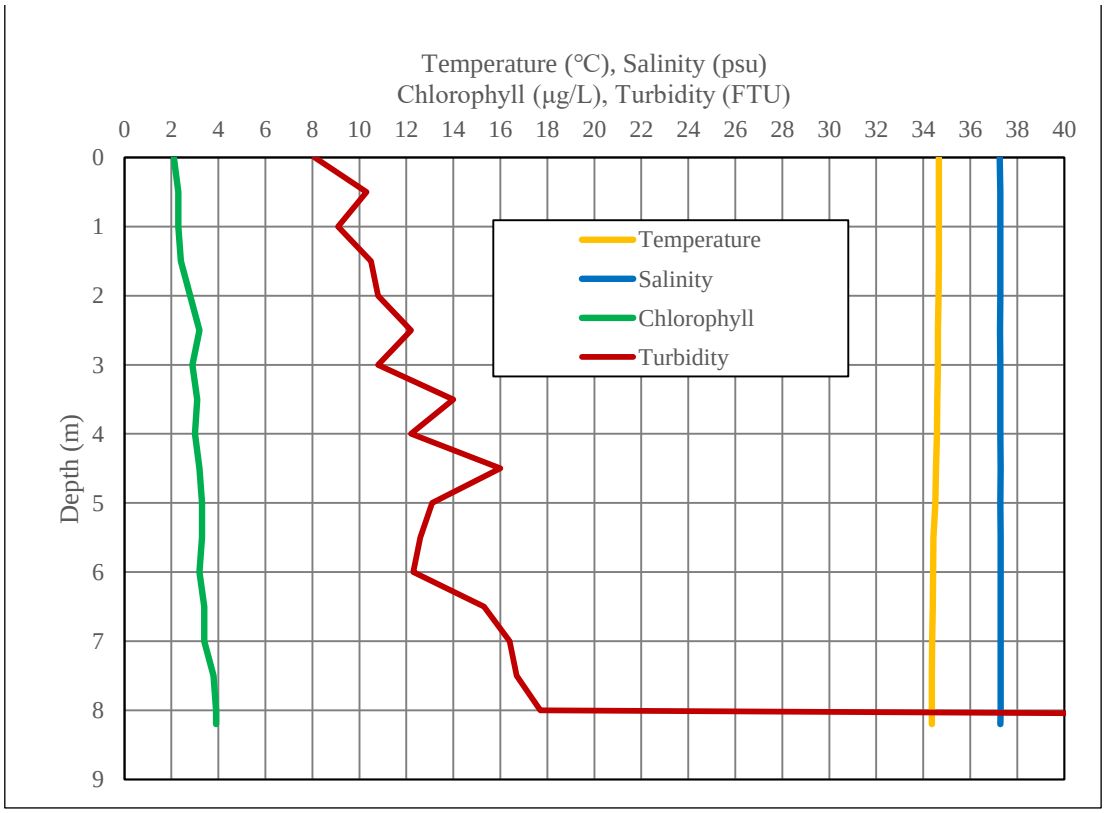
رسوبات خط ساحلی

پیوست ٦ پراکندگی عرضی (توزیع عمودی) دمای آب دریا، شوری، کلروفیل و تیرگی

(۱) سلخ

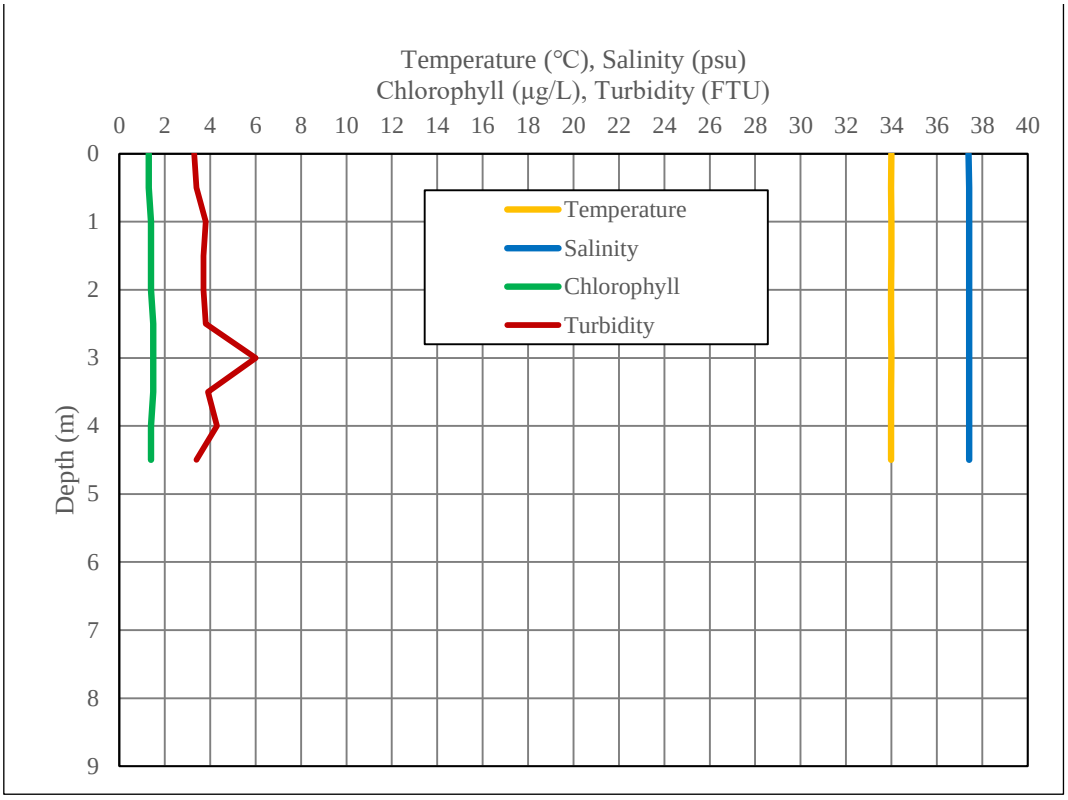


(Sep. ۲۹ ۲۰۱۷, ۱۰:۳٦)



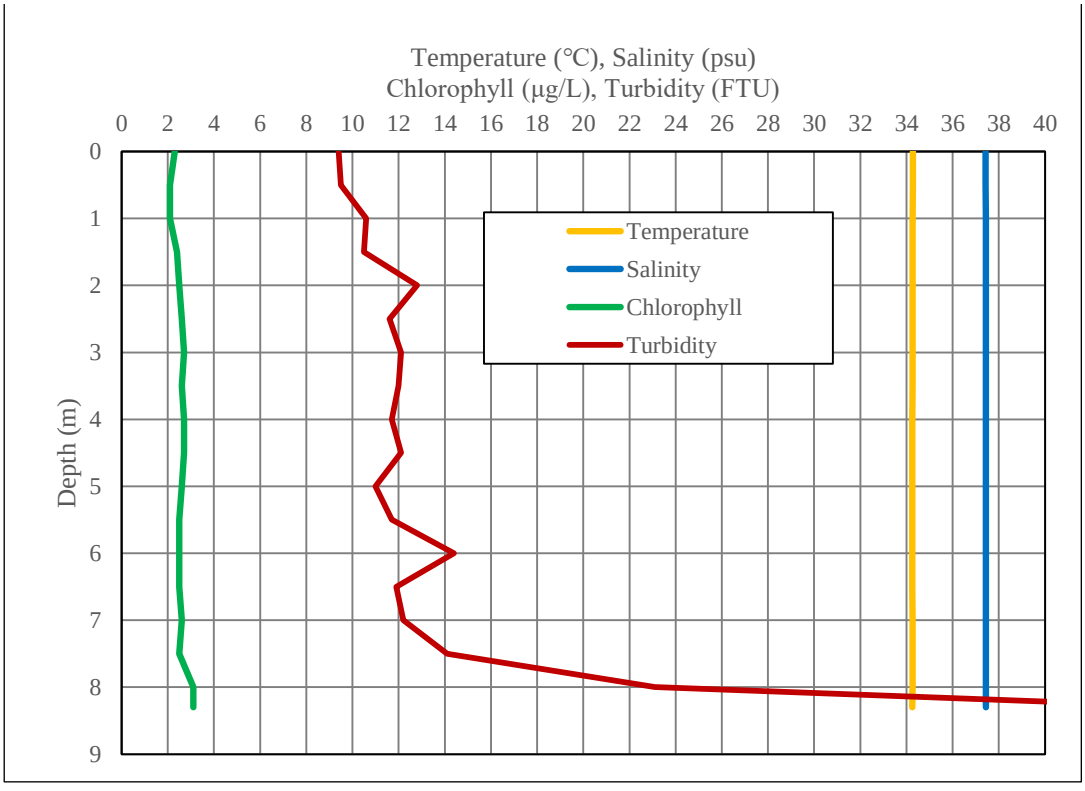
(Aug. ۳ ۲۰۱۷, ۱۰:۲۰)

(۲) سوزا

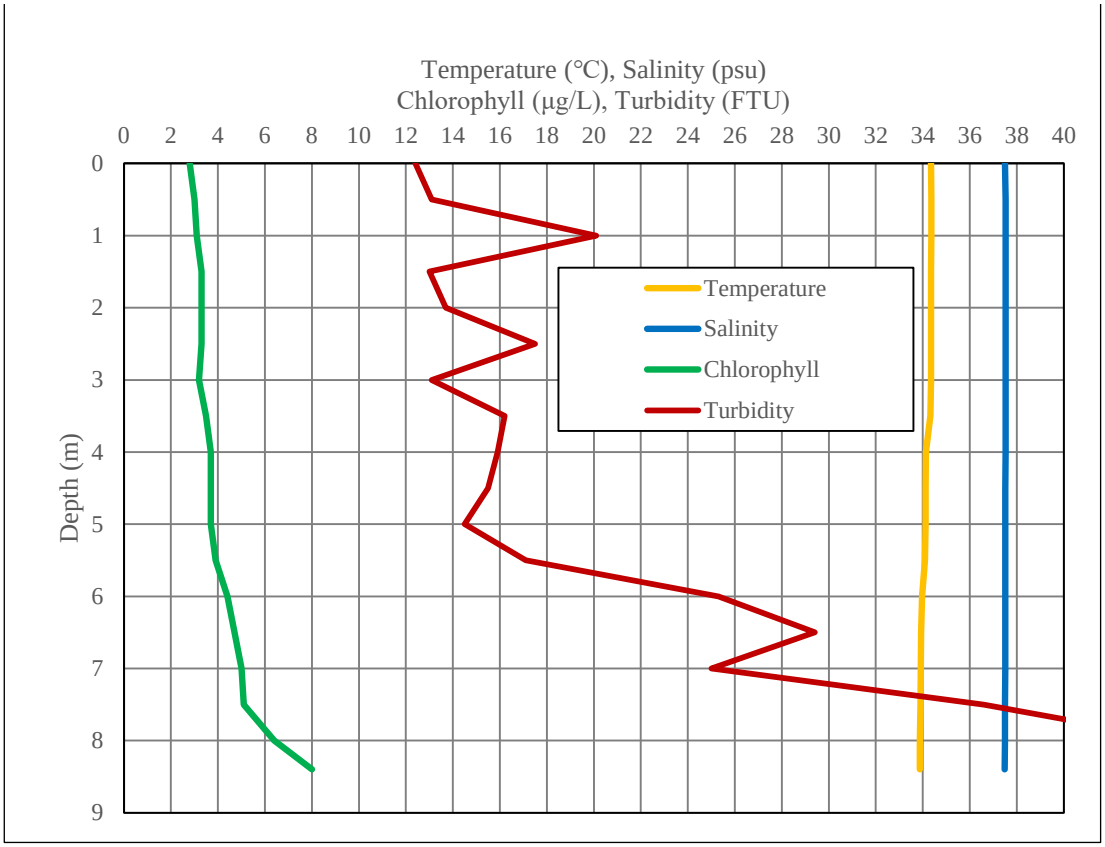


(Aug. ۱۲ ۲۰۱۷, ۰۸:۰۸)

(۳) کووه ای (درگهان)



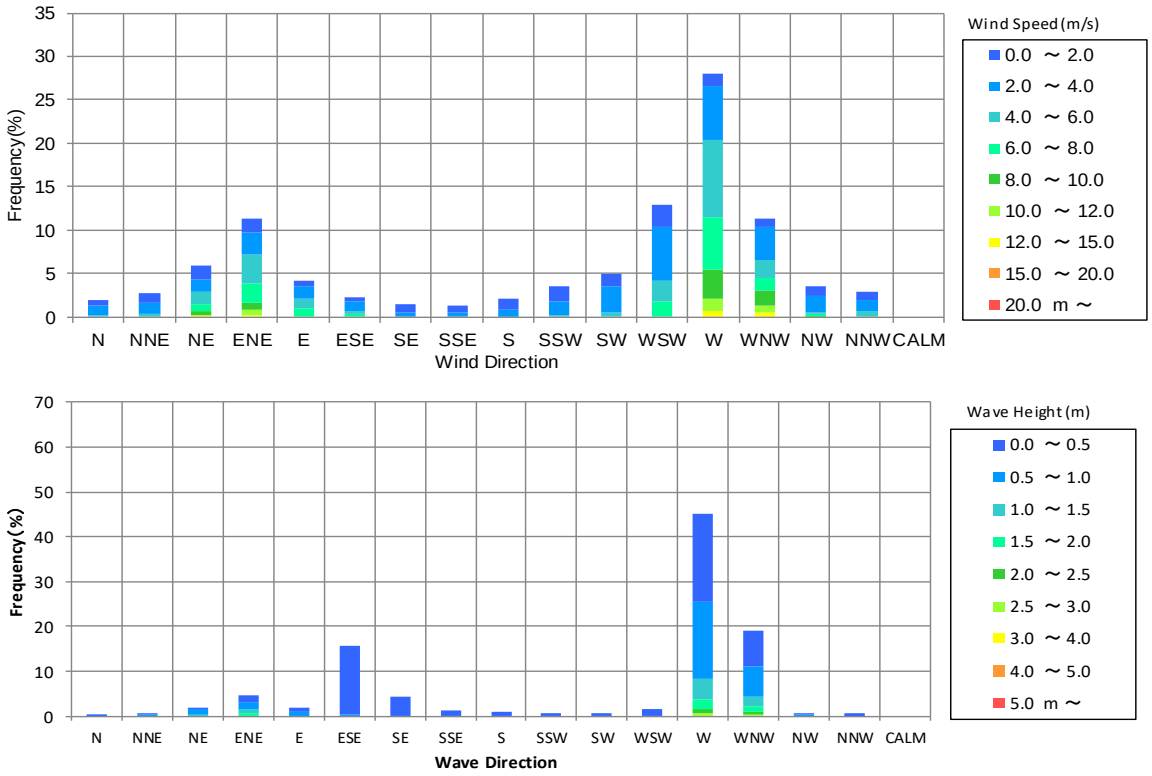
(Aug. ٦ ۲۰۱۷, ۱۰:۲۳)



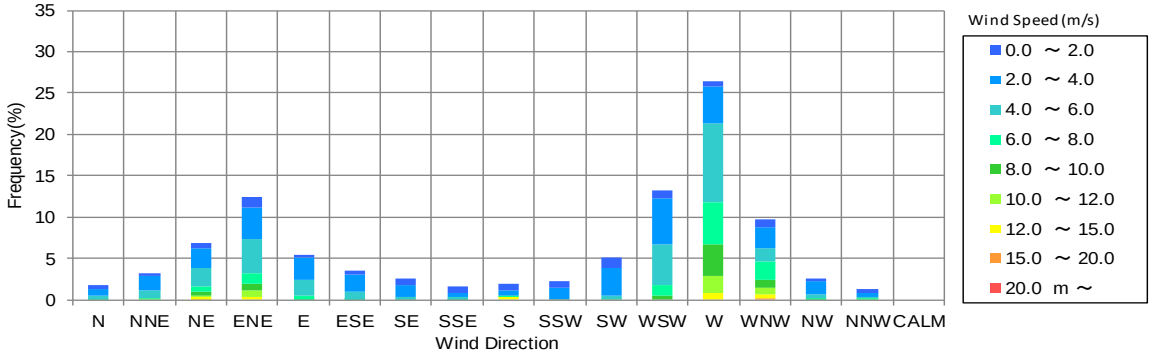
(Aug. ١٢ ٢٠١٧, ١٥:٢٠)

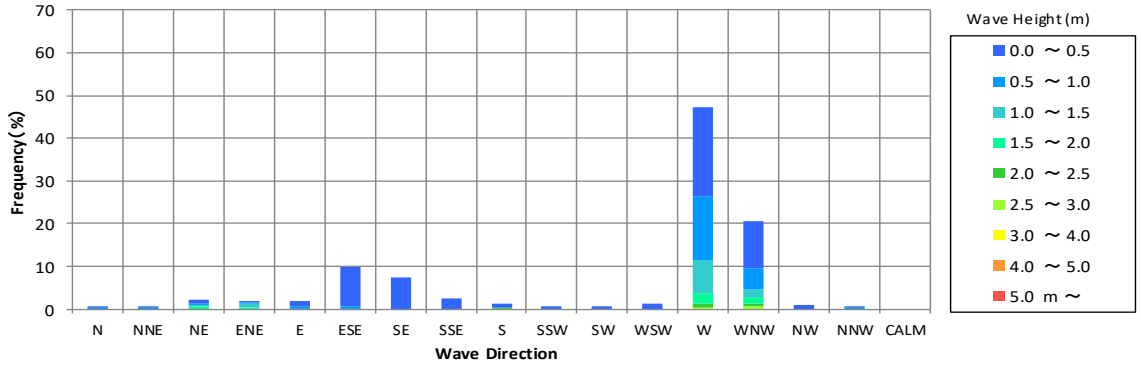
پیوست ۷ باد و امواج خارج از ساحل محاسبه شده توسط شبیه سازی برای مدت ۳ سال (Lat: ۲۶،۰°N, Lon: ۵۵،۰°E، از ۲۰۱٤ تا ۲۰۱٦)

(۱) ژانویه

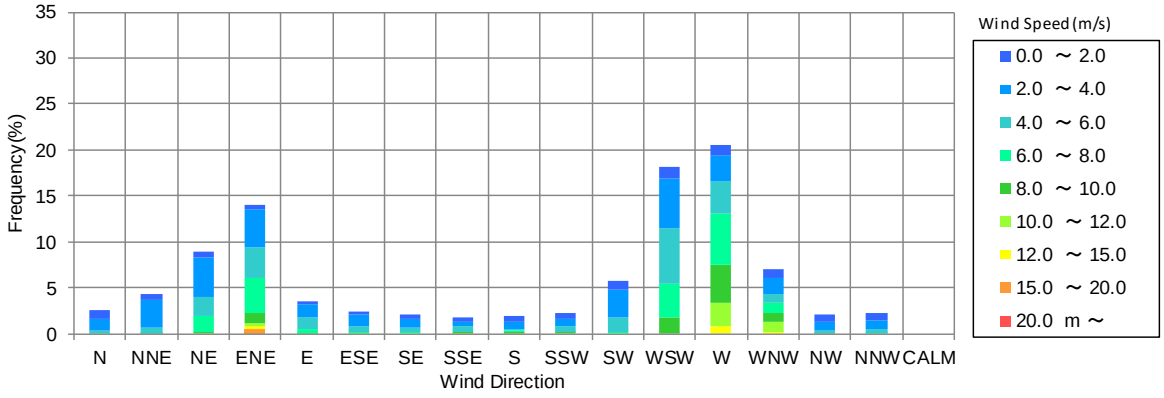


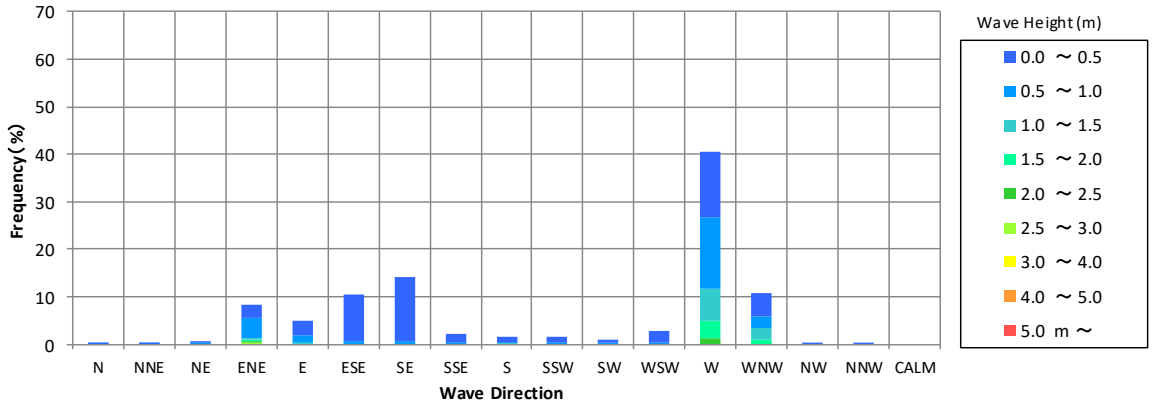
(۲) فوریه



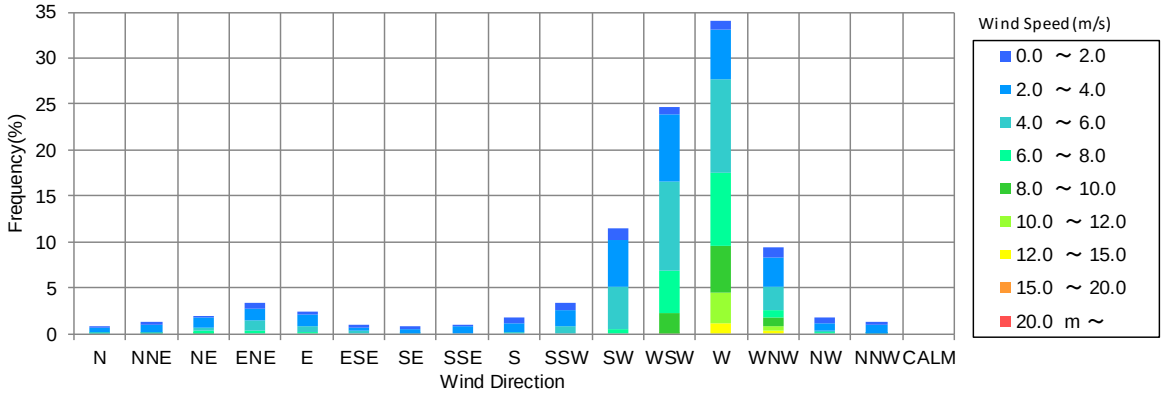


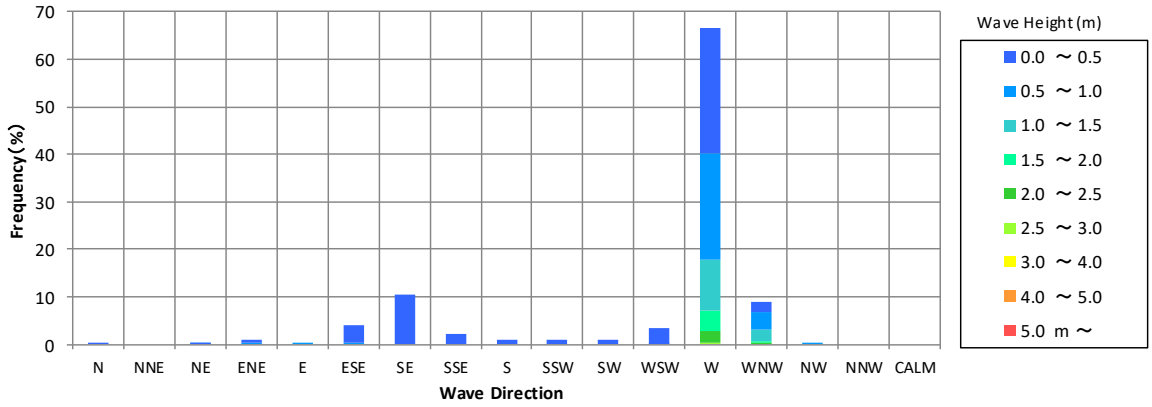
(۳) مارس



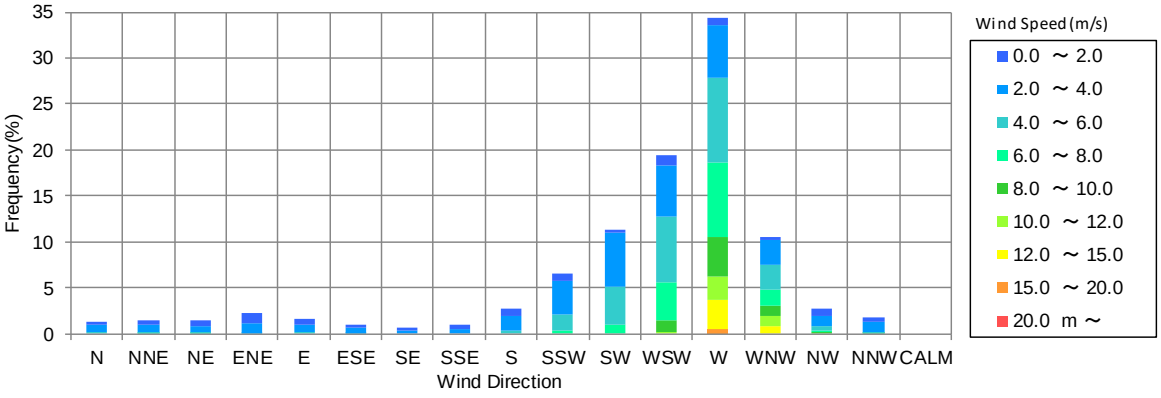


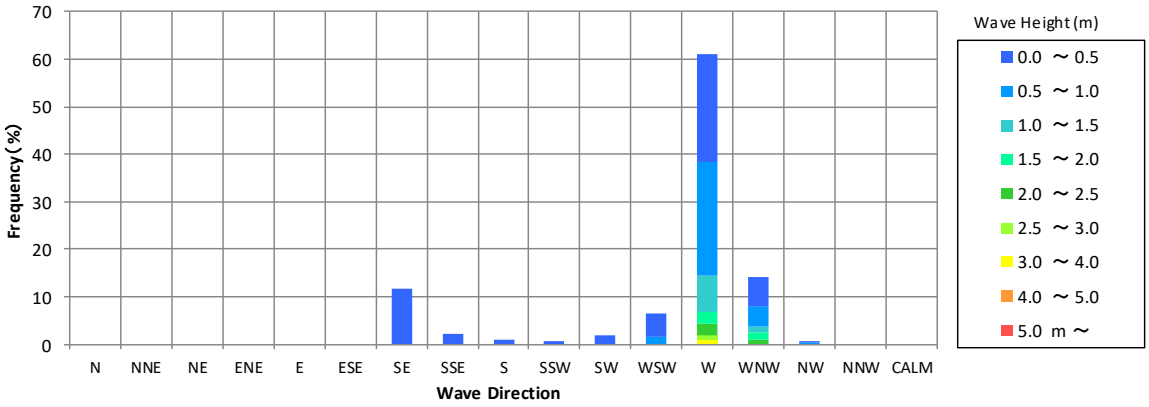
(٤) آوریل



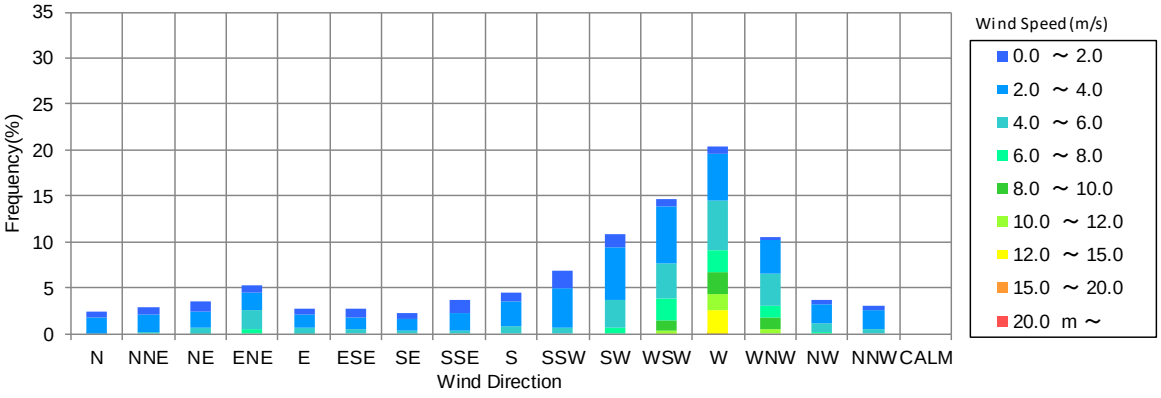


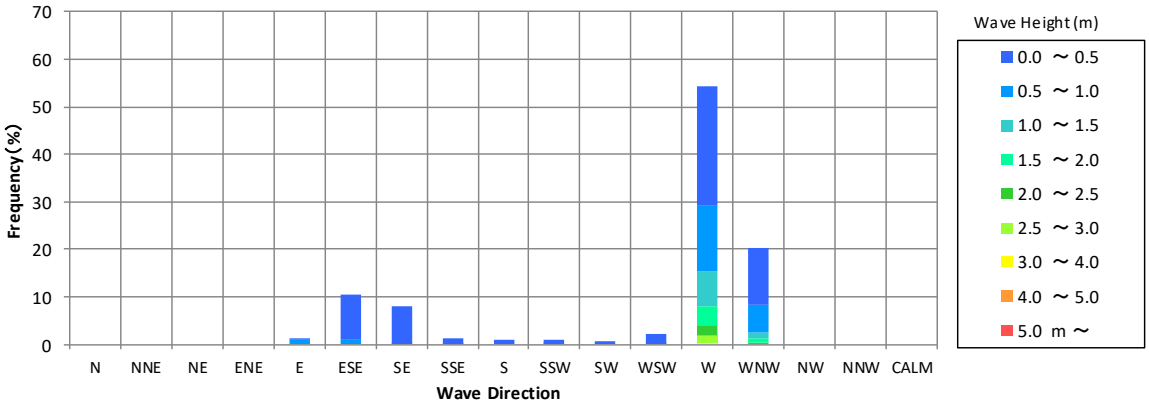
(٥) می


Frequency(%)
35
30
25
20
15
10
5
0
N NNE NE ENE E ESE SE SSE S SSW SW WSW W WNW NW NNW CALM
Wind Direction
Wind Speed(m/s)
0.0 ~ 2.0
2.0 ~ 4.0
4.0 ~ 6.0
6.0 ~ 8.0
8.0 ~ 10.0
10.0 ~ 12.0
12.0 ~ 15.0
15.0 ~ 20.0
20.0 m ~

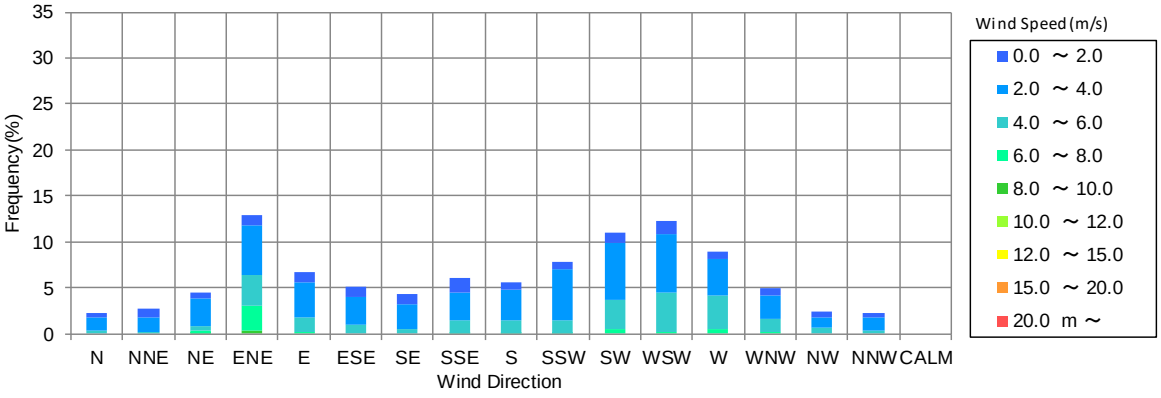

Frequency(%)
70
60
50
40
30
20
10
0
N NNE NE ENE E ESE SE SSE S SSW SW WSW W WNW NW NNW CALM
Wave Direction
Wave Height(m)
0.0 ~ 0.5
0.5 ~ 1.0
1.0 ~ 1.5
1.5 ~ 2.0
2.0 ~ 2.5
2.5 ~ 3.0
3.0 ~ 4.0
4.0 ~ 5.0
5.0 m ~

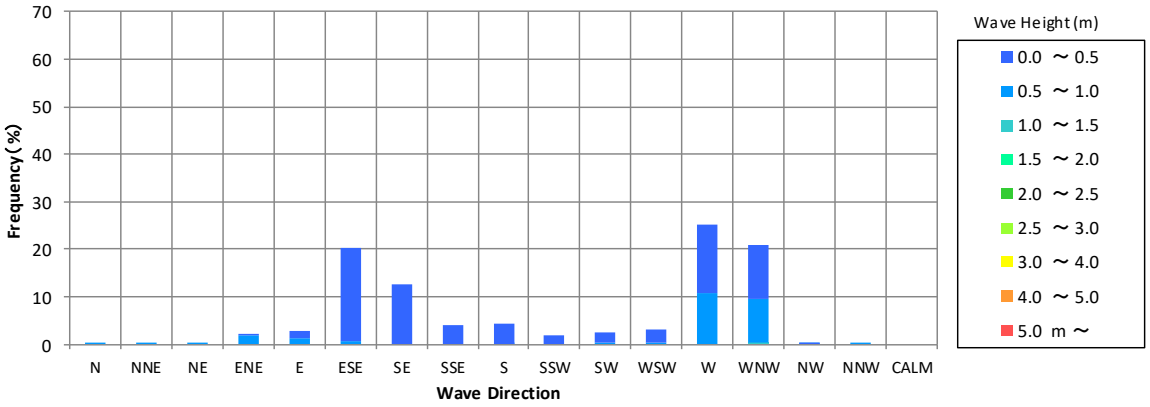
(٦) ژوئن


Frequency(%)
35
30
25
20
15
10
5
0
N NNE NE ENE E ESE SE SSE S SSW SW WSW W WNW NW NNW CALM
Wind Direction
Wind Speed(m/s)
0.0 ~ 2.0
2.0 ~ 4.0
4.0 ~ 6.0
6.0 ~ 8.0
8.0 ~ 10.0
10.0 ~ 12.0
12.0 ~ 15.0
15.0 ~ 20.0
20.0 m ~

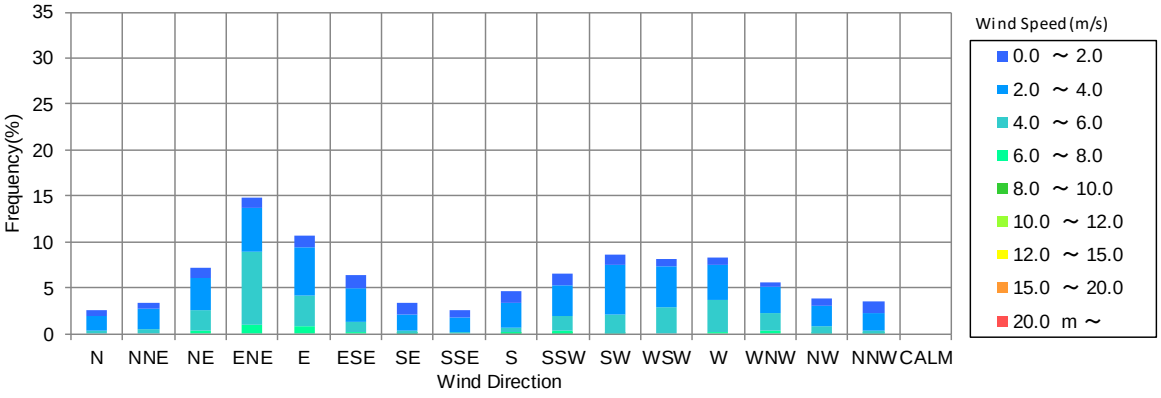

Frequency(%)
70
60
50
40
30
20
10
0
N NNE NE ENE E ESE SE SSE S SSW SW WSW W WNW NW NNW CALM
Wave Direction
Wave Height(m)
0.0 ~ 0.5
0.5 ~ 1.0
1.0 ~ 1.5
1.5 ~ 2.0
2.0 ~ 2.5
2.5 ~ 3.0
3.0 ~ 4.0
4.0 ~ 5.0
5.0 m ~

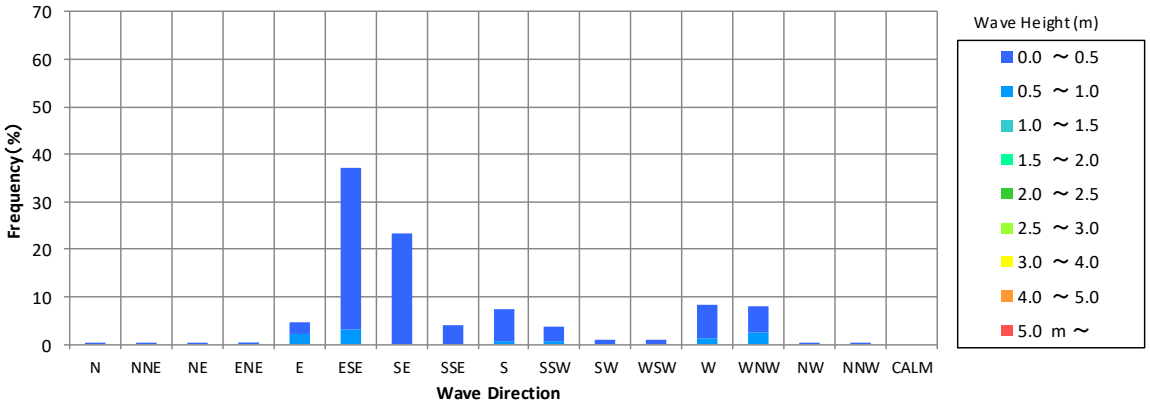
(۷) جولای



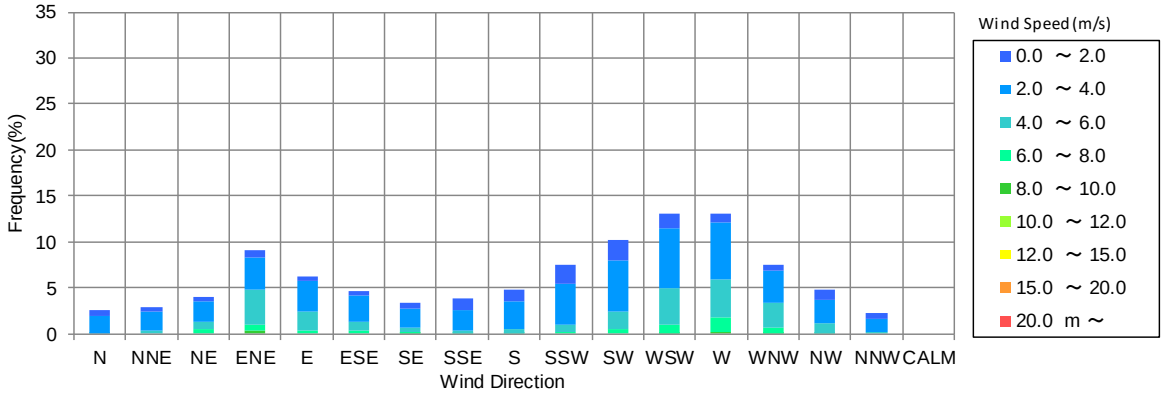


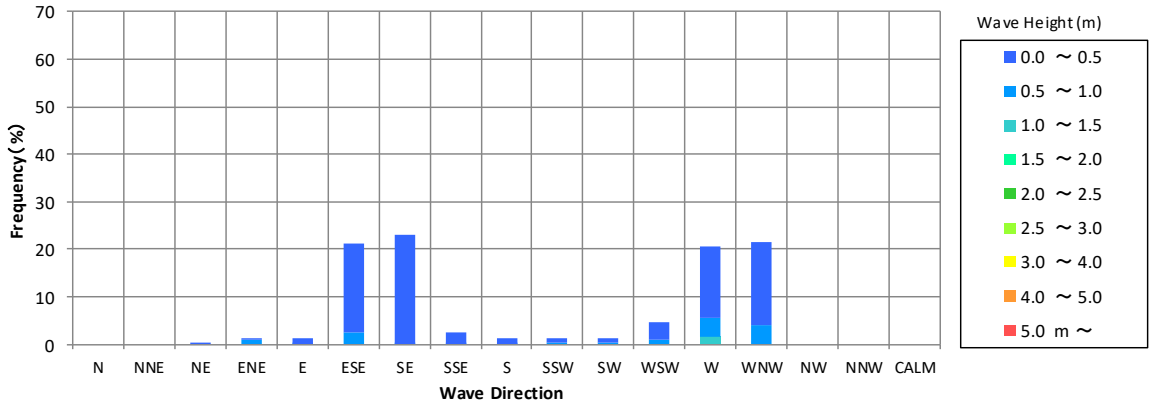
(۸) آگوست



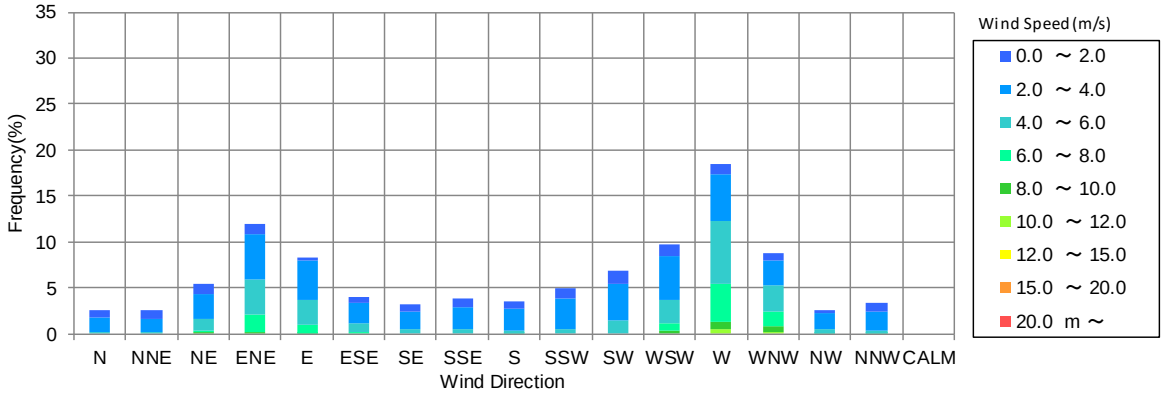


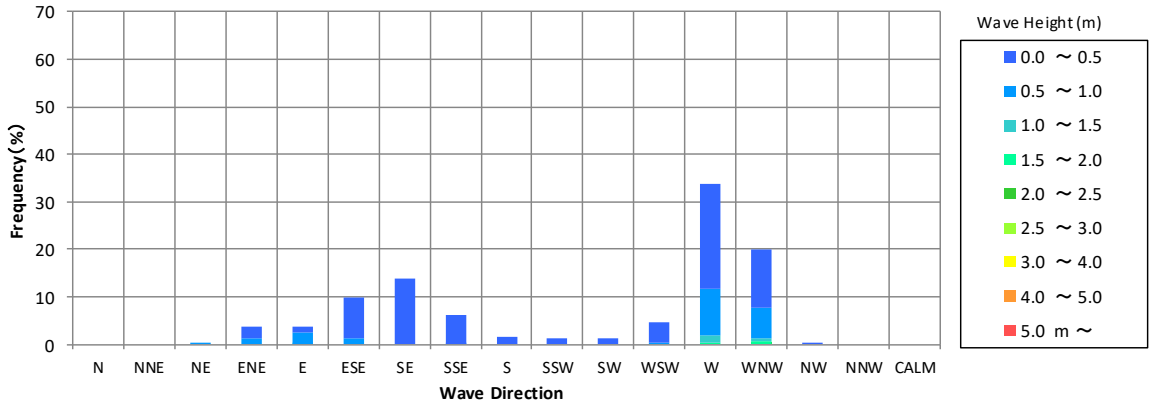
(۹) سپتامبر



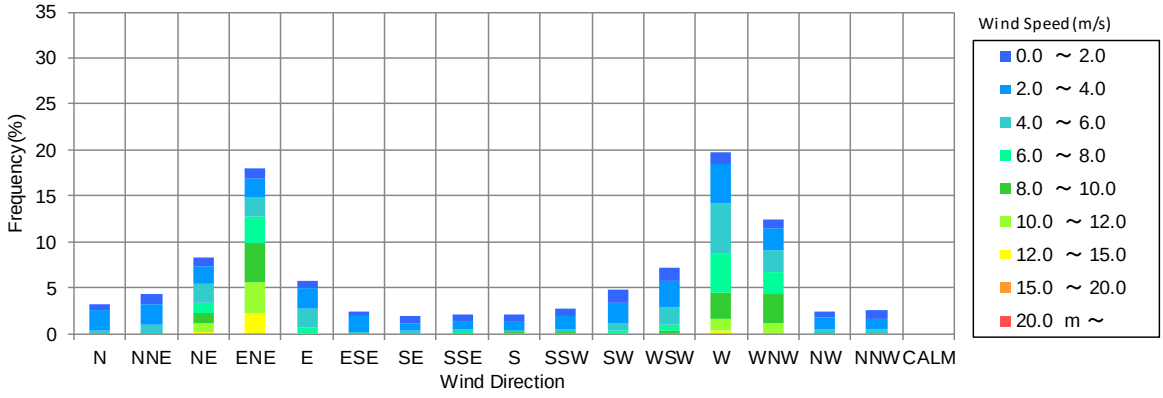


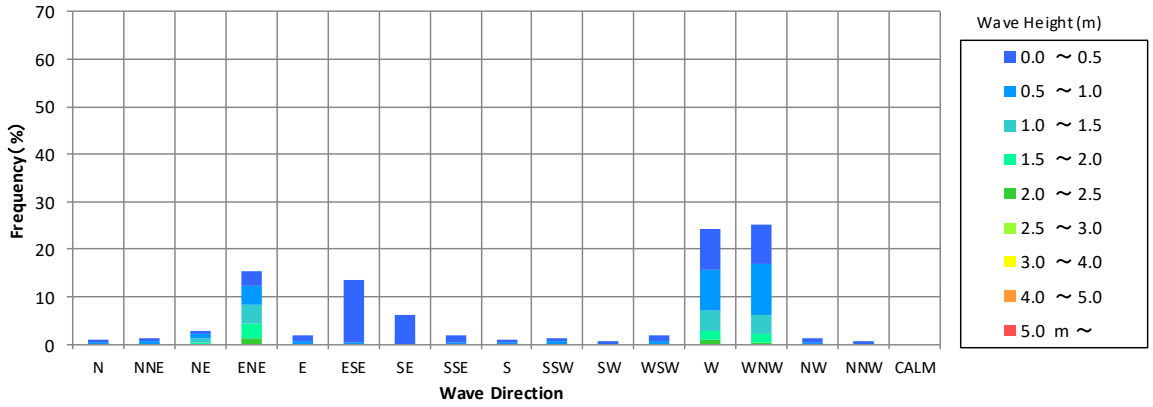
(۱۰) اکتبر



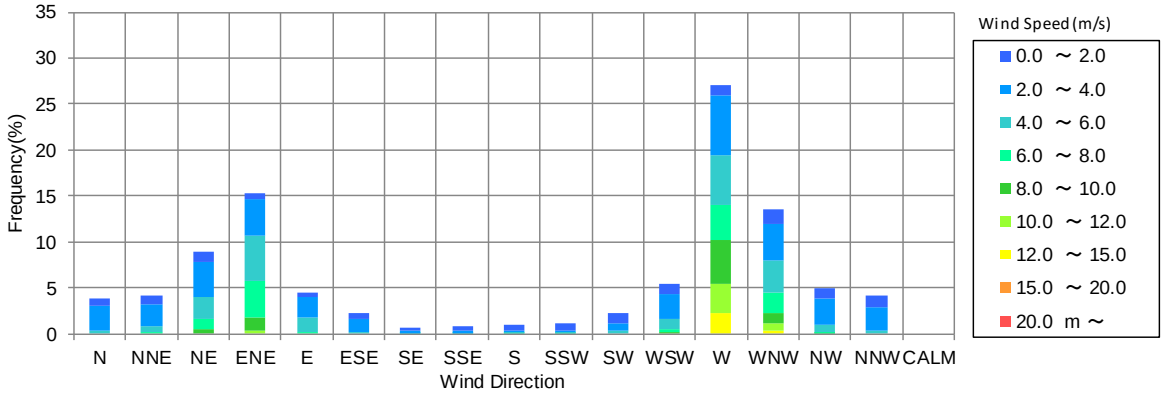


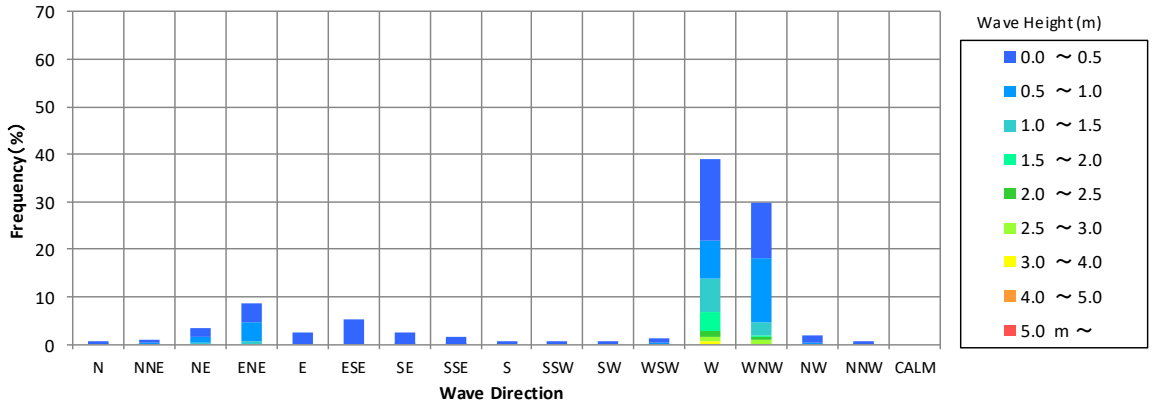
(۱۱) نوامبر





(۱۲) دسامبر





پیوست ۸ امضا کنندگان منشور انرژی و ناظران

Energy Charter Signatories and Observers as of Nov. 2017

Members of the Energy Charter Conference

All Signatories and Contracting Parties to the Energy Charter Treaty are Members of the Energy Charter Conference:

	Country	Note
1	Afghanistan	
2	Albania	
3	Armenia	
4	Australia	Signatory but not concluded
5	Austria	
6	Azerbaijan	
7	Belarus	Signatory but not concluded
8	Belgium	
9	Bosnia and Herzegovina	
10	Bulgaria	
11	Croatia	
12	Cyprus	
13	Czech Republic	
14	Denmark	
15	Estonia	
16	European Union	International Organization
17	Euratom	International Organization
18	Finland	
19	France	
20	Georgia	
21	Germany	
22	Greece	
23	Hungary	
24	Iceland	
25	Ireland	
26	Japan	
27	Kazakhstan	
28	Kyrgyzstan	
29	Latvia	
30	Liechtenstein	
31	Lithuania	
32	Luxembourg	
33	Malta	
34	Moldova	
35	Mongolia	
36	Montenegro	
37	The Netherlands	
38	Norway	Signatory but not concluded
39	Poland	
40	Portugal	
41	Romania	
42	Russian Federation	Signatory but not concluded
43	Slovakia	
44	Slovenia	
45	Spain	
46	Sweden	
47	Switzerland	
48	Tajikistan	
49	The former Yugoslav Republic of Macedonia	
50	Turkey	
51	Turkmenistan	
52	Ukraine	
53	United Kingdom	
54	Uzbekistan	

Observers to the Energy Charter Conference

A. Signatories of the European Energy Charter (1991)

All Signatories of the European Energy Charter (1991) are Observers to the Energy Charter Conference. Signatories which are also Signatories of or Contracting Parties to the Energy Charter Treaty are Members of the Energy Charter Conference.

1	Burundi
2	Canada
3	Chad
4	Indonesia
5	Italy
6	Jordan
7	Mauritania
8	Morocco
9	Niger
10	Pakistan
11	Palestine
12	Serbia
13	Syria
14	United States
15	Yemen

B. Signatories of the International Energy Charter (2015)

All Signatories of the International Energy Charter (2015) - other than the ones which also signed the European Energy Charter (1991) - are Observers to the Energy Charter Conference.

1	Bangladesh
2	Benin
3	Burkina Faso
4	Cambodia
5	Chile
6	China
7	Colombia
8	Gambia
9	Guatemala
10	Iran
11	Iraq
12	Kenya
13	Mali
14	Nigeria
15	Republic of Korea
16	Rwanda
17	Senegal
18	Swaziland
19	Tanzania
20	Uganda

C. International Organisations with Observer Status

1	Association of Southeast Asian Nations (ASEAN)
2	Baltic Sea Region Energy Cooperation (BASREC)
3	Organisation of the Black Sea Economic Cooperation (BSEC)
4	CIS Electric Power Council
5	Economic Cooperation Organization
6	European Bank for Reconstruction and Development (EBRD)
7	International Energy Agency
8	International Renewable Energy Agency (IRENA)
9	Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD)
10	United Nations Economic Commission for Europe (UNECE)
11	The World Bank
12	World Trade Organization
13	East African Community
14	Economic Community of Central African States
15	Economic Community of West African States
16	G5 Sahel