فرصت های سرمایه گذاری و تامین مالی در طرح های شرکت ملی نفت ایران

INVESTMENT AND FINANCING OPPORTUNITIES IN NIOC PROJECTS

IPC

PPP

EPCF

NIOC

فرصت‌های سرمایه‌گذاری و تامین مالی در طرح‌های شرکت ملی نفت ایران
INVESTMENT AND FINANCING OPPORTUNITIES IN NIOC PROJECTS

۱۴۰۴
2025

NIOC

۱۴۰۴
2025

Table of contents

No,		
UNDEVELOPED ONSHORE OILFIELDS		**میادین نفتی خشکی توسعه نیافته**
4	Mehr Field Development Plan	طرح توسعه میدان مهر
6	Zaqeh Field Development Plan	طرح توسعه میدان زاغه
8	Shur Field Development Plan	طرح توسعه میدان شور
10	Genaveh Field Development Plan	طرح توسعه میدان گناوه
12	Alborz Field Development Plan	طرح توسعه میدان البرز
14	Veyzenhar Field Development Plan	طرح توسعه میدان ویزنهار
16	Shakheh Field Development Plan	طرح توسعه میدان شاخه
18	Kuh-e-Kaki, Bushgan and Bushehr Fields Development Plan	طرح توسعه میادین کوه کاکی-بوشگان- بوشهر
20	Yademan Field Development Plan	طرح توسعه میدان یادمان
22	East Assaluyeh, Khayyam, and Sefid Deng Fields Development Plan	طرح توسعه میادین عسلویه شرقی- خیام-سفید دنگ
24	Southwest and Southeast Sepehr Field Development Plan	طرح توسعه میدان سپهر جنوب غربی و شرقی
26	Tangu Field Development Plan	طرح توسعه میدان تنگو
28	Darquain Field Development Plan	طرح توسعه میادین دارخوین
30	Dudrou, Kuh-e-Rig and Shurom Fields Development Plan	طرح توسعه میادین دودرو-کوه ریگ-شوروم
32	Namavaran Field Development Plan	طرح توسعه میدان نام آوران
34	Susangerd Field Development Plan	طرح توسعه میدان سوسنگرد
COMPLEMENTARY PHASE DEVELOPED ONSHORE OILFIELDS		**فاز تکمیلی میادین نفتی خشکی توسعه یافته**
38	Palangan Field Development Plan	طرح توسعه میدان پلنگان
40	Khaviz Field Development Plan	طرح توسعه میدان خویز
42	Karun Field Development Plan	طرح توسعه میدان کارون
44	Chahar Bisheh Field Development Plan	طرح توسعه میدان چهاربیشه
46	Haftkel Field Development Plan	طرح توسعه میدان هفتکل
48	Lali Field Development Plan	طرح توسعه میدان لالی
50	Lab-e-Safid Field Development Plan	طرح توسعه میدان لب سفید
52	Sarkan, Maleh kuh Fields Development Plan	طرح توسعه میادین سرکان-ماله‌کوه
54	Balaroud Field Development Plan	طرح توسعه میدان بالارود
56	Kilur Karim Field Development Plan	طرح توسعه میدان کیلورکریم
58	Mansurabad Field Development Plan	طرح توسعه میدان منصورآباد
60	Dehloran-Danan Fields Development Plan	طرح توسعه میادین دهلران-دانان
62	Par-e-siah Field Development Plan	طرح توسعه میدان پرسیاه
64	Marun Field Development Plan	طرح توسعه میدان مارون
66	Gulkhari Field Development Plan	طرح توسعه میدان گلخاری
68	Ab-e-Teimur Field Development Plan	طرح توسعه میدان آب تیمور
70	Mansouri Field Development Plan	طرح توسعه میدان منصوری
72	Ahvaz Field Development Plan	طرح توسعه میدان اهواز
UNDEVELOPED OFFSHOREOIL FIELDS		**میادین نفتی دریایی توسعه نیافته**
76	Mahshahr Field Development Plan	طرح توسعه میدان ماهشهر
78	Hamun Field Development Plan	طرح توسعه میدان هامون
80	Yalda Field Development Plan	طرح توسعه میدان یلدا
82	Arash Field Development Plan	طرح توسعه میدان آرش
84	Taftan- Hormoz (D)- Tossan Fields Development Plan	طرح توسعه میادین تفتان-هرمز دی-توسن
86	Binalud Field Development Plan	طرح توسعه میدان بینالود
88	Golshan and Ferdowsi Fields Development Plan	طرح توسعه میادین گلشن و فردوسی
90	Sardar-e-Jangal Field Development Plan	طرح توسعه میدان سردار جنگل

COMPLEMENTARY PHASE DEVELOPED OFFSHORE OILFIELDS

فاز تکمیلی میادین نفتی دریایی توسعه یافته

No,		
94	Sirri (A, C, D, E) Fields Development Plan	طرح توسعه میادین سیری (A, C, D, E)
96	Hendijan-Bahrgansar Fields Development Plan	طرح توسعه میادین هندیجان و بهرگانسر
98	Resalat-Alfa Fields Development Plan	طرح توسعه میادین رسالت و آلفا
100	Doroud Field Development Plan	طرح توسعه میدان درود
102	Soroosh Field Development Plan	طرح توسعه میدان سروش
104	Aboozar Field Development Plan	طرح توسعه میدان ابوذر

UNDEVELOPED ONSHORE GAS FIELDS

میادین گازی خشکی توسعه نیافته

108	Namak-e-Kangan Field Development Plan	طرح توسعه میدان نمک کنگان
110	Rag-e-Safid Field Development Plan	طرح توسعه میدان رگ سفید
112	Cheshmeh Shoor Field Development Plan	طرح توسعه میدان چشمه شور
114	Shahidan Field Development Plan	طرح توسعه میدان شهیدان
116	Kuh-e-Asmari Field Development Plan	طرح توسعه میدان کوه آسماری
118	Karanj Field Development Plan	طرح توسعه میدان کرنج
120	Agha Jari - Pazanan Fields Development Plan	طرح توسعه میادین آغاجاری و پازنان
122	The gas layer of the Darquain Field Development Plan	طرح توسعه لایه گازی میدان دارخوین
124	Mokhtar Field Development Plan	طرح توسعه میدان مختار
126	Qaleh Nar Field Development Plan	طرح توسعه میدان قلعه نار
128	Rudak and Milatun Fields Development Plan	طرح توسعه میادین رودک و میلاتون
130	Binak Field Development Plan	طرح توسعه میدان بینک
132	Bibi Hakimeh Field Development Plan	طرح توسعه میدان بی‌بی حکیمه
134	Ahvaz Field Development Plan	طرح توسعه میدان اهواز
136	Babaghir and Bistun Fields Development Plan	طرح توسعه میادین باباقیر و بیستون
138	Halush, Ravandi, Veyzenhar and Bankul Fields Development Plan	طرح توسعه میادین هالوش،راوندی، ویزنهار و بانکول
140	Kabir kuh and Samand Fields Development Plan	طرح توسعه میادین کبیرکوه و سمند
142	West Assaluyeh Field Development Plan	طرح توسعه میدان عسلویه غربی
144	Gashu South, Namak West and Suru fields Development Plan	طرح توسعه میادین گشوی جنوبی، نمک غربی و سورو
146	Sefid Baghun, Sefid Zakhur, Halegan and Shahini Fields Development Plan	طرح توسعه میادین سفید باغون، سفید زاخور، هالگان و شاهینی
148	Zeloi and Karun Fields Development Plan	طرح توسعه میادین زیلایی و کارون
150	Safid , Charak and Khayyam Fields Development Plan	طرح توسعه میادین سفید، چارک و خیام

COMPLEMENTARY PHASE DEVELOPED ONSHORE GAS FIELD

فاز تکمیلی میدان گازی خشکی توسعه یافته

154	Marun Field Development Plan	طرح توسعه میدان مارون

UNDEVELOPED OFFSHORE GAS FIELDS

میادین گازی دریایی توسعه نیافته

158	Salakh Field Development Plan	طرح توسعه میدان سلخ
160	Hormoz (A) Field Development Plan	طرح توسعه میدان هرمز آ
162	Iran Dahr Field Development Plan	طرح توسعه میدان ایران دهر
164	Hamun Field Development Plan	طرح توسعه میدان هامون
166	The Gas Layer of the Bahrgansar Field Development Plan	طرح توسعه لایه گازی میدان بهرگانسر
168	Foroz (A) and (B) Fields Development Plan	طرح توسعه میادین فروز آ و ب
170	Lavan Field Development Plan	طرح توسعه میدان لاوان
172	Golshan and Ferdowsi Fields Development Plan	طرح توسعه میادین گلشن و فردوسی
174	Kish Field Development Plan	طرح توسعه میدان کیش
176	North Pars Field Development Plan	طرح توسعه میدان پارس شمالی
178	Arash Field Development Plan	طرح توسعه میدان آرش
180	Reshadat Field Development Plan	طرح توسعه میدان رشادت

Table of contents

Exploration Blocks	No,	
	184	Arzhan Exploration, Development and Production Block — بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی ارژن
	186	Bahar Exploration, Development and Production Block — بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی بهار
	188	Baviyoun Exploration, Development and Production Block — بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی باویون
	190	Digdash Exploration, Development and Production Block — بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی دیگداش
	192	Hormoz Exploration, Development and Production Block — بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی هرمز
	194	Kalat Exploration, Development and Production Block — بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی کلات
	196	Mahan Exploration, Development and Production Block — بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی ماهان
	198	Mehrgan Exploration, Development and Production Block — بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی مهرگان
	200	Morvarid Exploration, Development and Production Block — بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی مروارید
	202	Parizad Exploration, Development and Production Block — بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی پریزاد
	204	Shushtar Exploration, Development and Production Block — بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی شوشتر
	206	Sulak Exploration, Development and Production Block — بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی سولک
	208	Tandis Exploration, Development and Production Block — بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی تندیس
	210	Tanush Exploration, Development and Production Block — بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی تانوش
	212	Timab Exploration, Development and Production Block — بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی تیماب
	214	Tudej Exploration, Development and Production Block — بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی تودج
	216	Yazdan Exploration, Development and Production Block — بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی یزدان
	218	Zahab Exploration, Development and Production Block — بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی ذهاب
	220	Caspian Block 29 — بلوک ۲۹ اکتشافی، توسعه‌ای و تولیدی دریای خزر
	222	Caspian Block 18 — بلوک ۱۸ اکتشافی، توسعه‌ای و تولیدی دریای خزر
	224	Caspian Block 07 — بلوک ۷ اکتشافی، توسعه‌ای و تولیدی دریای خزر
	226	Caspian Block 08 — بلوک ۸ اکتشافی، توسعه‌ای و تولیدی دریای خزر
	228	Caspian Block 04 — بلوک ۴ اکتشافی، توسعه‌ای و تولیدی - دریای خزر
List of Flare Gas Recovery Projects	230 232 234	List of Flare Gas Recovery Projects (Auctioned through call for proposals) — لیست پروژه‌های جمع‌آوری گازهای مشعل (واگذاری بصورت مزایده از طریق فراخوان)
SKID MOUNTED PROCESSING UNITS	238	Oil Processing Unit for Ramshir Field — تامین تسهیلات فرآورشی سریع نصب شونده نمکزدایی، شیرین سازی و بهره‌برداری جهت فرآورش نفت میدان رامشیر
	240	Oil Processing Unit for Gachsaran (4) — تأمین تسهیلات فرآورشی سریع نصب شونده نمکزدایی جهت فرآورش نفت نمکی گچساران ۴
Gas Utilities	244	Construction and commissioning of Kangan gas Field Compression station — احداث و راه اندازی ایستگاه تقویت فشار میدان گازی کنگان
	246	Construction and commissioning of Tang-e Bijar gas Field Compression station — احداث و راه اندازی ایستگاه تقویت فشار میدان گازی تنگ بیجار
	248	Construction and commissioning of Tabnak gas Field Compression station — احداث و راه اندازی ایستگاه تقویت فشار میدان گازی تابناک
	250	Construction and commissioning of Dalan gas Field Compression station — احداث و راه اندازی ایستگاه تقویت فشار میدان گازی دالان

INVESTMENT OPPORTUNITIES IN FUEL CONSERVATION AND ENERGY OPTIMIZATION

No,		
Gas Utilities		**تاسیسات گازی**
252	Gas Compression Station for Recovery, Pressurizing and Transferring of Hengam Oil Production Unit Associated Gas to Hengam Gas Processing Facilities	ایـــستگاه جمع آوری، فشار افزایی و انتقال گازهای همراه واحد بهره برداری نفت هنگام به تأسیسات فرآورش گاز هنگام
254	Sweetening of Upstream Inlet Gas of Parsian Refinery	شیرین سازی گازهای ورودی بالادست پالایشگاه پارسیان
256	Development of Farashband Gas Refinery	توسعه پالایشگاه گازی فراشبند
258	Iran Liquefied Natural Gas (Iran LNG)	شرکت مایع سازی گاز طبیعی ایران (Iran LNG)
260	Khark NGL	کارخانه گاز و گاز مایع خارک (NGL خارک)
WATER TREATMENT UNITS		**آبسازی**
264	Treatment of 10000 cubic meter water per day in Khark Island	تامین آب شرب مورد نیاز به میزان ۱۰۰۰۰ مترمکعب در روز در جزیره خارک
266	Procurement and Installation a Steam Generation & Water Treatment Unit in Sirri Island	خرید و نصب و راه اندازی بویلر وآبسازی سیری
268	Combined Heat & Power Unit for Water Treatment and Power Generation Simultaneously in Sirri Island	احداث واحد تولید همزمان آب و برق CHP در جزیره سیری
POWER GENERATION AND TRANSMISSION		**تولید و انتقال نیرو**
272	Construction of Independent Power Plants in the East and West of the Karun River	احداث نیروگاه های مستقل برق در شرق و غرب رودخانه کارون
274	Construction of 20 MW Solar Power Plant in Darquain Oilfield	نیروگاه خورشیدی ۲۰ مگاواتی در منطقه عملیاتی دارخوین
276	Construction of a 50MW power plant to supply the required electricity of Khark Island	احداث نیروگاه ۵۰ مگاواتی جهت تامین برق مورد نیاز جزیره خارک
278	Construction of IWPP type power plant in Lavan Island	احداث نیروگاه نوع IWPP در جزیره لاوان
PIPELINES AND STORAGE TANKS		**خطوط لوله و مخازن**
282	Construction of storage and loading facilities for NISOC Refinery products	احداث تأسیسات شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب جهت ذخیره، انتقال و صادرات مایعات
284	Increasing crude oil storage capacity in the West Karun region	افزایش ظرفیت ذخیره سازی نفت خام در منطقه غرب کارون
286	Construction of a crude oil storage Storage Tanks in Khark Island	احداث مخزن ذخیره سازی نفت خام خارک
288	Construction of subsea crude oil transmission pipelines from Genaveh to Khark	احداث خطوط لوله زیردریایی انتقال نفت خام از گناوه به خارک
290	Construction of Storage Tanks for the Cheshmeh Khosh exploitation unit	احداث مخازن ذخیره‌سازی واحد بهره‌برداری چشمه‌خوش
SMART PIGGING		**توپکرانی هوشمند**
294	Smart Pigging in Oil & Gas Pipelines	توپکرانی هوشمند خطوط لوله نفت و گاز
INDUSTRIAL		**بهینه سازی (بخش صنعت)**
298	Redevelopment of Pump Stations in Ahwaz, Omidieh and Goreh Crude Oil Pipeline	احداث تلمبه خانه های جدید خط لوله اهواز، امیدیه و گوره
300	Supply and Installation of VFD Remote Control System in electro-fans of air-coolers and electro- Compressors and electro-pumps	تأمین و نصب سیستم کنترل دور VFD در الکتروفن های کولرهای هوایی و الکتروکمپرسورهاوالکتروپمپ‌ها
302	Heat recovery of Combustion gases and replacement of natural gas which used in desalination and Oil Heating Furnaces	بازیافت حرارت گازهای احتراق و جایگزینی گازطبیعی مورداستفاده در آب شیرین کن و کوره های گرم کن نفت در تمام مناطق
304	Heat recovery from gas turbines output in NGL700	بازیافت حرارت اتلافی از دود خروجی توربین های گازی در کارخانه های گاز و گازمایع ۷۰۰
306	Implementation of CCHP system in ۷ areas each with a capacity of 250 kW	اجرای سیستم CCHP در ۷ منطقه هر کدام به ظرفیت ۲۵۰ کیلووات
308	Replacement of electro-compressors of cooling cycle in NGL 400	تعویض الکتروکمپرسورهای سیکل تبرید کارخانه گاز و گازمایع ۴۰۰
BUILDING		**بهینه سازی (بخش ساختمان)**
312	Installation of condensing boilers in 15,000 residential, commercial and administrative buildings	نصب بویلرهای چگالشی در ۱۵۰۰۰ ساختمان نوساز مسکونی، تجاری و اداری
314	Installation of UPVC windows with Low-E double glazed glass in NIOC subsidiaries - 50,000 square meters	نصب پنجره های یو پی وی سی با شیشه های دوجداره Low-E در ساختمان های تابعه نفت - ۵۰ هزار متر مربع
316	Replacement of 4.1 million high efficiency heaters with conventional worn -out heaters	جایگزینی ۴,۱ میلیون دستگاه بخاری راندمان بالا با بخاری های فرسوده مرسوم
TRANSPORTATION		**بهینه سازی (بخش حمل و نقل)**
320	Development of Smart Traffic Monitoring System for Road Fleet (Sepahtan)	طرح ایجاد سامانه اجرای سیستم پایش هوشمند تردد ناوگان حمل و نقل جاده‌ای (سپهتن)
322	Railway Development Plan	طرح توسعه حمل و نقل بار و مسافر توسط راه‌آهن
324	Train Development Plan in Tehran and Eight Metropolis	طرح توسعه حمل و نقل مسافر با قطارشهری در تهران و هشت کلان‌شهر
326	Integrated Monitoring System of Urban Diesel Fleet (SIPAD)	طرح سامانه یکپارچه پایش عملکرد ناوگان حمل و نقل دیزلی بار و مسافر درون‌شهری (سیپاد)
328	Renovation 85,000 suburban diesel fleets	طرح نوسازی ۸۵ هزار دستگاه ناوگان دیزل برون شهری
330	Public and Clean City Transportation Plan	طرح حمل و نقل درون شهری عمومی و پاک

Supporting Projects

پروژه‌های پشتیبانی

No,		
334	Provision of Required Naval Fleet For IOTC	تامین ناوگان دریایی مورد نیاز شرکت پایانه های نفتی ایران
336	Provision of Required Naval Fleet For IOOC	ساخت و بهره برداری شناورهای تدارکاتی شرکت نفت فلات قاره ایران
338	Residential Complex for Oil and Gas Employees For PSEEZ	مجتمع اقامتی کارکنان صنعت نفت و گاز در منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس
340	Residential Complex for Oil and Gas Employees For NISOC	مجتمع اقامتی کارکنان صنعت نفت و گاز در شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب
342	Recreational, Residential, Welfare, Cultural and Sports Complex For PSEEZ	مجتمع تفریحی، اقامتی، رفاهی، فرهنگی و ورزشی در منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس
344	Production of Metal Structures For PSEEZ	تولید سازه های فلزی در منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس
346	Construction of Search and Rescue Vessels	ساخت شناورهای جستجو و نجات
348	Construction of Semi-submersible Drilling Rig	ساخت سکوی حفاری نیمه شناور
350	Building (Purchasing) a Dredger	ساخت (خرید) و اجاره لایروب
352	Construction (Purchase) and Rental of Cargo and Passenger Transport Vessels	ساخت (خرید) و اجاره شناورهای جابجایی بار و نفرات
354	Construction of Floating Dry Dock	ساخت حوض خشک شناور (Floating Duck)
356	Main Roads and Passages of the First Phase of Comprehensive Plan	راه ها و معابر شریانی فاز اول طرح جامع
358	Design and Construction of Shuttle Tank	تامین دو فروند شناور شاتل تانک
360	Design and Construction of FPSO	تامین یک فروند FPSO

کتابچه‌ی پیش رو، دربردارنده‌ی بیش از ۲۰۰ فرصت سرمایه گذاری شرکت ملی نفت ایران می‌باشد. این فرصت‌ها در قالب های قراردادی متنوع و با افزایش جذابیت‌های سرمایه‌گذاری به گونه‌ای طراحی شده‌اند که امکان مشارکت برای تمامی رده‌های سرمایه‌گذاران –از سرمایه‌گذاران خرد و بنگاه‌های کوچک و متوسط (SME) تا سرمایه‌گذاران کلان داخلی و بین‌المللی– را فراهم آورد.

به‌طور کلی، این فرصت‌های سرمایه‌گذاری در حوزه‌های زیر دسته‌بندی شده‌اند:

ردیف	عناوین فرصت‌های سرمایه‌گذاری	تعداد پروژه‌ها
۱	توسعه‌ی میادین نفت و گاز توسعه‌یافته و توسعه‌نیافته در خشکی و	۸۳
۲	جمع‌آوری گازهای مشعل	۴۵
۳	واحدهای فرآورش نفت خام با استفاده از تجهیزات سریع‌الاحداث	۲
۴	ایستگاه‌های تقویت فشار گاز	۵
۵	شیرین‌سازی گاز	۱
۶	توسعه‌ی پالایشگاه گازی	۱
۷	گاز طبیعی مایع شده	۱
۸	مایعات گاز طبیعی	۱
۹	آب شیرین‌کن	۳
۱۰	تولید و انتقال نیرو	۴
۱۱	خطوط لوله و مخازن	۵
۱۲	توپکرانی هوشمند	۴
۱۳	بهینه‌سازی در بخش‌های صنعت، ساختمان و حمل و نقل	۱۵
۱۴	پروژه‌های پشتیبانی	۱۳
۱۵	بلوک‌های اکتشافی	۲۳
	جمع کل	۲۰۶

توسعه‌ی میادین نفت و گاز توسعه‌یافته و توسعه‌نیافته در خشکی و دریا:

در این کتابچه، ۸۳ میدان نفت و گاز توسعه‌یافته و توسعه‌نیافته در خشکی و دریا برای سرمایه‌گذاری معرفی شده‌اند. این ۸۳ فرصت شامل ۴۸ میدان نفتی و ۳۵ میدان گازی می‌شوند که از این تعداد، ۵۷ میدان در حوزه‌ی خشکی و ۲۶ میدان در حوزه‌ی دریایی قرار گرفته‌اند. همچنین از مجموع این میادین، ۵۸ میدان توسعه‌نیافته و ۲۵ میدان توسعه‌یافته هستند. با توسعه این میادین بیش از ۱.۳ میلیون بشکه نفت خام در روز و حدود ۵۰۰ میلیون متر مکعب در روز به ظرفیت تولید نفت و گاز شرکت ملی نفت ایران اضافه خواهد شد. جزئیات تقسیم‌بندی فرصت‌های این بخش به تفکیک در نمودار زیر آمده است:

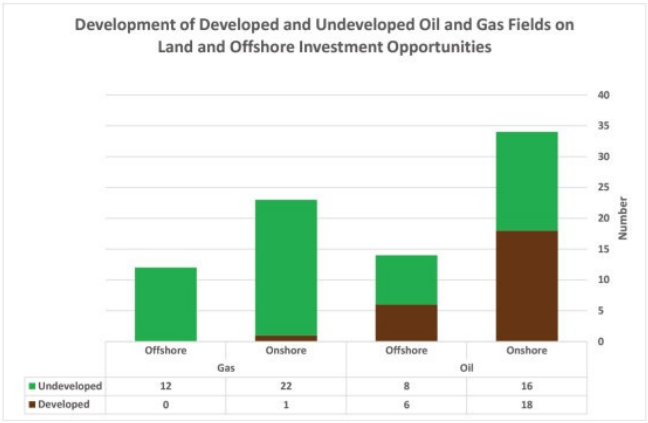
The following booklet more than 200 investment opportunities of National Iranian Oil Company. These opportunities are designed in a variety of contractual formats and with increased investment attractiveness in a way that allows participation for all categories of investors - from retail investors and small and medium-sized enterprises (SMEs) to large domestic and international investors.

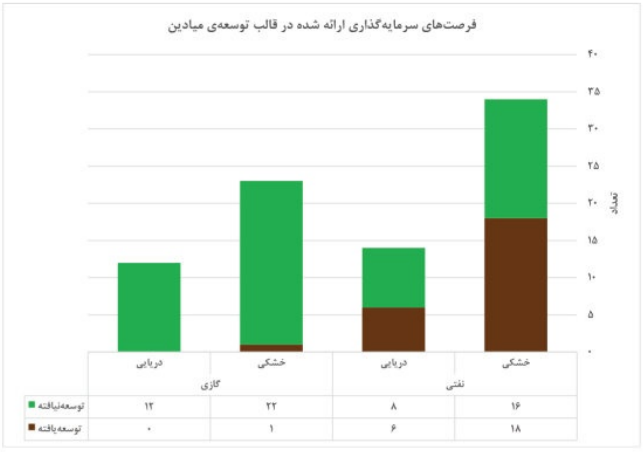
In general, these investment opportunities are categorized into the following areas:

no	Investment Opportunities	No. of Projects
1	Development of Developed and Undeveloped Offshore and Onshore Oil and Gas Fields	83
2	Flare Gas Recovery	45
3	Skid Mounted Crude Oil Processing Units	2
4	Gas Compression Stations	5
5	Gas Sweetening	1
6	Gas Refinery Plant Development	1
7	Liquefied Natural Gas (LNG)	1
8	Natural Gas Liquids (NGL)	1
9	Water Treatment Units	3
10	Power Generation and Transmission	4
11	Pipelines and Storage Tanks	5
12	Intelligent Pigging	4
13	Fuel Conservation and Energy Optimization in Industrial, Construction and Transportation Sectors	15
14	Supporting Projects	13
15	Exploration Blocks	23
Total		206

Development of Developed and Undeveloped Oil and Gas Fields on Land and Offshore:

In this booklet, 83 developed and undeveloped oil and gas fields -onshore and offshore- are introduced for investment. These 83 opportunities include 48 oil fields and 35 gas fields, of which 57 fields are located on land and 26 fields are located offshore. Also, of these fields, 58 fields are undeveloped and 25 fields are developed. By developing these fields more than 1.3 MMbbl/D and about 500 MMScf/D will be added to the NIOC's oil and gas production capacity. The details of the division of opportunities in this sector are given in the below chart :



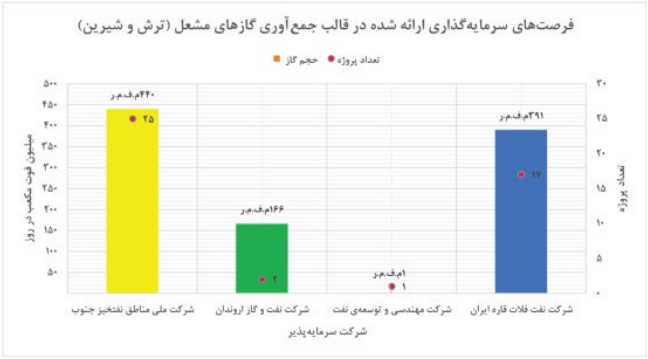


Flare Gas Recovery:

The opportunities presented for the recovery of around 1 billion cubic feet per day of flare gases include 4 sweet gas collection opportunities with a daily volume of 42 million cubic feet and 41 sour gas collection opportunities with a daily volume of 956 million cubic feet in the operational areas of the NISOC, AOGC, and PEDEC in Khuzestan and the IOOC in Siri, Lavan, Bahregansar, Kharg, Qeshm and Kish islands. The details of the division of opportunities in this sector are given in the below chart :

جمع‌آوری گازهای مشعل:

فرصت‌های ارائه شده در خصوص جمع‌آوری در حدود ۱ میلیارد فوت مکعب در روز گازهای مشعل شامل ۴ فرصت جمع‌آوری گاز شیرین با حجم روزانه ۴۲ میلیون فوت مکعب و ۴۱ فرصت جمع آوری گاز ترش با حجم روزانه ۹۵۶ میلیون فوت مکعب در نواحی عملیاتی شرکت‌های ملی مناطق نفتخیز جنوب، نفت و گاز اروندان و مهندسی و توسعه‌ی نفت در خوزستان و شرکت نفت فلات قاره ایران در سیری، لاوان، بهرگانسر، خارک، قشم و کیش می‌باشد. جزئیات تقسیم‌بندی فرصت‌های این بخش به تفکیک در نمودار زیر آمده است:



واحدهای فرآورش نفت خام با استفاده از تجهیزات سریع‌احداث:
فرصت‌های ارائه شده به‌منظور فرآورش روزانه ۱۶۵ هزار بشکه نفت خام با استفاده از تجهیزات سریع‌احداث (Skid Mounted) شامل ۲ پروژه در حوزه‌ی فعالیت شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب می‌باشد.

ایستگاه‌های تقویت فشار گاز:
فرصت ارائه شده به‌منظور جمع‌آوری، فشارافزایی و انتقال روزانه حداکثر ۱۰۸ میلیون متر مکعب گازهای همراه شامل ۱ یک پروژه در حوزه فعالیت شرکت نفت فلات قاره ایران و ۴ پروژه در حوزه‌ی فعالیت شرکت نفت مناطق مرکزی ایران می‌باشد.

شیرین‌سازی گاز:
فرصت ارائه شده به منظور شیرین‌سازی روزانه حداکثر ۴۰ میلیون متر مکعب گازهای ورودی بالادست پالایشگاه در حوزه فعالیت شرکت نفت مناطق مرکزی ایران می‌باشد.

توسعه‌ی پالایشگاه گازی:
فرصت ارائه شده به‌منظور توسعه‌ی پالایشگاه گازی با ظرفیت پالایشی روزانه ۲۰ میلیون مترمکعب در حوزه‌ی فعالیت شرکت نفت مناطق مرکزی ایران می‌باشد.

گاز طبیعی مایع شده:
فرصت ارائه شده به منظور تولید سالانه ۵.۲۵ میلیون تن گاز طبیعی مایع شده (LNG) در حوزه‌ی فعالیت شرکت نفت و گاز پارس می‌باشد.

مایعات گاز طبیعی:
فرصت ارائه شده به منظور تولید سالانه ۷۰۰ هزار تن محصول C3+ و همچنین تولید روزانه ۱۵۰ میلیون فوت مکعب گاز سبک شیرین در حوزه‌ی فعالیت شرکت نفت فلات قاره ایران می‌باشد.

آب شیرین‌کن:
فرصت‌های ارائه شده به منظور تولید روزانه ۱۶۶۰۰ مترمکعب آب شامل ۳ پروژه در حوزه‌ی فعالیت پایانه‌های نفتی ایران و نفت فلات قاره ایران می‌باشد. جزئیات تقسیم‌بندی فرصت‌های این بخش به تفکیک در نمودار زیر آمده است:

Skid Mounted Crude Oil Processing Units:
The opportunities presented for processing 165,000 barrels of crude oil per day using skid mounted equipment include 2 projects in NISOC operational regions.

Gas Compression Stations:
The opportunity to collect, pressurize, and transport up to 108 million cubic meter of associated gas per day includes 1 project in the IOOC operational regions and 4 projects in the ICOFC operational regions.

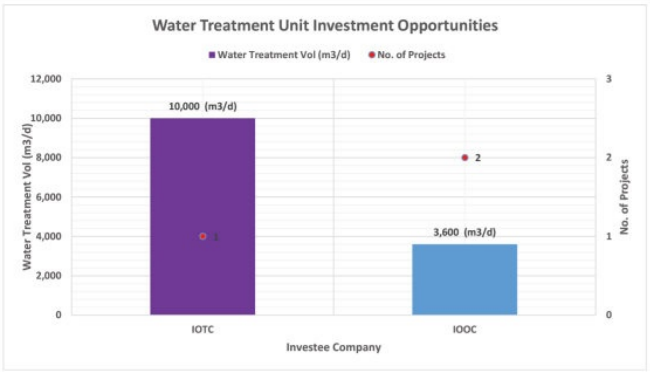
Gas Sweetening:
The opportunity to sweeten up to 40 million cubic meter of upstream refinery gas per day is in the ICOFC operational regions.

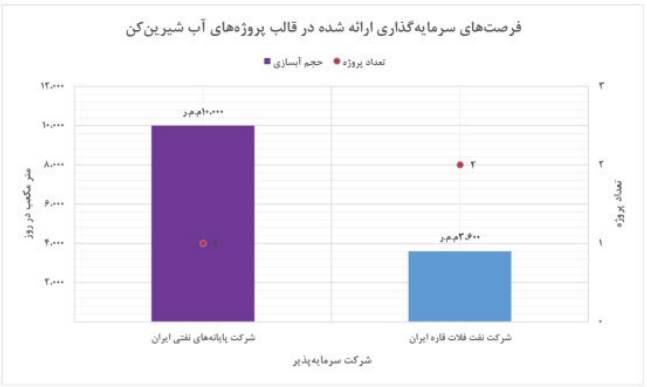
Gas Refinery Development:
The opportunity to develop a gas refinery with a daily refining capacity of 20 million cubic meters in the ICOFC operational regions.

Liquefied Natural Gas:
The opportunity to produce 5.25 million tons of liquefied natural gas (LNG) per year is in the POGC operational regions.

Natural Gas Liquids:
The opportunity provided for the annual production of 700,000 tons of C3+ products and the daily production of 150 million cubic feet of sweet light gas is in the field of activity of the Iranian Offshore Oil Company.

Water Treatment Unit:
The opportunities provided for the daily production of 13,600 cubic meters of water include 4 projects in IOTC and IOOC operation regions. The details of the division of opportunities in this sector are given in the below chart :



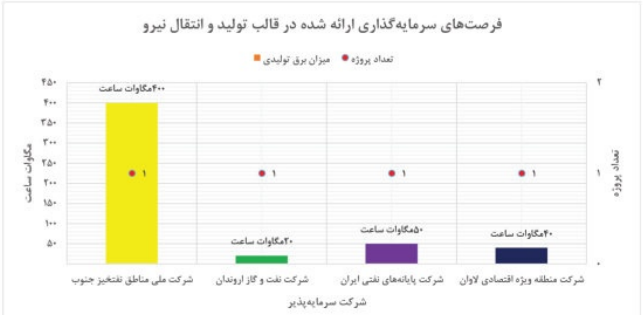


Power Generation and Transmission:

The opportunities presented for the generation and transmission of 510 MWh of electricity include 4 projects in the NISOC, AOGC, IOTC and LSEZ operational regions. The details of the division of opportunities in this sector are given in the below chart:

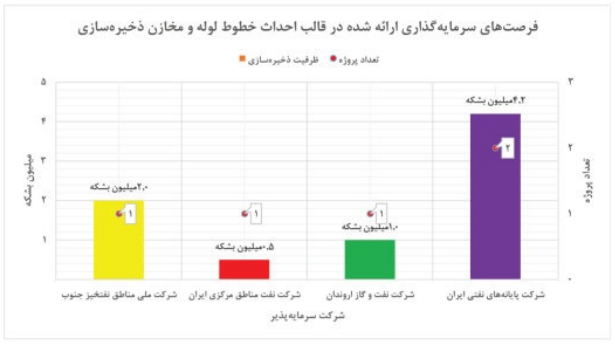
تولید و انتقال نیرو:

فرصت‌های ارائه شده به منظور تولید و انتقال ۵۱۰ مگاوات ساعت برق شامل ۴ پروژه در حوزه‌ی فعالیت شرکت‌های ملی مناطق نفتخیز جنوب، نفت و گاز اروندان، پایانه‌های نفتی ایران و منطقه ویژه اقتصادی لاوان می‌باشد. جزئیات تقسیم‌بندی فرصت‌های این بخش به تفکیک در نمودار زیر آمده است:



خطوط لوله و مخازن:

فرصت‌های ارائه شده به منظور ذخیره‌سازی۷.۷ میلیون بشکه نفت خام و احداث بیش از ۲۳۸ کیلومتر خط لوله، شامل ۵ پروژه در حوزه‌ی فعالیت شرکت‌های ملی مناطق نفتخیز جنوب، نفت مناطق مرکزی ایران، نفت و گاز اروندان و پایانه‌های نفتی ایران می‌باشد. جزئیات تقسیم‌بندی فرصت‌های این بخش به تفکیک در نمودار زیر آمده است:

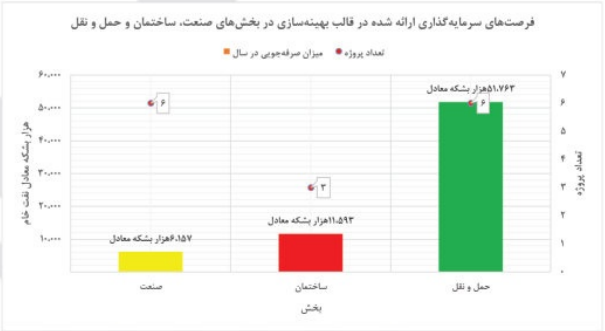


توپکرانی هوشمند:

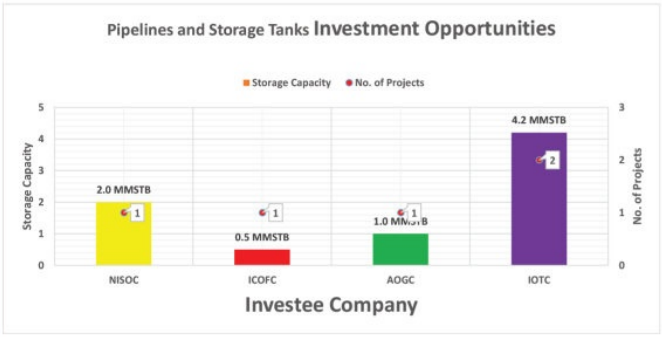
فرصت ارائه شده به منظور توپکرانی هوشمند خطوط لوله‌ی نفت و گاز ۶ تا ۴۸ اینچ در حوزه‌ی فعالیت شرکت‌های ملی مناطق نفتخیز جنوب، نفت و گاز اروندان، نفت و گاز پارس و نفت مناطق مرکزی ایران می‌باشد.

بهینه‌سازی در بخش‌های صنعت، ساختمان و حمل و نقل:

فرصت‌های ارائه شده به منظور بهینه‌سازی و کاهش مصرف سالانه ۷۰ میلیون بشکه معادل نفت خام (۱۹۰ هزار بشکه معادل نفت خام در روز) شامل ۱۵ پروژه در بخش‌های صنعت، ساختمان و حمل نقل در حوزه‌ی فعالیت شرکت بهینه‌سازی مصرف سوخت می باشد. جزئیات تقسیم‌بندی فرصت‌های این بخش به تفکیک در نمودار زیر آمده است:

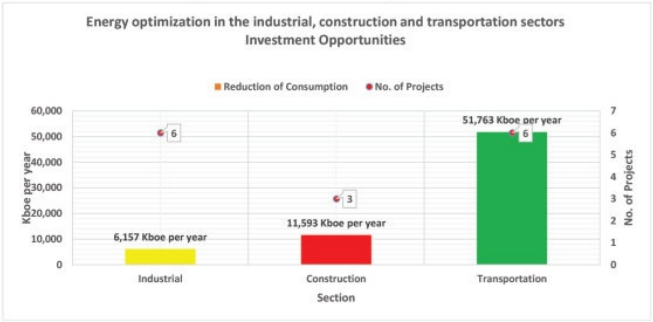


Pipelines and Storage Tanks:
The opportunities presented to store more than 7.7 million barrels of crude oil and construction of more than 238 kilometers of pipelines and develop a daily transfer capacity of 54,000 barrels of petroleum products include 11 projects in NISOC, ICOFC, AOGC, and IOTC operational regions. The details of the division of opportunities in this sector are given in the diagram below:



Smart Pigging :
The opportunity provided for smart pigging of 6 to 48 inches oil and gas pipelines in NISOC, AOGC, POGC and ICOFC operational regions. The amount of investment required for this project is proportional to the number of pigging and dimensions of the pipelines and is in the form of a guaranteed purchase of services.

Energy Optimization in the Industrial, Building and Transportation sectors:
The opportunities provided for the optimization and reduction of the annual consumption of 70 million barrels of crude oil equivalent (190 thousand barrels of crude oil equivalent per day) include 15 projects in the industrial, building and transportation sectors. The details of the division of opportunities in this sector are given in the diagram below:



Supporting Projects:
The opportunities provided for support include 13 projects in IOOC, NISOC, PSEEZ, KEPCO and LSEZ operational regions. The details of the division of opportunities in this sector are given in the below table :

No. of Projects	Investee Company
1	IOOC
1	NISOC
3	PSEEZ
7	KEPCO
1	LSEZ
13	Total

Exploration Blocks:
Various Opportunities are presented to explore more than 193.8 billion barrels of oil in-place and 783 trillion cubic feet of gas in-place in 23 exploration blocks in an area of about 108,000 square kilometers -offshore and onshore- in the NIOCEXP and the KEPCO operational regions. The details of the division of opportunities in this sector are given in the below table :

Investee Company	No. of Blocks	Est. Acreage (sq. km2)	Min. Est. Hydrocarbon In-Place	
			Oil (MMSTB)	Gas (TCF)
NIOCEXP	18	96,290	2,075	45
KEPCO	5	11,625	191,800	738
Total	23	107.915	193,875	783

پروژه‌های پشتیبانی:

فرصت‌های ارائه شده به منظور پشتیبانی شامل ۱۳ پروژه در حوزه‌ی فعالیت سازمان منطقه‌ی ویژه اقتصادی انرژی پارس و شرکت‌های نفت خزر، فلات قاره ایران، پایانه‌های نفتی ایران و منطقه ویژه اقتصادی لاوان می‌باشد. جزئیات تقسیم‌بندی فرصت های این بخش به تفکیک در جدول زیر آمده است:

شرکت سرمایه‌پذیر	تعداد پروژه
شرکت نفت فلات قاره	۱
سازمان منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس	۳
شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب	۱
شرکت نفت خزر	۷
شرکت منطقه ویژه اقتصادی لاوان	۱
جمع کل	۱۳

بلوک‌های اکتشافی:

فرصت‌های ارائه شده به منظور اکتشاف بیش از ۱۹۳.۸ میلیارد بشکه نفت درجا و ۷۸۳ تریلیون فوت مکعب گاز درجا در ۲۳ بلوک اکتشافی در پهنه‌ای به وسعت حدود ۱۰۸ هزار کیلومتر مربع در دریا و خشکی در حوزه‌ی فعالیت مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران و شرکت نفت خزر می‌باشد. جزئیات تقسیم‌بندی فرصت های این بخش به تفکیک در جدول زیر آمده است:

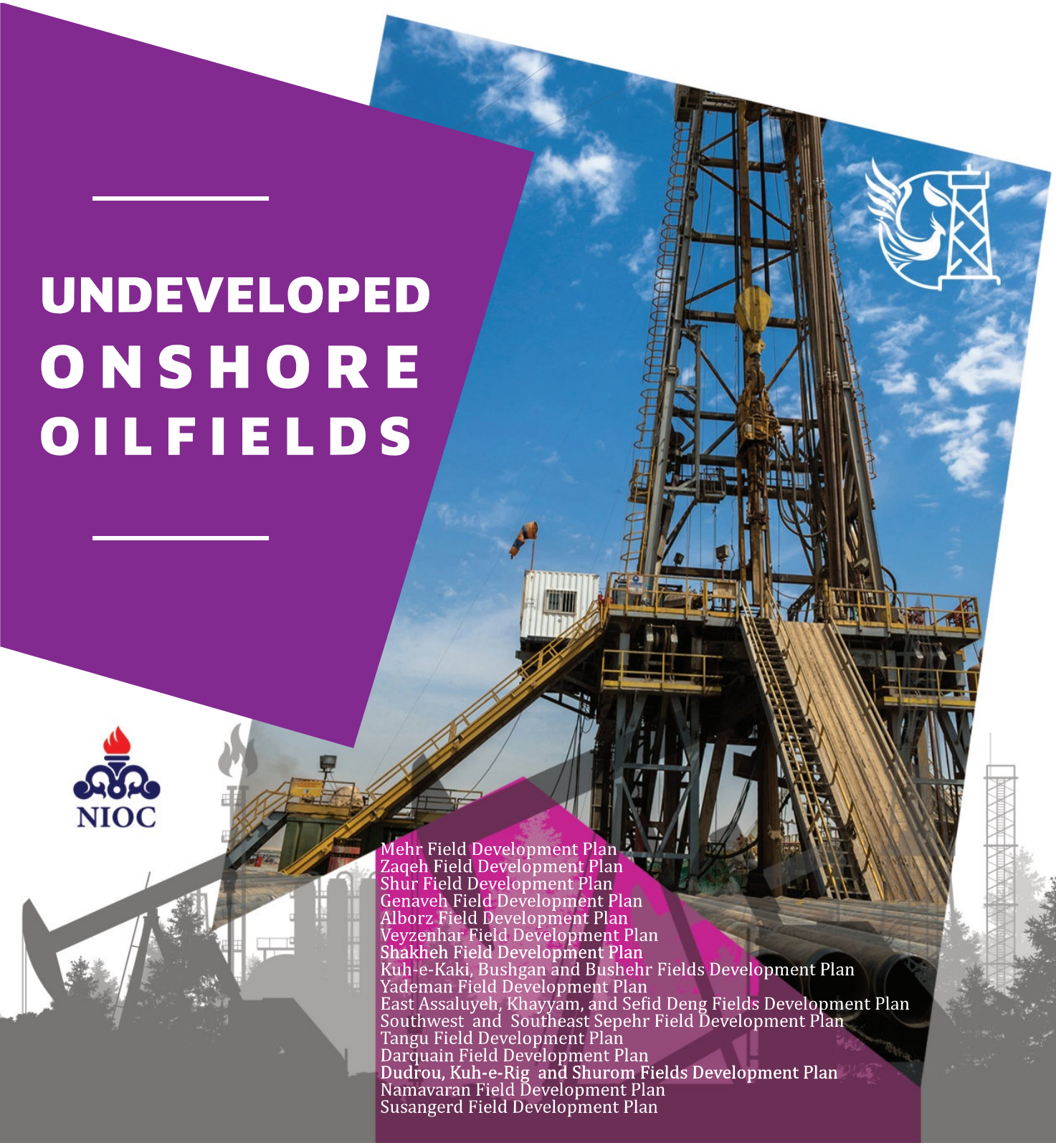
سرمایه‌پذیر	تعداد بلوک‌ها	وسعت تقریبی (کیلومتر مربع)	حداقل میزان ذخایر درجای تخمینی	
			نفت (میلیون بشکه)	گاز (تریلیون فوت مکعب)
مدیریت اکتشاف	۱۸	۹۶،۲۹۰	۲،۰۷۵	۴۵
نفت خزر	۵	۱۱،۶۲۵	۱۹۱،۸۰۰	۷۳۸
جمع کل	۲۳	۱۰۷،۹۱۵	۱۹۳،۸۷۵	۷۸۳

میادین نفتی خشکی توسعه نیافته

NIOC

طرح توسعه میدان مهر
طرح توسعه میدان زاغه
طرح توسعه میدان شور
طرح توسعه میدان گناوه
طرح توسعه میدان البرز
طرح توسعه میدان ویزنهار
طرح توسعه میدان شاخه
طرح توسعه میادین کوه کاکی-بوشگان- بوشهر
طرح توسعه میدان یادمان
طرح توسعه میادین عسلویه شرقی- خیام-سفید دنگ
طرح توسعه میدان سپهر جنوب غربی و شرقی
طرح توسعه میدان تنگو
طرح و توسعه میدان دارخوین
طرح توسعه میادین دودرو-کوه ریگ-شوروم
طرح توسعه میدان نام آوران
طرح توسعه میدان سوسنگرد

UNDEVELOPED ONSHORE OILFIELDS



NIOC

Mehr Field Development Plan
Zaqeh Field Development Plan
Shur Field Development Plan
Genaveh Field Development Plan
Alborz Field Development Plan
Veyzenhar Field Development Plan
Shakheh Field Development Plan
Kuh-e-Kaki, Bushgan and Bushehr Fields Development Plan
Yademan Field Development Plan
East Assaluyeh, Khayyam, and Sefid Deng Fields Development Plan
Southwest and Southeast Sepehr Field Development Plan
Tangu Field Development Plan
Darquain Field Development Plan
Dudrou, Kuh-e-Rig and Shurom Fields Development Plan
Namavaran Field Development Plan
Susangerd Field Development Plan

CAPEX ESTIMATION
(MMUSD)

- >1000
- 500-1000
- 100-500
- 0-100

Project Category
Onshore Fields Development

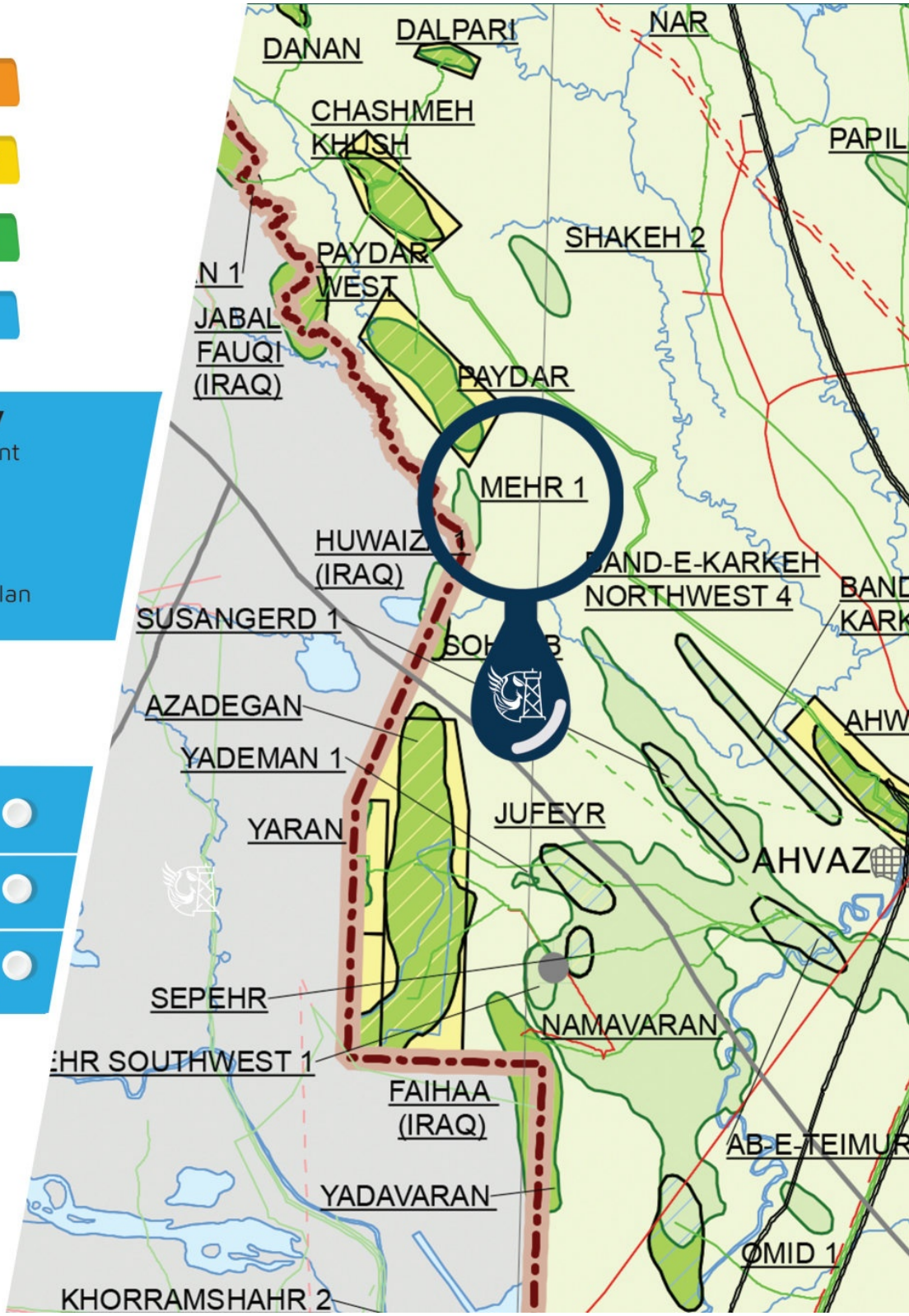
Type of Field
Undeveloped Oil Field

Project Title
Mehr Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان مهر



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- طاقدیس مهر در ناحیه دزفول شمالی و مابین میادین پایدار و آزادگان و در شرق میدان مشتاق قرار دارد. این میدان در سال ۱۳۹۱ کشف گردید و یک میدان مرزی مشترک محسوب می شود.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن آسماری است.
- یک حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران

محل جغرافیایی : استان خوزستان

حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۴۶

برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۲

درجه سنگینی نفت خام (API) : ۱۴.۵

نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۳۱۰

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۵۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

نوع قرارداد پیشنهادی
EPDF/EPCF

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Mehr field is located in North Dezful area, between Paydar and Azadegan Oil Fields, East of Moshtagh Field. This field has been explored in 2012 and is a joint oilfield.
- Development Target Plan: Asmari reservoir
- 1 well has been drilled in this field

Company : ICOFC

Location : Khuzestan Province

Capex Estimation (MMUSD) : 50

Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 46

Reserve Initial estimation (MMbbl) : 2

API : 14.5

GOR (SCF/STB) : 310

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

Type of Contract
EPDF/EPCF

Project Category
Onshore Fields Development

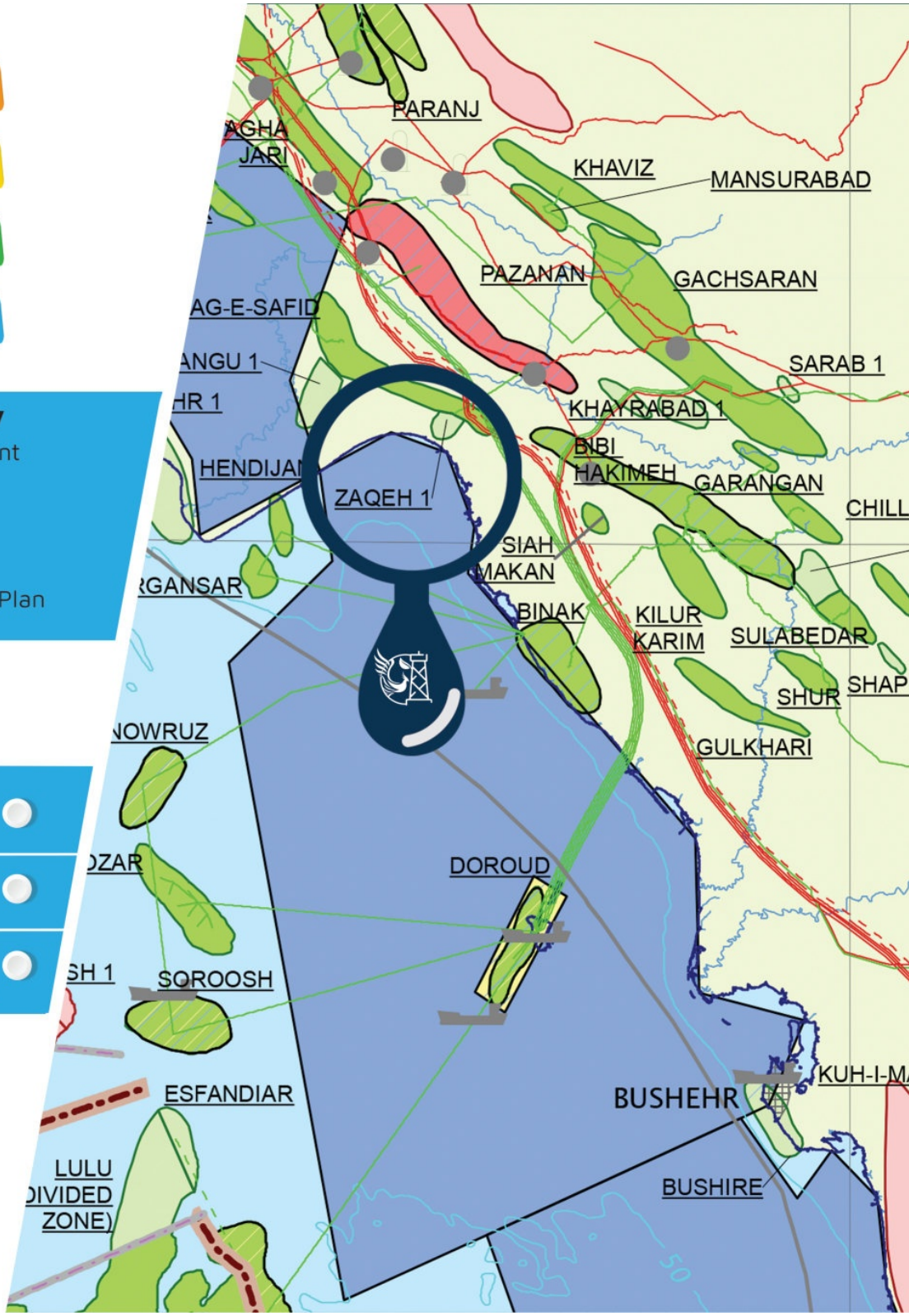
Type of Field
Undeveloped Oil Field

Project Title
Zaqeh Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان زاغه



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

• میدان نفتی زاغه، از میدان‌هاي نفتی جنوب‌غربی ایران است، که در سال ۱۳۵۸ کشف شد.
•هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن پابده است.
• یک حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب

محل جغرافیایی : استان خوزستان

حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۱۷۲۹

برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۱۹۴

درجه سنگینی نفت خام (API) : ۱۵

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۷۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

UNDEVELOPED ONSHORE OILFIELDS

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

• The Zaqeh oil field is one of the oil fields in the southwest of Iran, discovered in 1979.
• Development Target Plan: Pabdeh reservoir.
• 1 well has been drilled in this field

Company : NISOC

Location : Khuzestan Province

Capex Estimation (MMUSD) : 70

Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 1729

Reserve Initial estimation (MMbbl) : 194

API : 15

Main Keys of Contract

• Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
• Recovery of all incurred costs during the contract period.
• Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

Project Category
Onshore Fields Development

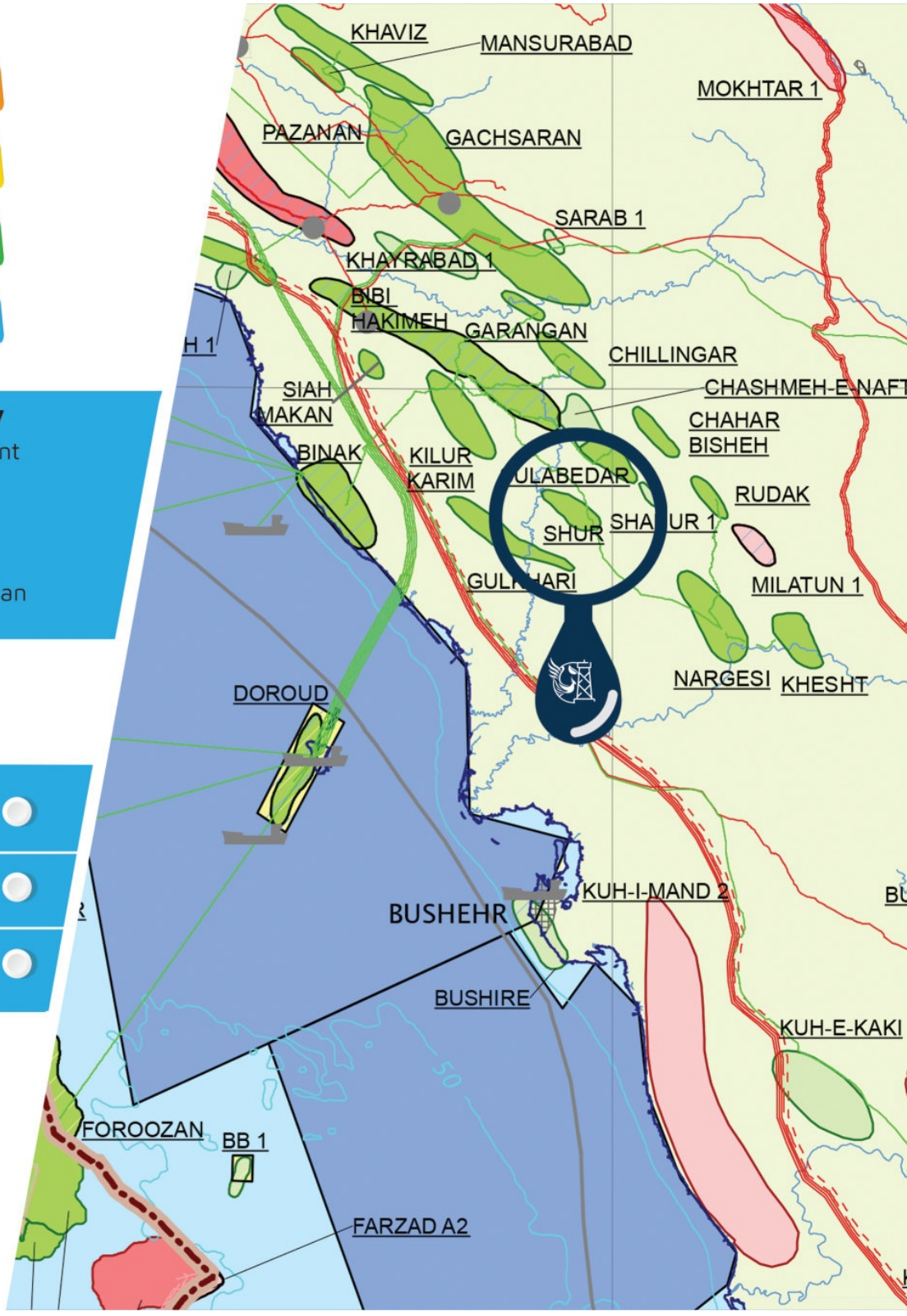
Type of Field
Undeveloped Oil Field

Project Title
Shur Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان شور



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی شور از میدان‌های نفتی در سال ۱۳۴۹ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن آسماری است.
- یک حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران

محل جغرافیایی : استان بوشهر

حجم در جای اولیه (IOIP) (میلیون بشکه) : ۴۳۰

برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۲۰

درجه سنگینی نفت خام (API) : ۲۶.۸

نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۵۳۶

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۷۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- The Shur oil field was discovered in 1970.
- Development Target Plan: Asmari reservoir.
- 1 well has been drilled in this field

.

Company : ICOFC

Location : Bushehr Province

Capex Estimation (MMUSD) : 70

Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 430

Reserve Initial estimation (MMbbl) : 20

API : 26.8

GOR (SCF/STB) : 536

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

CAPEX ESTIMATION
(MMUSD)

- >1000
- 500-1000
- 100-500
- 0-100

Project Category
Onshore Fields Development

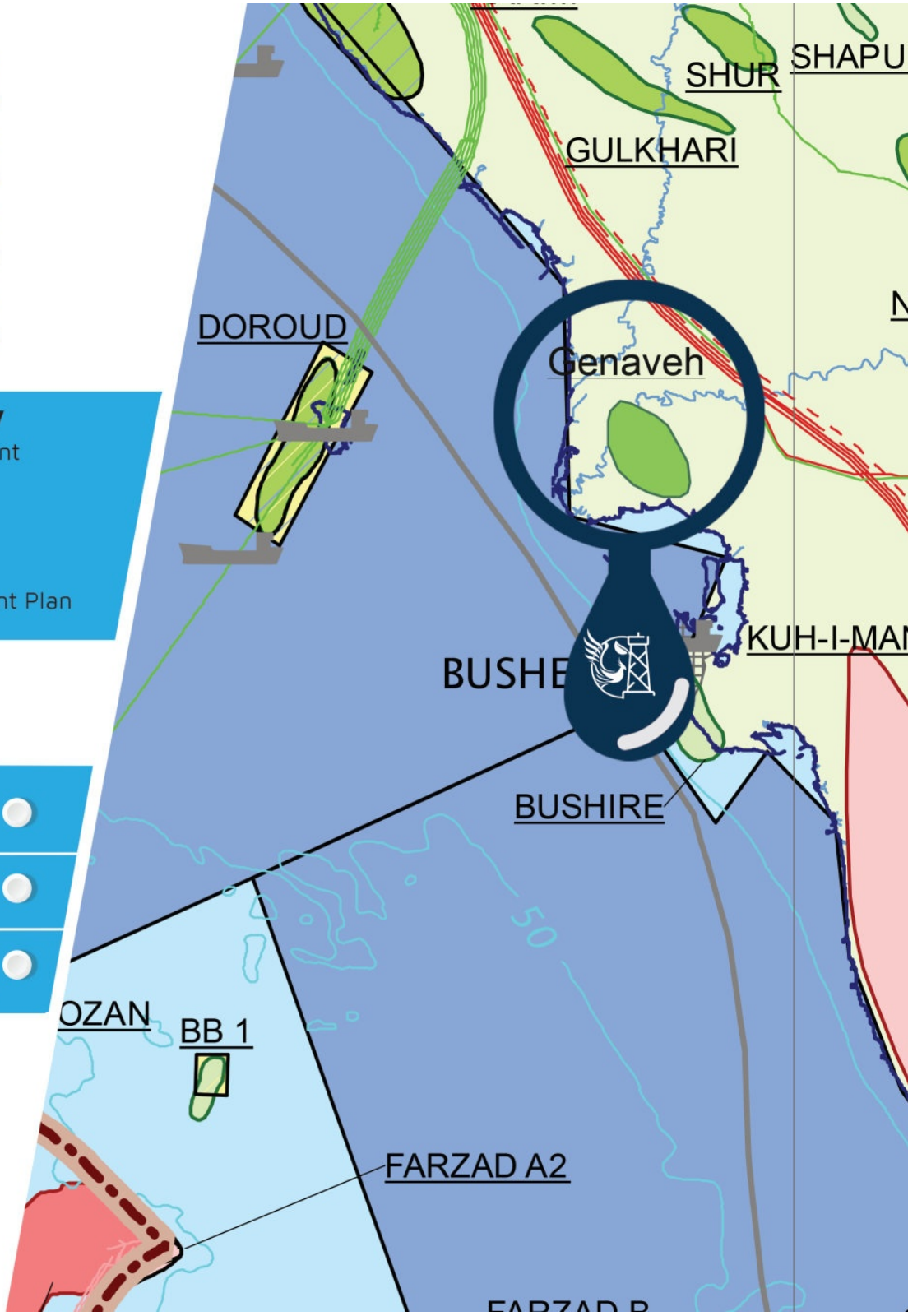
Type of Field
Undeveloped Oil Field

Project Title
Genaveh Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان گناوه



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی گناوه که در سال ۱۴۰۱ کشف شد.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن سروک است.
- یک حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملي مناطق نفتخيز جنوب

محل جغرافیایی : استان بوشهر

حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۲۵۰

برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۱۷

درجه سنگینی نفت خام (API) : ۲۳

نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۳۰۱

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۷۵

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

نوع قرارداد پیشنهادی
EPDF/EPCF

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- The Genaveh oil field was discovered in 2022.
- Development Target Plan: Sarvak reservoir.
- 1 well has been drilled in this field

Company : NISOC

Location : Bushehr Province

Capex Estimation (MMUSD) : 75

Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 250

Reserve Initial estimation (MMbbl) : 17

API : 23

GOR (SCF/STB) : 301

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

Type of Contract
EPDF/EPCF

CAPEX ESTIMATION
(MMUSD)

- >1000
- 500-1000
- 100-500
- 0-100

Project Category
Onshore Fields Development

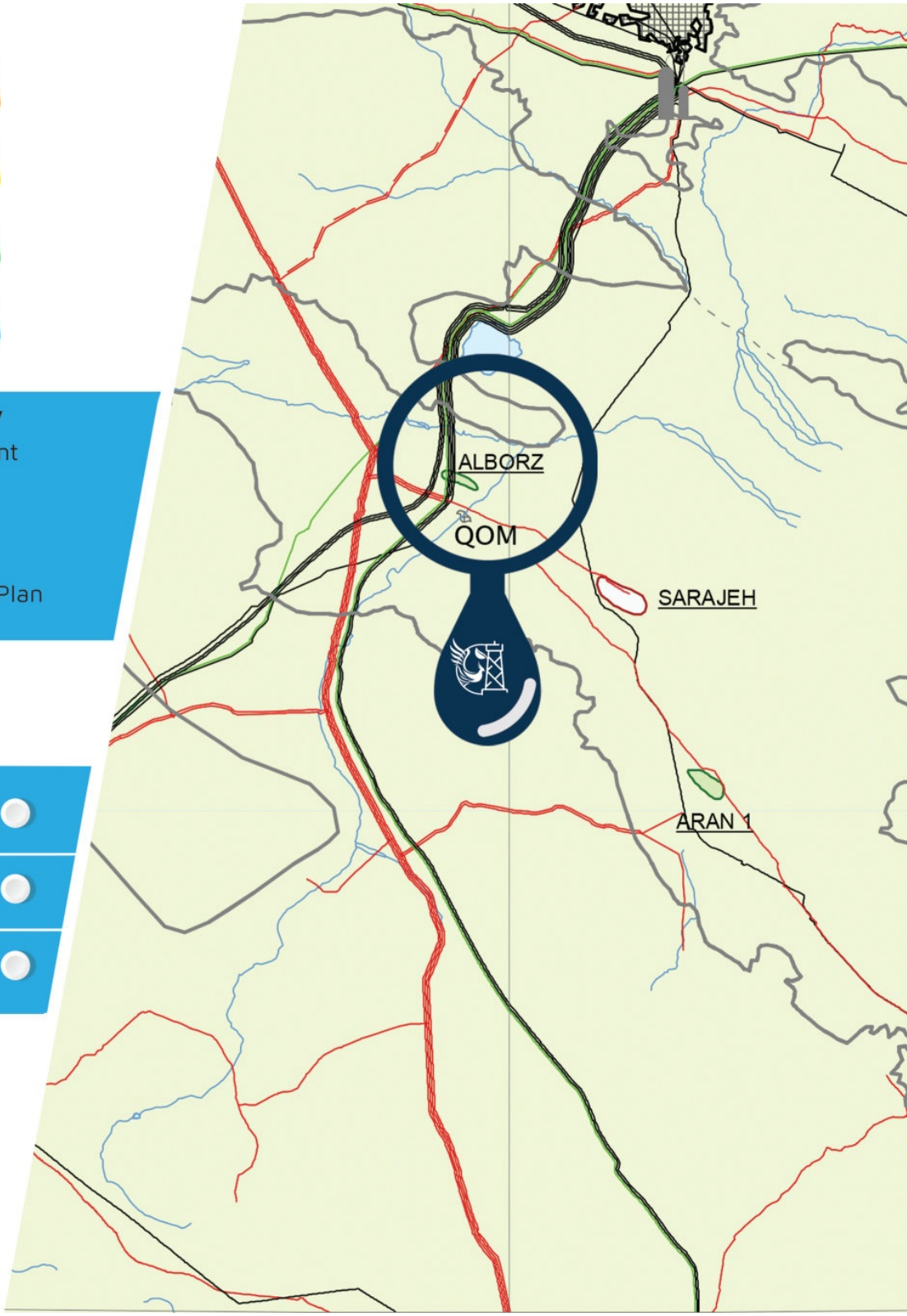
Type of Field
Undeveloped Oil Field

Project Title
Alborz Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان البرز



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی البرز در سال ۱۳۳۵ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن قم است.
- ۱۶ حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران

محل جغرافیایی : استان قم

حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۱۳۷

برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۳۵

درجه سنگینی نفت خام (API) : ۳۹

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۹۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- The Alborz oil field was discovered in 1956.
- Development Target Plan: Qom reservoir.
- 16 wells have been drilled in this field

Company : ICOFC

Location : Qom Province

Capex Estimation (MMUSD) : 90

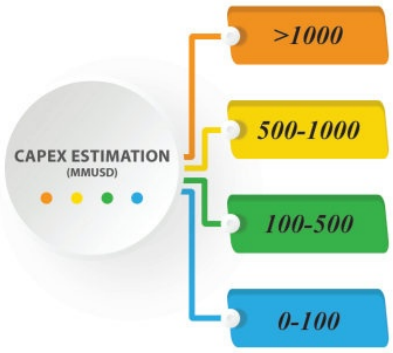
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 137

Reserve Initial estimation (MMbbl) : 35

API : 39

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .



Project Category
Onshore Fields Development

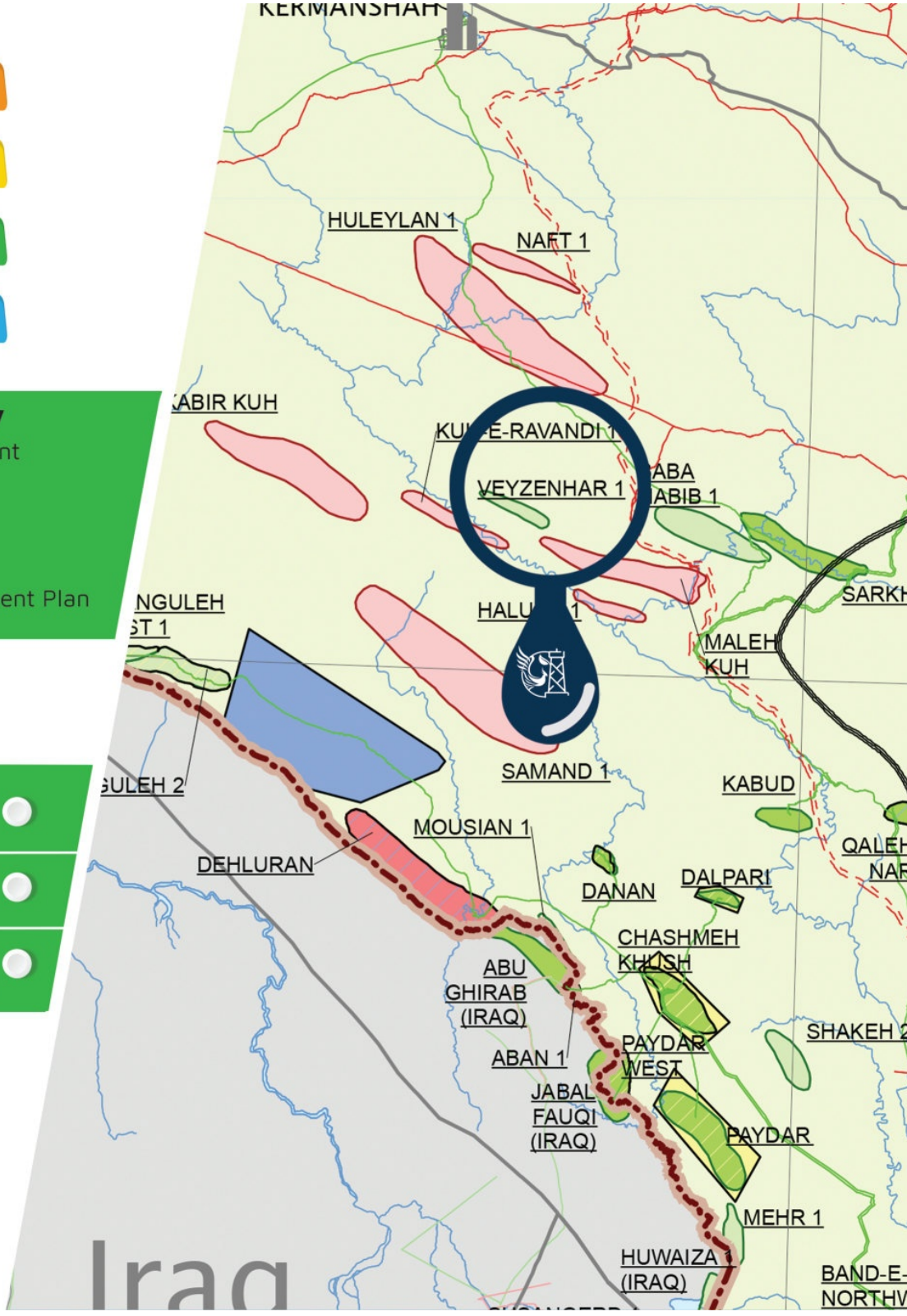
Type of Field
Undeveloped Oil Field

Project Title
Veyzenhar Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان ویزنهار



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی ویزنهار در سال ۱۳۵۳ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن ایلام است.
- یک حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران

محل جغرافیایی : استان لرستان

حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۴۷۰

برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۳۸

درجه سنگینی نفت خام (API) : ۳۶

نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۱۵۰۰

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۱۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Veyzenhar oil field was discovered in 1974.
- Development Target Plan: Ilam reservoir.
- 1 well has been drilled in this field

Company : ICOFC

Location : Lorestan Province

Capex Estimation (MMUSD) : 110

Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 470

Reserve Initial estimation (MMbbl) : 38

API : 36

GOR (SCF/STB) : 1500

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

Project Category
Onshore Fields Development

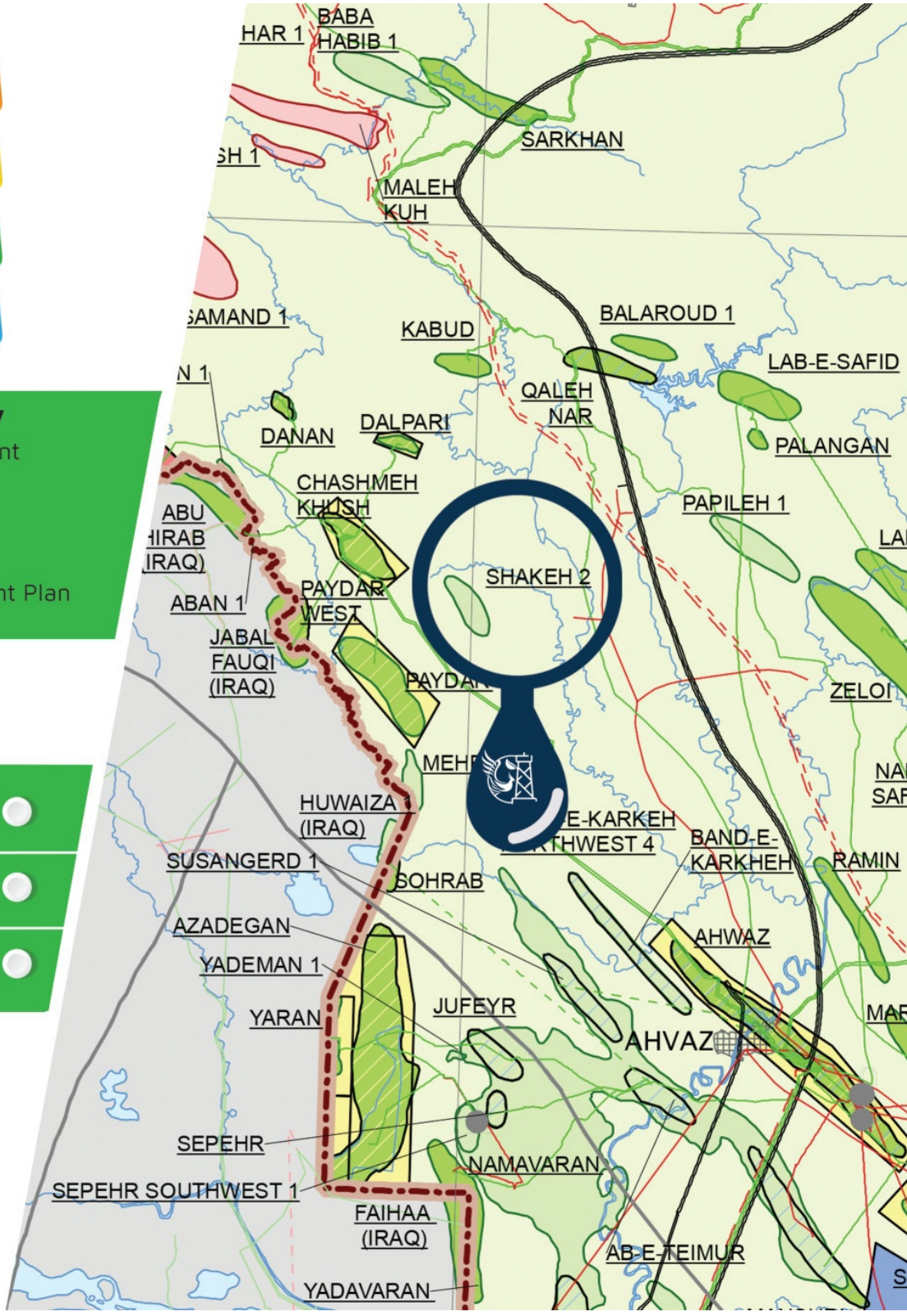
Type of Field
Undeveloped Oil Field

Project Title
Shakheh Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان شاخه



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی شاخه در سال ۱۳۵۶ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن پابده است.
- یک حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران

محل جغرافیایی : استان خوزستان

حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۲۵۰۰

برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۱۲۵

درجه سنگینی نفت خام (API) : ۲۰

نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۱۵۰

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۱۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

نوع قرارداد پیشنهادی
EPDF/EPCF

UNDEVELOPED ONSHORE OILFIELDS

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Shakheh oil field was discovered in 1977.
- Development Target Plan: Pabdeh reservoir.
- 1 well has been drilled in this field

Company : ICOFC

Location : Khuzestan Province

Capex Estimation (MMUSD) : 110

Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 2500

Reserve Initial estimation (MMbbl) :125

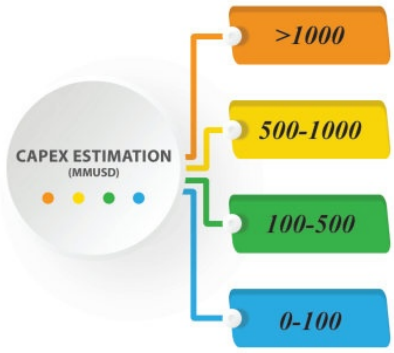
API : 20

GOR (SCF/STB) : 150

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

Type of Contract
EPDF/EPCF



Project Category
Onshore Fields Development

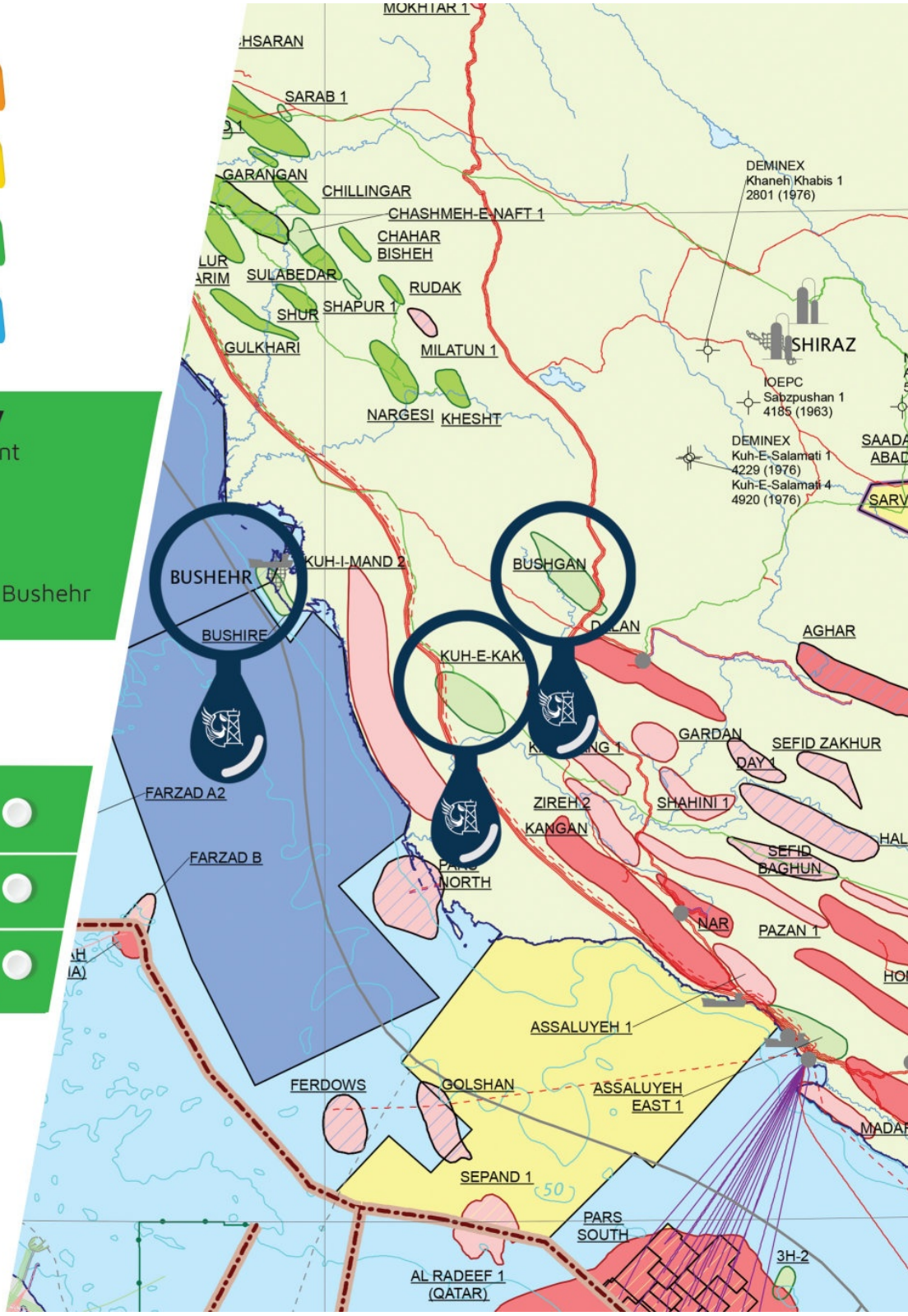
Type of Field
Undeveloped Oil Field

Project Title
Kuh-e-Kaki, Bushgan and Bushehr Fields Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میادین کوه کاکی-بوشگان- بوشهر



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

• میدان نفتی کوه کاکی در سال ۱۳۵۴، بوشگان در سال ۱۳۴۲ و بوشهر ۱۳۴۶ کشف شده است.
•هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن آسماری، بنگستان و بوشهر است.
• یک حلقه چاه در میدان کوه کاکی، یک حلقه چاه در میدان بوشگان و ۳حلقه چاه در میدان بوشهر حفاری شده است

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران
محل جغرافیایی : استان بوشهر
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۸۰۰
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۸۰
درجه سنگینی نفت خام (API) : کوه کاکی (۲۵.۴)
بوشگان (۳۴.۴)
بوشهر (۳۷.۴)
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : کوه کاکی (۵۳۶)
بوشگان (۱۵۶)
بوشهر (۱۱۰۰)
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۲۰۵

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

• Kuh-e-Kaki oil field was discovered in 1975, Bushgan in 1963, and Bushehr in 1967.
• Development Target Plan: Asmari, Bangestan and Surmeh reservoirs.
• One well in Kuh-e-Kaki oi, one well in Bushgan and 3 wells in Bushehr oil field have been drilled

Company : ICOFC
Location : Bushehr Province
Capex Estimation (MMUSD) : 205
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 800
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 80
API : Kuh-e-Kaki 25.4
Bushgan 34.4
Bushehr 37.4
GOR (SCF/STB) : Kuh-e-Kaki 536
Bushgan 156
Bushehr 1100

Main Keys of Contract

• Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP).
• Recovery of all the investor cost oil during the contract period.
• Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
• Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
• Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Project Category
Onshore Fields Development

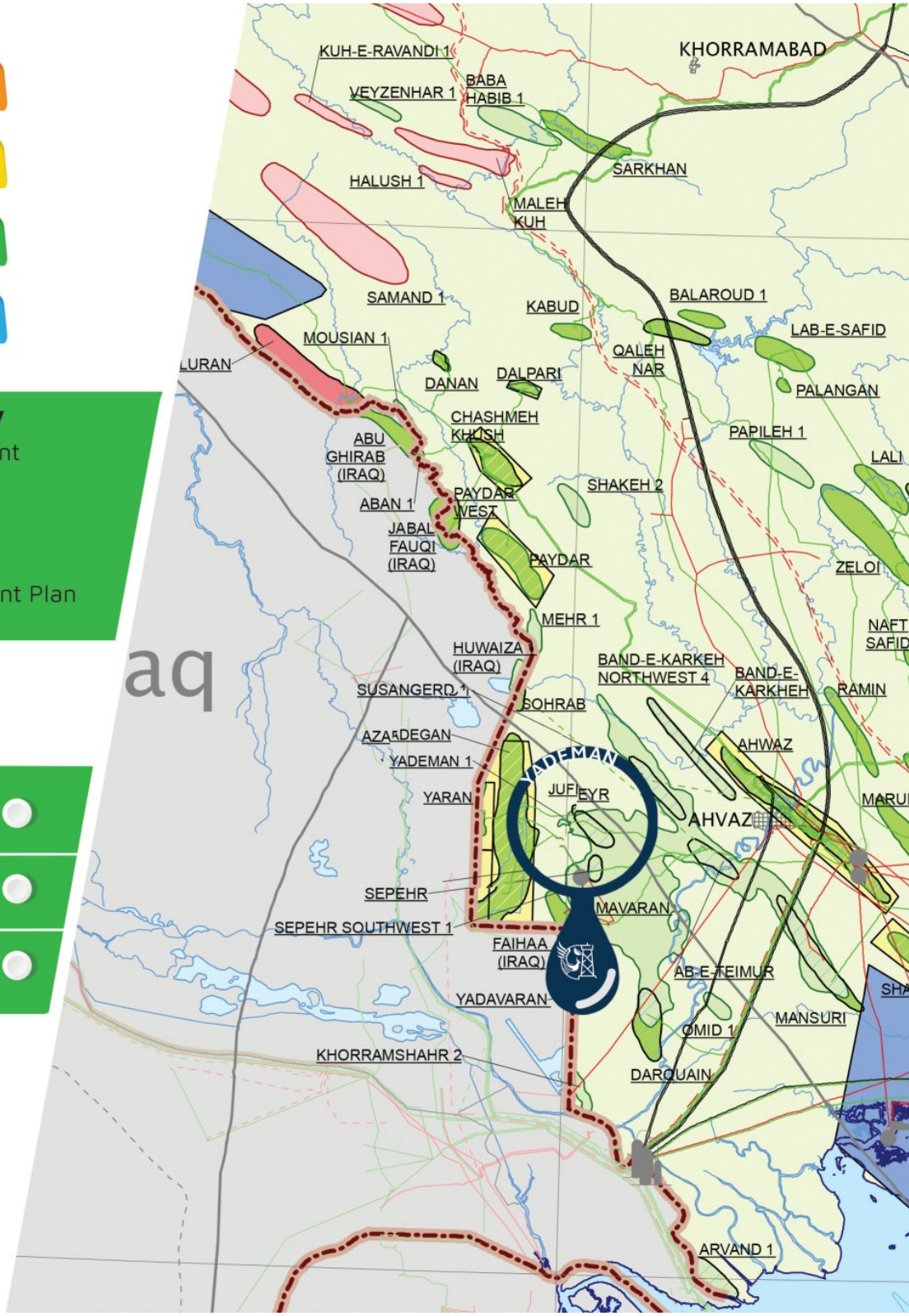
Type of Field
Undeveloped Oil Field

Project Title
Yademan Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان یادمان



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی یادمان در سال ۱۳۹۳ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن سروك و گدوان است.
- یک حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت مهندسی و توسعه نفت

محل جغرافیایی : استان خوزستان

حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۱۸۵۰

برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۹۵

درجه سنگینی نفت خام (API) : ۲۱.۵

نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۲۳۳

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۳۷۵

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Yademan oil field was discovered in 2014.
- Development Target Plan: Sarvak and Gadvan reservoirs.
- 1 well has been drilled in this field

Company : PEDEC

Location : Khuzestan Province

Capex Estimation (MMUSD) : 375

Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 1850

Reserve Initial estimation (MMbbl) : 95

API : 21.5

GOR (SCF/STB) : 233

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP).
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period.
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Project Category
Onshore Fields Development

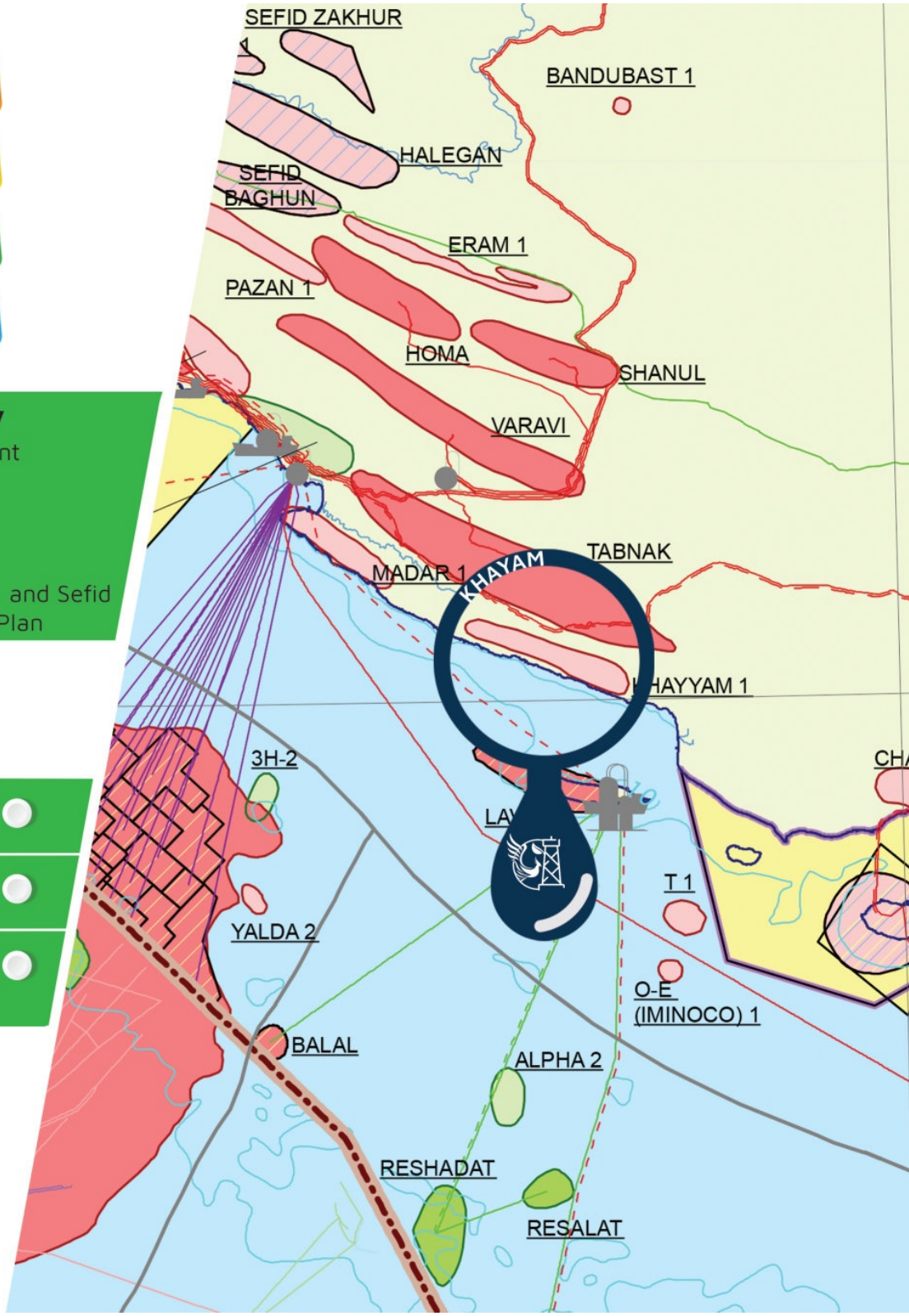
Type of Field
Undeveloped Oil Field

Project Title
East Assaluyeh, Khayyam, and Sefid Deng Fields Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میادین عسلویه شرقی- خیام سفید دنگ



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

• میدان نفتی عسلویه شرقی در سال ۱۳۸۷، خیام در سال ۱۳۸۹ و سفید دنگ ۱۳۹۴ کشف شده است.
•هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن دهرم و دالان بالایی است.
• در هر یک از این میادین یک حلقه چاه حفاری شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزي ایران
محل جغرافیایی : استان هرمزگان، بوشهر و فارس
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۱۲۰۰
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۱۳۸
درجه سنگینی نفت خام (API) : عسلویه شرقی (۴۲.۴)
خیام (۳۲.۸)
سفید دنگ (۲۳)
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : عسلویه‌شرقی(۴۲۵)
خیام (۱۹۳۲)
سفید دنگ (۶۳۰)
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۵۰۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- East Assaluyeh oil field was discovered in 2008, Khayyam in 2010, and Sefid Deng in 2015.
- Development Target Plan: Dehram and Upper Dalan reservoirs.
- One well in each oil field has been drilled

Company : ICOFC
Location : Hormozgan,Busher and Fars Province
Capex Estimation (MMUSD) : 500
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 1200
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 138
API : East Assaluyeh 42.4
Khayyam 32.8
Sefid Deng 23
GOR (SCF/STB) : East Assaluyeh 425
Khayyam 1932
Sefid Deng 630

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP).
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period.
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Project Category
Onshore Fields Development

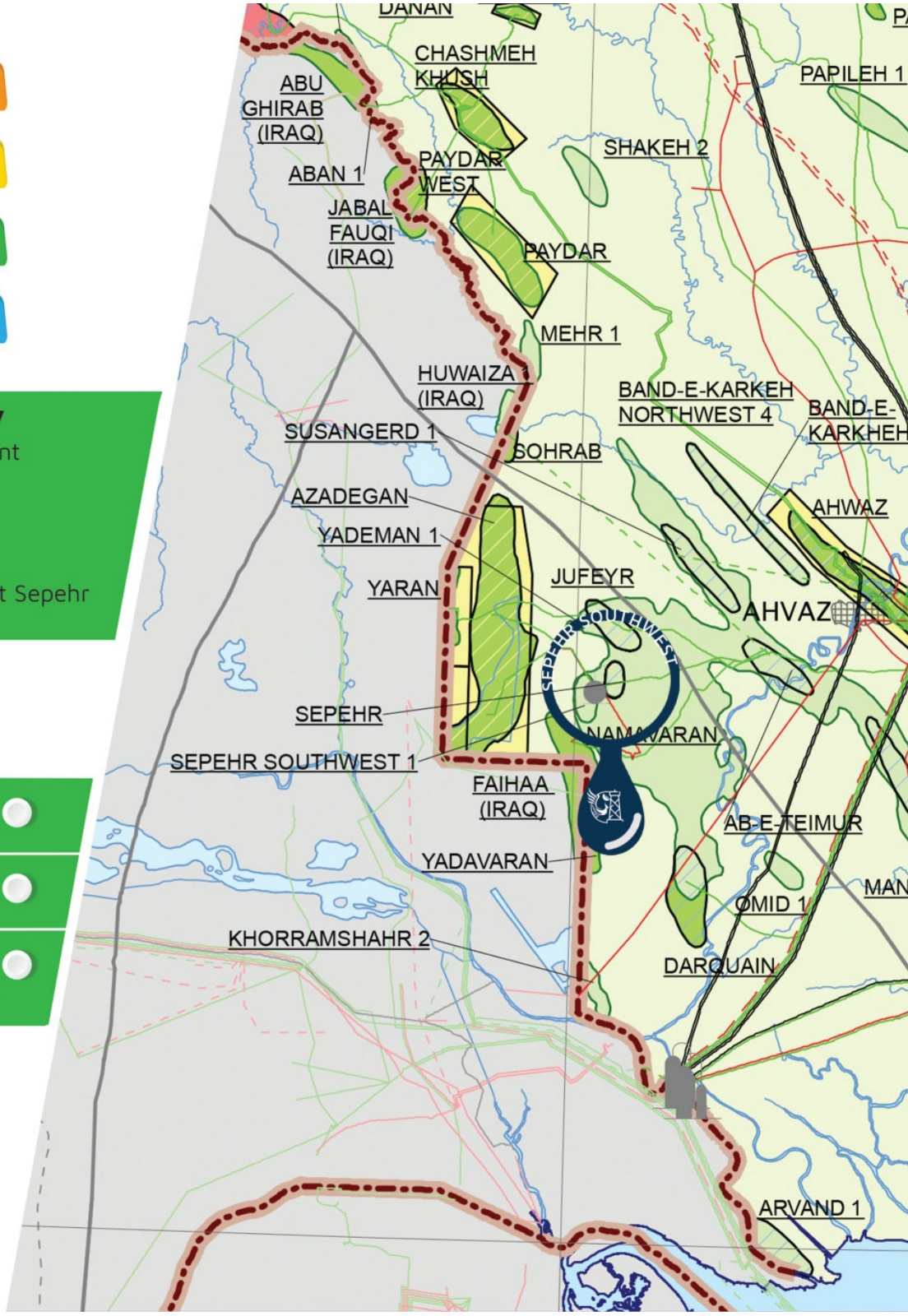
Type of Field
Undeveloped Oil Field

Project Title
Southwest and Southeast Sepehr Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان سپهر جنوب غربی و شرقی



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- این میدان در سال‌های ۱۳۹۴ و ۱۴۰۰ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن ایلام، سروک، و فهلیان پایینی است.
- یک حلقه چاه در میادین سپهر جنوبی غربی و یک حلقه چاه در سپهر جنوبی شرقی حفاری شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت مهندسی و توسعه نفت

محل جغرافیایی : استان خوزستان

حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۴۹۰۰

برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۲۸۲

درجه سنگینی نفت خام (API) :

سپهر جنوب غربی (۲۲)

سپهر جنوب شرقی (۲۲.۳)

نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) :

سپهر جنوب غربی (۵۶۰)

سپهر جنوب شرقی (۱۰۰)

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۳۰۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

نوع قرارداد پیشنهادی

IPC

UNDEVELOPED ONSHORE OILFIELDS

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- This field was discovered in the years 2015 and 2021.
- Development Target Plan: Ilam, Sarvak and Lower Fahliyan reservoirs.
- One well in Southwest Sepehr, one well in Southeast Sepehr oil field have been drilled

Company : PEDEC

Location : Khuzestan Province

Capex Estimation (MMUSD) : 300

Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 4900

Reserve Initial estimation (MMbbl) : 282

API : Southwest Sepehr 22
Southeast Sepehr 22.3

GOR (SCF/STB) : Southwest Sepehr 560
Southeast Sepehr 100

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures of the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP).
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period.
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Type of Contract

IPC

Project Category
Onshore Fields Development

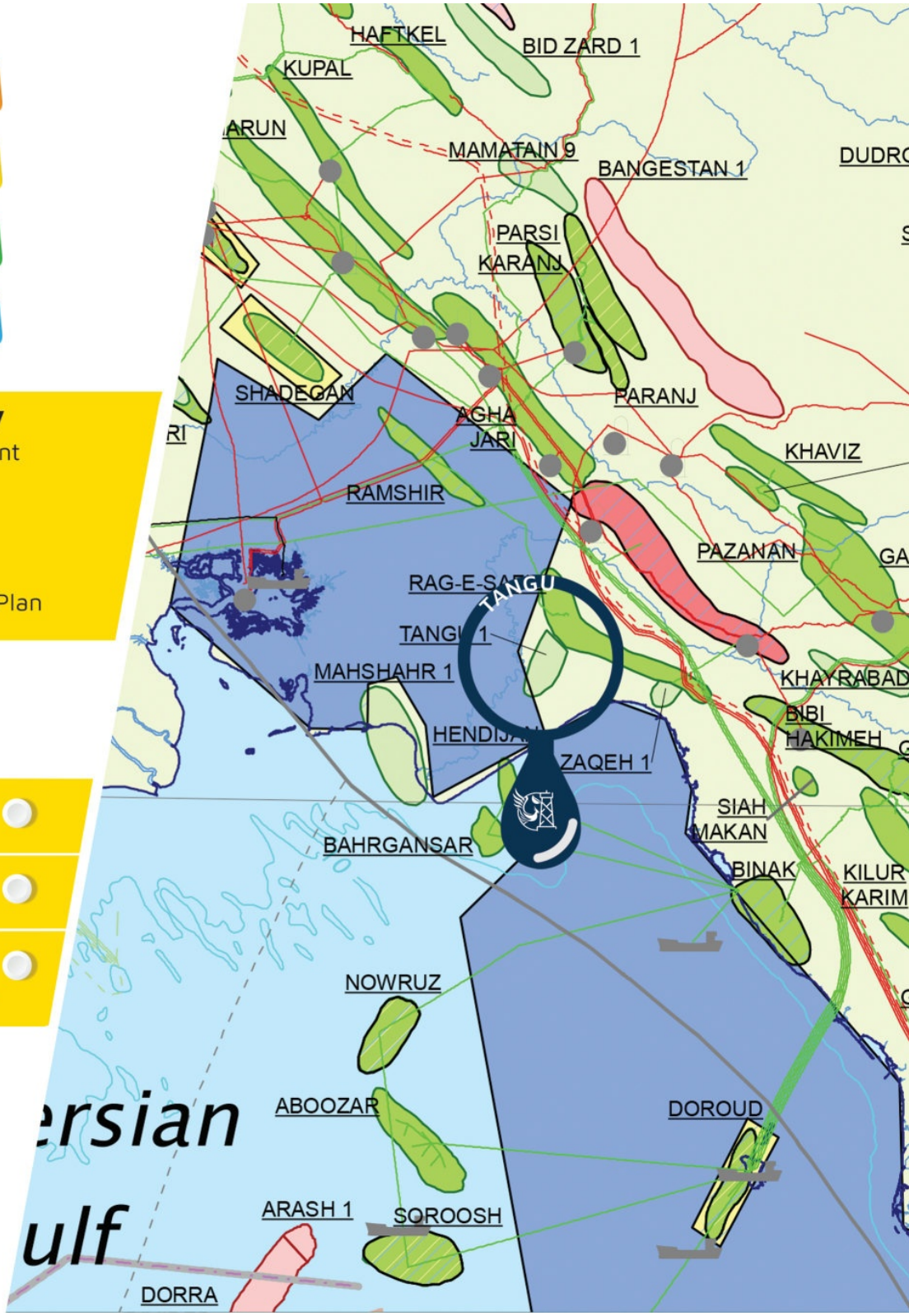
Type of Field
Undeveloped Oil Field

Project Title
Tangu Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان تنگو



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی تنگو در سال ۱۴۰۱ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن آسماری، کژدمی، داریان، خلیج و فهلیان است.
- یک حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران

محل جغرافیایی : استان بوشهر

حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۲۳۵۰

برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۳۳۰

درجه سنگینی نفت خام (API) : ۴۰

نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۷۹۸

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۷۵۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- This field was discovered in 2022.
- Development Target Plan: Khalij, Fahliyan, Kazhdumi, Dariyan and Asmari reservoirs.
- 1 well has been drilled in this field

Company : ICOFC

Location : Bushehr Province

Capex Estimation (MMUSD) : 750

Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 2350

Reserve Initial estimation (MMbbl) : 330

API : 40

GOR (SCF/STB) : 798

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP).
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period.
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Project Category
Onshore Fields Development

Type of Field
Undeveloped Oil Field

Project Title
Darquain Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان دارخوین

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- این میدان در سال ۱۳۷۲ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن سروک است.
- چند حلقه چاه در این میدان (مخزن سروک) حفاری شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت مهندسی و توسعه نفت

محل جغرافیایی : استان خوزستان

حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۲۷۶۰

برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۱۷۰

نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۲۳۰

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۷۵۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

نوع قرارداد پیشنهادی

IPC

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- This field was discovered in 1993.
- Development Target Plan: Sarvak reservoir.
- Several wells have been drilled in this Field.

Company : PEDEC

Location : Province Khusestan

Capex Estimation (MMUSD) : 750

Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 2760

Reserve Initial estimation (MMbbl) : 170

GOR (SCF/STB) : 230

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP).
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period.
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Type of Contract

IPC

Project Category
Onshore Fields Development

Type of Field
Undeveloped Oil Field

Project Title
Dudrou, Kuh-e-Rig and Shurom Fields Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میادین دودرو-کوه ریگ-شوروم

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

• میدان نفتی دودرو در سال ۱۳۴۷، کوه ریگ در سال ۱۳۴۵ و شوروم ۱۳۴۹ کشف شده است.
•هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن فهلیان، داریان و سروک است.
• یک حلقه چاه در میدان دودرو ، هشت حلقه چاه در میدان کوه ریگ و هشت حلقه چاه در میدان شوروم حفاری شده است

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزي ایران
محل جغرافیایی : استان فارس
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۲۵۰۰
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۳۸۰
درجه سنگینی نفت خام (API) : دودرو (۴۶.۳)
کوه ریگ (۳۶.۲)
شوروم (۲۶.۲۹)
نسبت گاز به نفت (فوت‌مکعب‌در هر بشکه‌نفت) :
کوه ریگ (۸۳)
شوروم (۲۸۵)
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۰۰۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

UNDEVELOPED ONSHORE OILFIELDS

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

• Dudrou oil field was discovered in 1968, Kuh-e-Rig in 1966, and Shurom in 1970.
• Development Target Plan: Fahliyan, Dariyan and Sarvak reservoirs.
• One well in Dudrou oil field, 8 well in Kuh-e-Rig and 8 wells in Shurom oil field have been drilled

Company : ICOFC
Location : Fars Province
Capex Estimation (MMUSD) : 1,000
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 2500
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 380
API : Dudrou 46.3
Kuh-e-Rig 36.2
Shurom 26.29
GOR (SCF/STB) :
Kuh-e-Rig 83
Shurom 285

Main Keys of Contract

• Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP).
• Recovery of all the investor cost oil during the contract period.
• Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
• Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
• Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Project Category
Onshore Fields Development

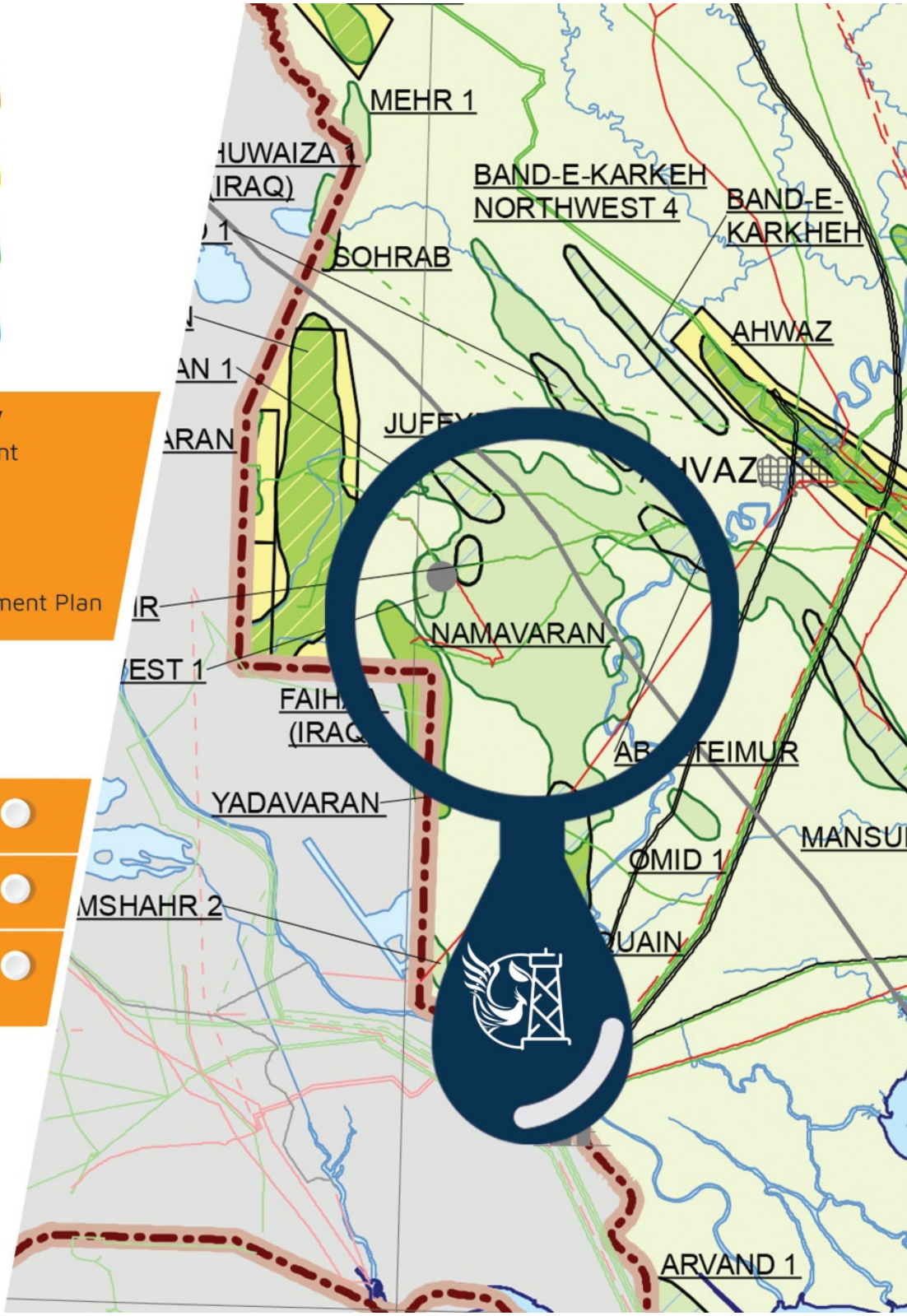
Type of Field
Undeveloped Oil Field

Project Title
Namavaran Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان نام آوران



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی نام آوران در سال ۱۳۹۸ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن ایلام اصلی است.
- یک حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت مهندسی و توسعه نفت

محل جغرافیایی : استان خوزستان

حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۳۰۰۰۰

برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۲۴۰۰

درجه سنگینی نفت خام (API) : ۲۱

نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۲۰۱

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۲۲۵۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

نوع قرارداد پیشنهادی

IPC

UNDEVELOPED ONSHORE OILFIELDS

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- The Namavaran oil field was discovered in 2019.
- Development Target Plan: Ilam reservoir.
- 1 well has been drilled in this field

Company : PEDEC

Location : Khuzestan Province

Capex Estimation (MMUSD) : 2250

Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 30000

Reserve Initial estimation (MMbbl) : 2400

API : 21

GOR (SCF/STB) : 201

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures of the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP).
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period.
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Type of Contract

IPC

Project Category
Onshore Fields Development

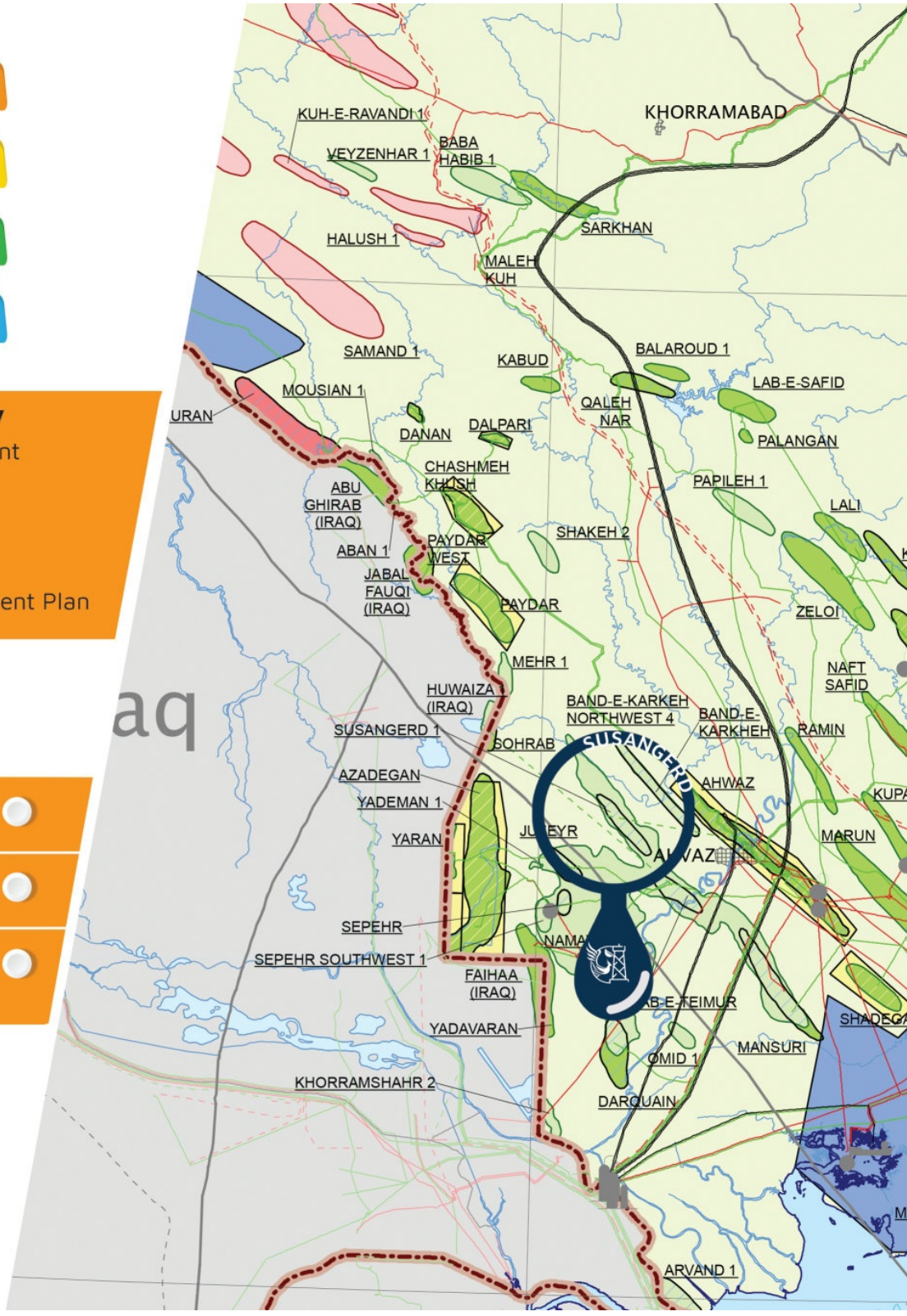
Type of Field
Undeveloped Oil Field

Project Title
Susangerd Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان سوسنگرد



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

• لایه‌های مختلف این میدان در سال‌های ۱۳۴۶ تا ۱۳۹۹ کشف شده است.
• هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن آسماری، ایلام، سروک، گدوان و فهلیان است.
• دو حلقه چاه در این میدان حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت مهندسی و توسعه نفت
محل جغرافیایی : استان خوزستان
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۱۱۷۰۰
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۸۲۱
درجه سنگینی نفت خام (API) : ۱۷.۵
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۳۱۹
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۵۰۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

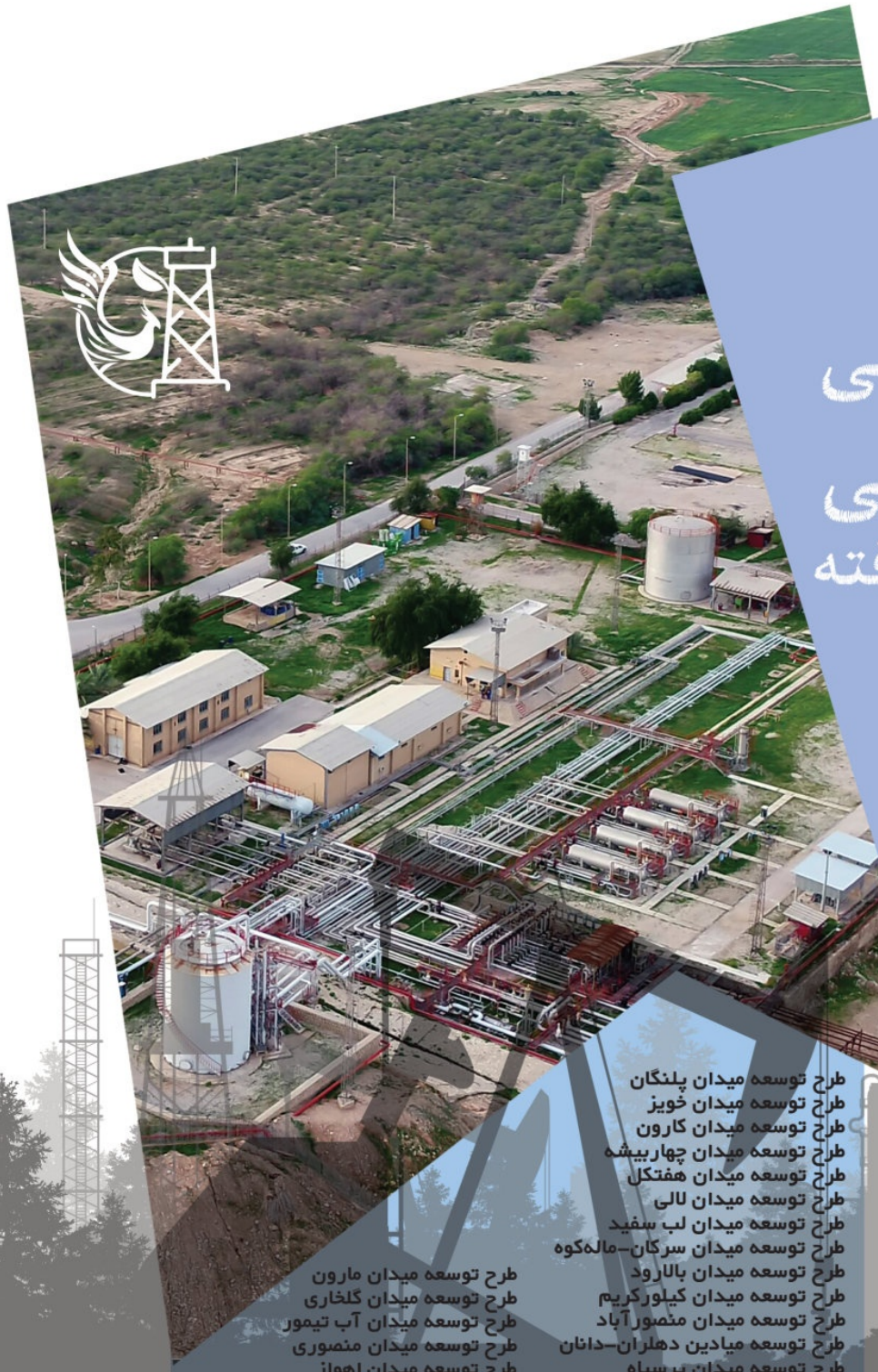
- The different layers of this field were discovered between 1967 and 2010.
- Development Target Plan: Ilam, Sarvak, Asmari, Gadvan and Fahliyan reservoirs.
- 2 wells have been drilled in this field

Company : PEDEC
Location : Khuzestan Province
Capex Estimation (MMUSD) : 1500
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 11700
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 821
API : 17.5
GOR (SCF/STB) : 319

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP).
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period.
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

فاز تکمیلی میادین نفتی خشکی توسعه یافته



NIOC

طرح توسعه میدان پلنگان
طرح توسعه میدان خویز
طرح توسعه میدان کارون
طرح توسعه میدان چهاربیشه
طرح توسعه میدان هفتکل
طرح توسعه میدان لالی
طرح توسعه میدان لب سفید
طرح توسعه میدان سرکان-ماله‌کوه
طرح توسعه میدان بالارود
طرح توسعه میدان کیلورکریم
طرح توسعه میدان منصورآباد
طرح توسعه میادین دهلران-دانان
طرح توسعه میدان پرسیاه

طرح توسعه میدان مارون
طرح توسعه میدان گلخاری
طرح توسعه میدان آب تیمور
طرح توسعه میدان منصوری
طرح توسعه میدان اهواز

COMPLEMENTARY PHASE DEVELOPED ONSHORE OIL FIELDS

NIOC

Palangan Field Development Plan
Khaviz Field Development Plan
Karun Field Development Plan
Chahar Bisheh Field Development Plan
Haftkel Field Development Plan
Lali Field Development Plan
Lab-e-Safid Field Development Plan
Sarkan, Maleh Kuh Fields Development Plan
Balaroud Field Development Plan
Kilur Karim Field Development Plan
Mansurabad Field Development Plan
Dehloran-Danan Field Development Plan
Par-e-siah Field Development Plan
Marun Field Development Plan

Gulkhari Field Development Plan
Ab-e-Teimur Field Development Plan
Mansuri Field Development Plan
Ahvaz Field Development Plan

Project Category
Onshore Fields Development

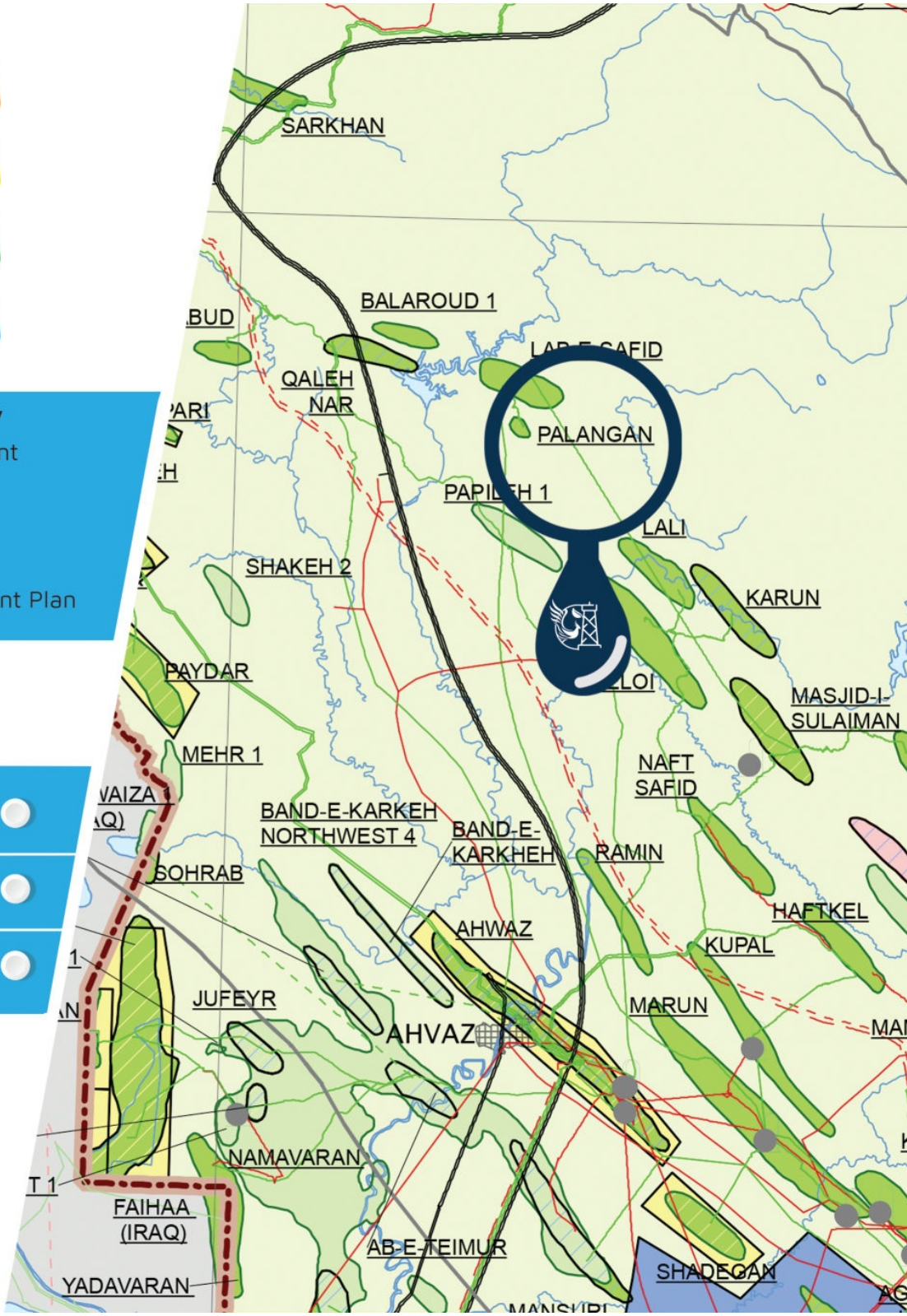
Type of Field
Developed Oil Field

Project Title
Palangan Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه یافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان پلنگان



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی پلنگان در سال ۱۳۵۹ کشف شده است..
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن بنگستان است.
- یک حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملي مناطق نفتخيز جنوب
محل جغرافیایی : استان خوزستان
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۳۰۲
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۳۲
کل تولید انباشتی تا کنون (میلیون بشکه) : ۰.۵
تولید کنونی (بشکه در روز) : ۰
درجه سنگینی نفت خام (API) : ۳۱
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۱۳۰۵
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۷۵

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

نوع قرارداد پیشنهادی
EPDF/EPCF

COMPLEMENTARY PHASE DEVELOPED ONSHORE OILFIELDS

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- The Palangan oil field was discovered in 1980.
- Development Target Plan: Bangestan reservoir.
- 1 well has been drilled in this field

Company : NISOC
Location : Khuzestan Province
Capex Estimation (MMUSD) : 75
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 302
Current production (bbl/d) : 0
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 32
Cumulative Production to Date, CPD (MMbbl) : 0.5
API : 31
GOR (SCF/STB) : 1305

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

Type of Contract
EPDF/EPCF

Project Category
Onshore Fields Development

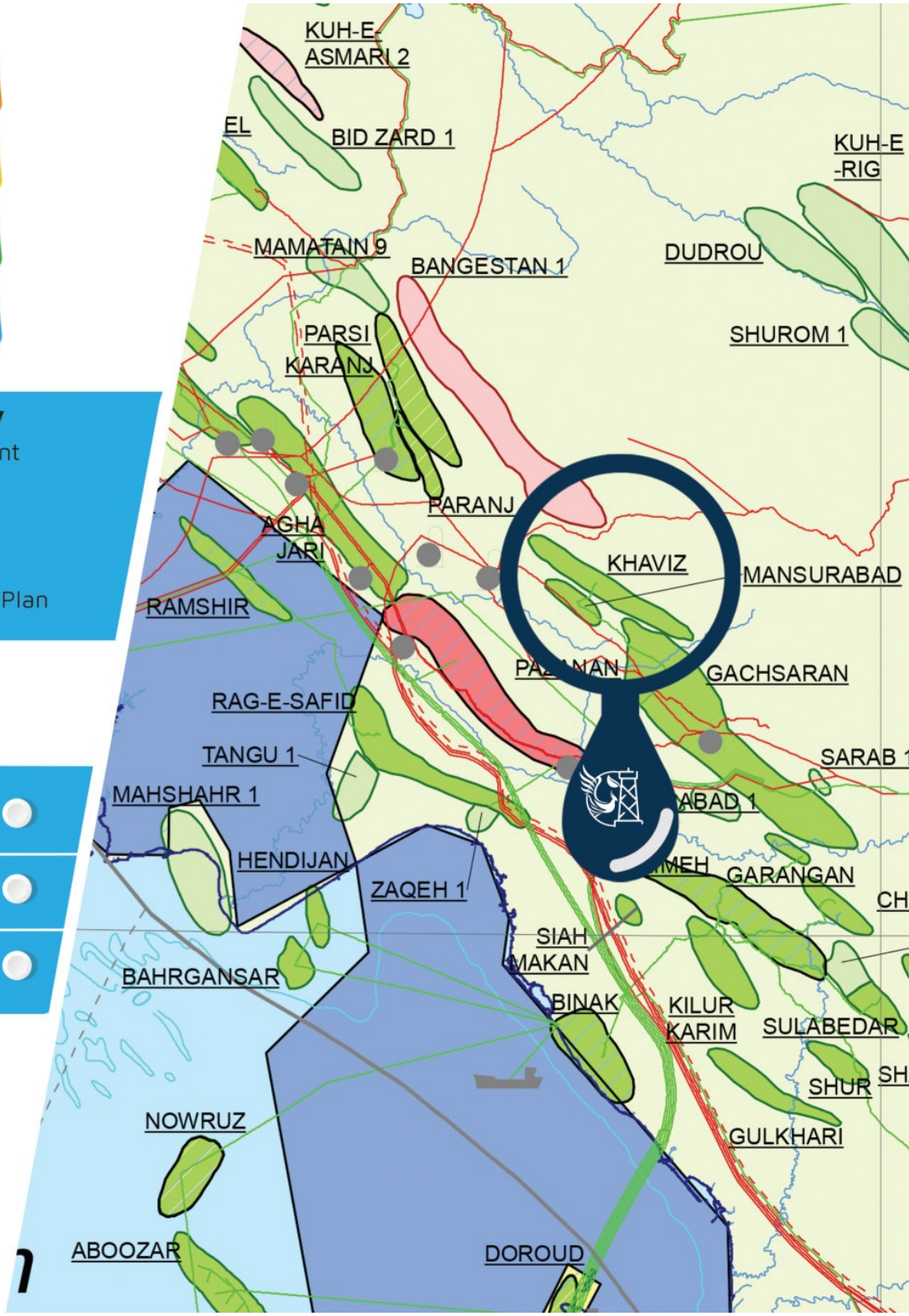
Type of Field
Developed Oil Field

Project Title
Khaviz Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه یافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان خویز



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی خویز در سال ۱۳۵۰ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن خامی (داریان–گدوان) است.
- سه حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب
محل جغرافیایی : استان خوزستان
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۶۹۶
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۷۱
تولید کنونی (بشکه در روز) : ۰
کل تولید انباشتی تا کنون (میلیون بشکه) : ۲.۴
درجه سنگینی نفت خام (API) : ۳۴
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۵۰۰
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۷۵

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- The Khoviz oil field was discovered in 1971.
- Development Target Plan: Khami (Dariyan and Gadovan) reservoirs.
- 3 wells have been drilled in this field

Company : NISOC
Location : Khuzestan Province
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 696
Capex Estimation (MMUSD) : 75
Current production (bbl/d) : 0
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 71
Cumulative Production to Date, CPD (MMbbl) : 2.4
API : 34
GOR (SCF/STB) : 500

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

Project Category
Onshore Fields Development

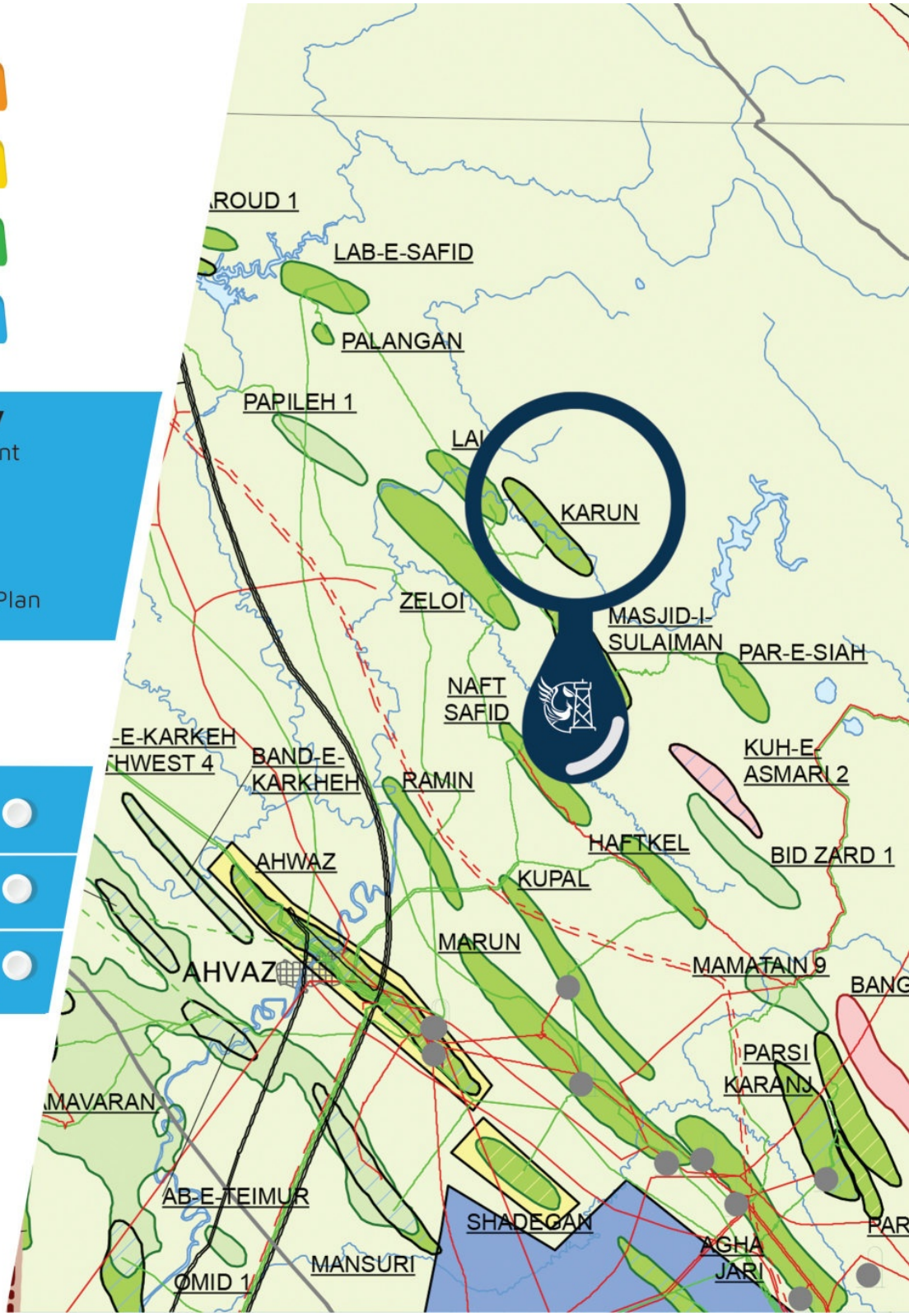
Type of Field
Developed Oil Field

Project Title
Karun Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه یافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان کارون



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی کارون در سال ۱۳۴۹ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن آسماری است.
- ۷۰ حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب
محل جغرافیایی : استان خوزستان
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۱۳۵۰
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۱۲۰
کل تولید انباشتی تا کنون (میلیون بشکه) : ۵۵
تولید کنونی (بشکه در روز) : ۵۰۰۰
درجه سنگینی نفت خام (API) : ۳۴
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۶۰۷
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۷۵

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

COMPLEMENTARY PHASE DEVELOPED ONSHORE OILFIELDS

NIOC

Project Specifications

Company : NISOC
Location : Khuzestan Province
Capex Estimation (MMUSD) : 75
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 1350
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 120
Cumulative Production to Date, CPD (MMbbl) : 55
Current production (bbl/d) : 5000
API : 34
GOR (SCF/STB) : 607

Project Scope of Work

- The Karun oil field was discovered in 1970.
- Development Target Plan: Asmari reservoir.
- 7 wells have been drilled in this field

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

Project Category
Onshore Fields Development

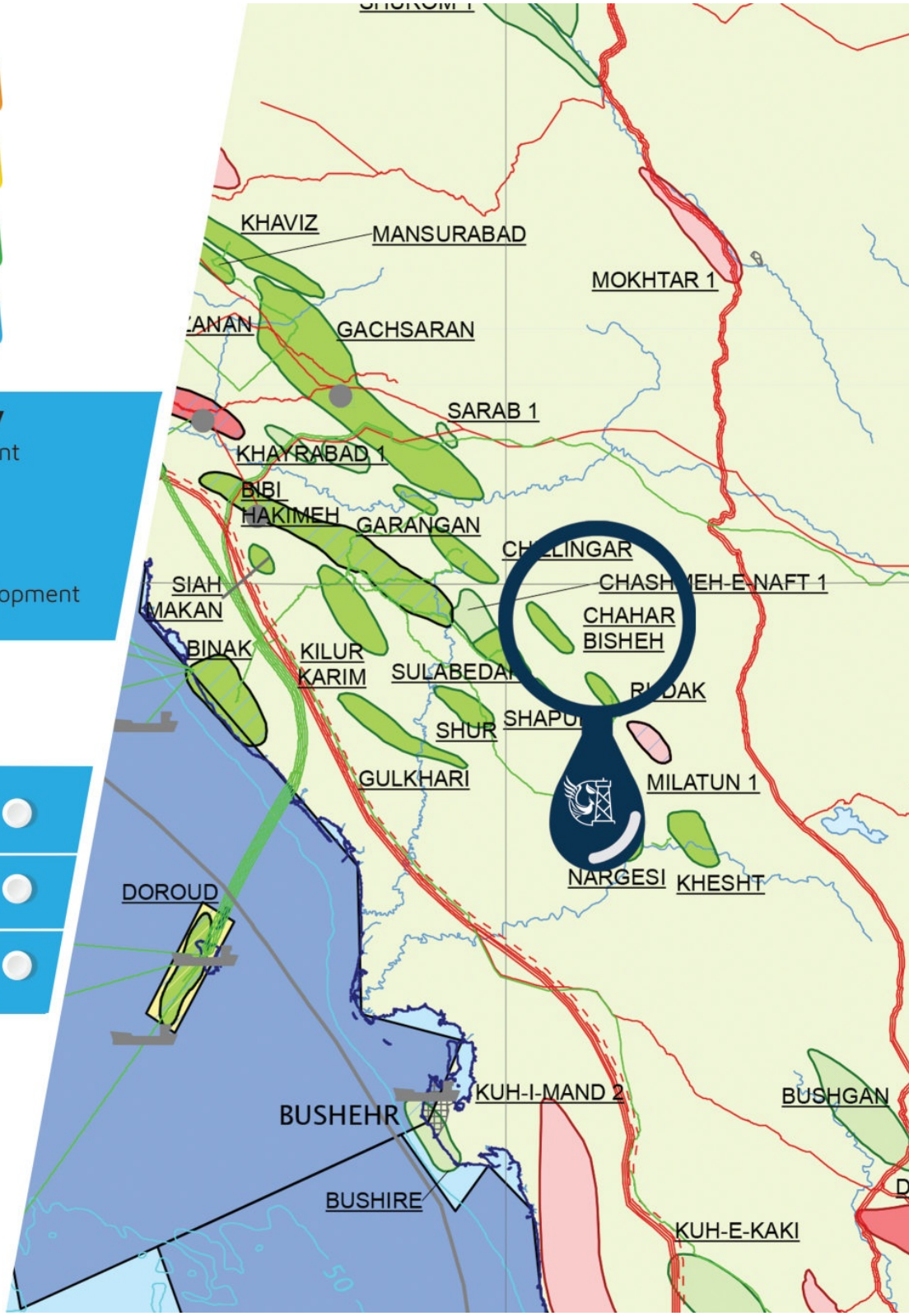
Type of Field
Developed Oil Field

Project Title
Chahar Bisheh Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه یافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان چهاربیشه



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی چهاربیشه در سال ۱۳۵۸ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن آسماری، کژدمی، داریان، خلیج و فهلیان (بنگستان) است.
- سه حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب
محل جغرافیایی : استان کهگیلویه و بویراحمد
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۴۱۵
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۶۰
کل تولید انباشتی تا کنون (میلیون بشکه) : ۱.۴
تولید کنونی (بشکه در روز) : ۱۰۰
درجه سنگینی نفت خام (API) : ۳۲
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۴۲۵
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۹۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

نوع قرارداد پیشنهادی
EPDF/EPCF

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

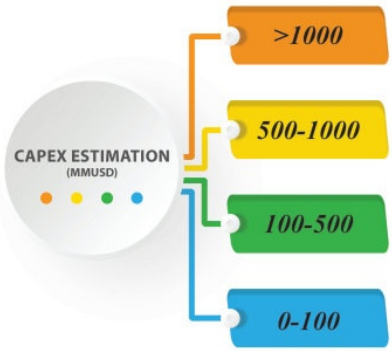
- Chahar Bisheh Field was discovered in 1979.
- Development Target Plan: Asmari, Kazhdumi, Dariyan, Khalij and Fahliyan reservoirs.
- 3 wells have been drilled in this field

Company : NISOC
Location : Kohgiluyeh and Boyer-Ahmad Province
Capex Estimation (MMUSD) : 90
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 415
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 60
Cumulative production to date (CPD) (MMbbl) : 1.4
Current production (bbl/d) : 100
API : 32
GOR (SCF/STB) : 425

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

Type of Contract
EPDF/EPCF



Project Category
Onshore Fields Development

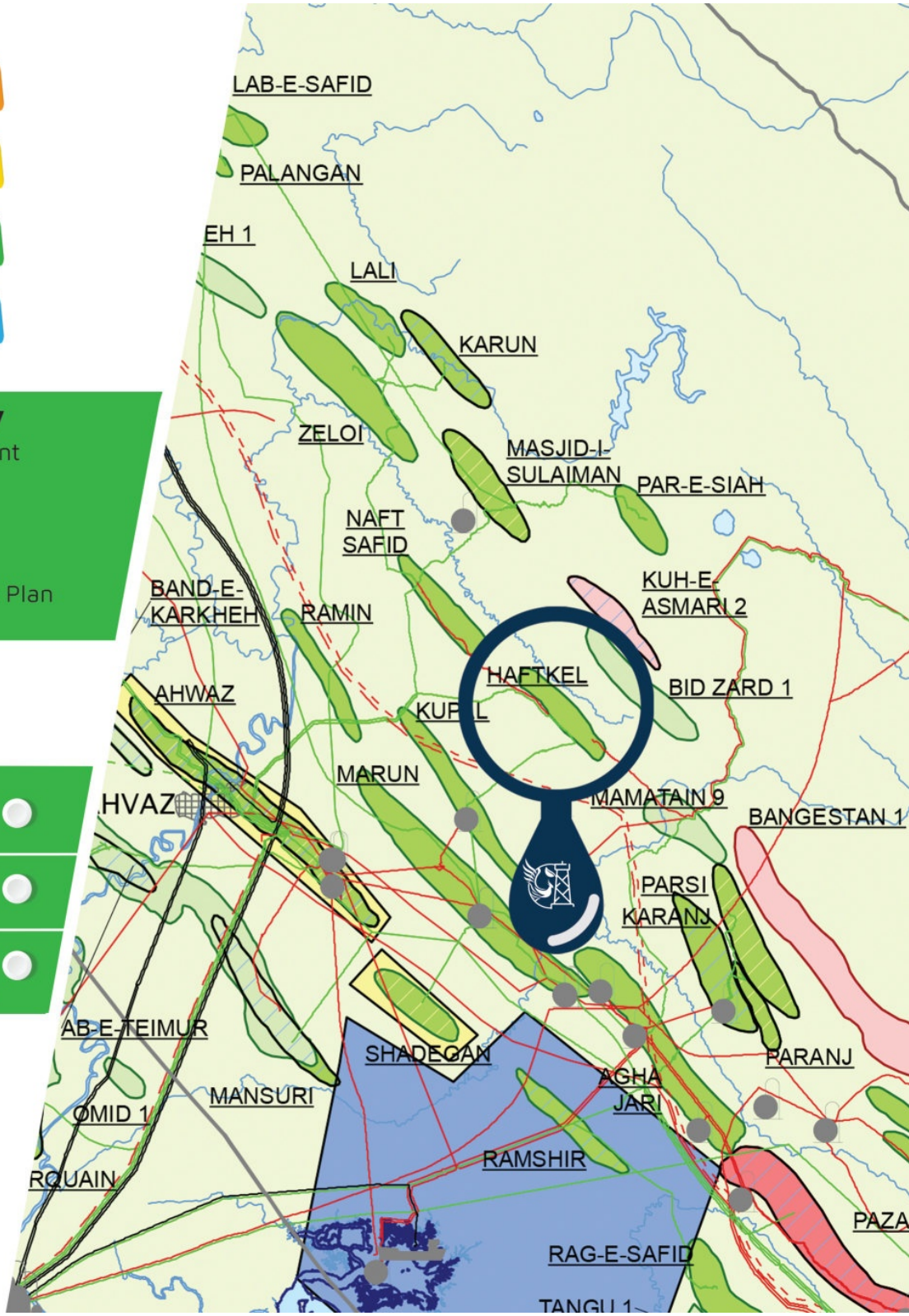
Type of Field
Developed Oil Field

Project Title
Haftkel Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه یافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان هفتکل



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی هفتکل در سال ۱۳۰۶ کشف شده است.
- میدان نفتی هفتکل، اولین مخزن نفتی است که عمل تزریق گاز در آن در سال ۱۳۵۵ راه‌اندازی شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن آسماری، کژدمی، داریان، خلیج و فهلیان (بنگستان) است.
- ۷۴ حلقه چاه در این میدان حفاری شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب
محل جغرافیایی : استان خوزستان
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۷۲۰۰
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۲۰۵۷
کل تولید انباشتی تا کنون (میلیون بشکه) : ۲۰۰۰
تولید کنونی (بشکه در روز) : ۱۶۷۰۰
درجه سنگینی نفت خام (API) : ۳۴.۵
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۶۲۷
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۱۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

نوع قرارداد پیشنهادی
EPDF/EPCF

COMPLEMENTARY PHASE DEVELOPED ONSHORE OILFIELDS

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Haftkel Field was discovered in 1927.
- Haftkel oil field is the first oil reservoir in which gas injection was launched in 1976.
- Development Target Plan: Asmari, Kazhdumi, Dariyan, Khalij and Fahliyan reservoirs.
- 74 wells have been drilled in this field

Company : NISOC
Location : Khuzestan Province
Capex Estimation (MMUSD) : 110
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 7200
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 2057
Cumulative production to date (CPD) (MMbbl) : 2000
Current production (bbl/d) : 16700
API : 34.5
GOR (SCF/STB) : 627

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

Type of Contract
EPDF/EPCF

Project Category
Onshore Fields Development

Type of Field
Developed Oil Field

Project Title
Lali Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه یافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان لالی

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی لالی در سال ۱۳۱۷ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن بنگستان است.
- ۴۰ حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب
محل جغرافیایی : استان خوزستان
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۱۸۰۰
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۲۷۲
کل تولید انباشتی تا کنون (میلیون بشکه) : ۵۰
تولید کنونی (بشکه در روز) : ۲۵۰۰
درجه سنگینی نفت خام (API) : ۳۷
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۱۵۱۴
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۵۲

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

نوع قرارداد پیشنهادی
EPDF/EPCF

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

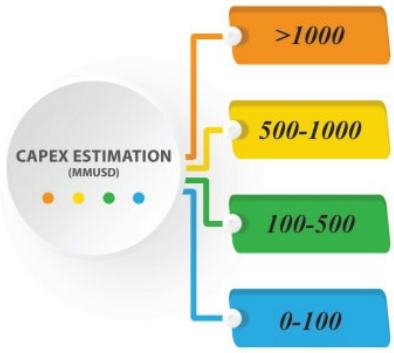
- Lali Field was discovered in 1938.
- Development Target Plan: Bangestan reservoir.
- 40 wells have been drilled in this field

Company : NISOC
Location : Khuzestan Province
Capex Estimation (MMUSD) : 152
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 1800
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 272
Cumulative production to date (CPD) (MMbbl) : 50
Current production (bbl/d) : 2500
API : 37
GOR (SCF/STB) : 1514

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

Type of Contract
EPDF/EPCF



Project Category
Onshore Fields Development

Type of Field
Developed Oil Field

Project Title
Lab-e-Safid Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه یافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان لب سفید

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی لب سفید در سال ۱۳۴۸ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن آسماری است.
- ۲۰ حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب
محل جغرافیایی : استان خوزستان
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۱۶۵۰
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۴۶۵
کل تولید انباشتی تا کنون (میلیون بشکه) : ۲۹۲
تولید کنونی (بشکه در روز) : ۵۳۰۰
درجه سنگینی نفت خام (API) : ۳۴.۵
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۸۱۷
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۷۸

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

نوع قرارداد پیشنهادی
EPDF/EPCF

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Lab-e-Safid Field was discovered in1969
- Development Target Plan: Asmari reservoir.
- 20 wells have been drilled in this field

Company : NISOC
Location : Khuzestan Province
Capex Estimation (MMUSD) : 178
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 1650
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 465
Cumulative production to date (CPD) (MMbbl) : 292
Current production (bbl/d) : 5300
API : 34.5
GOR (SCF/STB) : 817

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

Type of Contract
EPDF/EPCF

Project Category
Onshore Fields Development

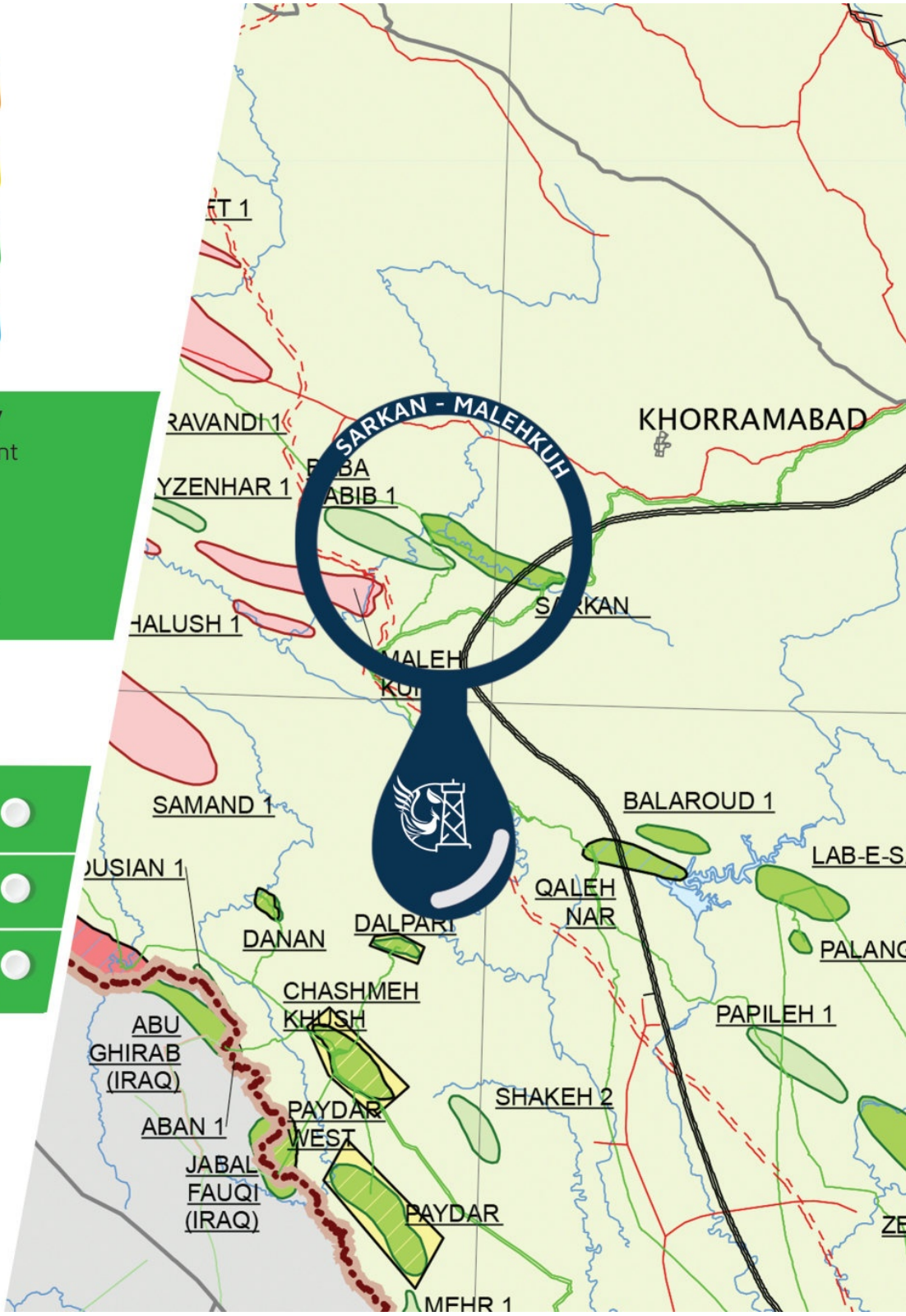
Type of Field
Developed Oil Field

Project Title
Sarkan - Maleh Kuh Fields Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه یافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میادین سرکان-ماله‌کوه



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی سرکان در سال ۱۳۴۸ و مالـه کـوه ۱۳۴۶ کشـف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن بنگستان‌است.
- در میدان نفتی سرکان ۵ حلقه و در میدان نفتی مالـه کـوه ۴ حلقه‌چاه حفر گردیده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران
محل جغرافیایی : استان لرستان
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۱۳۶۰
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۱۵۷
کل تولید انباشتی تا کنون (میلیون بشکه) : ۵۵
تولید کنونی (بشکه در روز) : ۲۳۰۰
درجه سنگینی نفت خام (API) : سرکان (۴۵) مالـه‌کوه (۴۱)
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : سرکان (۷۹۰) مالـه‌کوه (۴۸۲)
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۲۶۶

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

نوع قرارداد پیشنهادی

IPC

COMPLEMENTARY PHASE DEVELOPED ONSHORE OILFIELDS

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Sarkan field was discovered in 1969 and Maleh Kuh in 1967.
- Development Target Plan: Bangestan reservoir.
- 5 wells in Sarkan oil field, 4 wells in Maleh Kuh oil field have been drilled

Company : ICOFC
Location : Lorestan Province
Capex Estimation (MMUSD) : 266
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 1360
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 157
Cumulative production to date (CPD) (MMbbl) : 55
Current production (bbl/d) : 2300
API : Sarkan 45
Maleh Kuh 41
GOR (SCF/STB) : Sarkan 790
Maleh Kuh 482

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP).
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period.
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Type of Contract

IPC

Project Category
Onshore Fields Development

Type of Field
Developed Oil Field

Project Title
Balaroud Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه یافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان بالارود

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی بالارود در سال ۱۳۸۷ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن آسماری و شهبازان است.
- ۸ حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب
محل جغرافیایی : استان خوزستان
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۱۶۴۰
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۳۶۳
کل تولید انباشتی تا کنون (میلیون بشکه) : ۷
تولید کنونی (بشکه در روز) : ۴۰۰۰
درجه سنگینی نفت خام (API) : ۳۳.۹
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۵۲۶
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۲۶۶

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

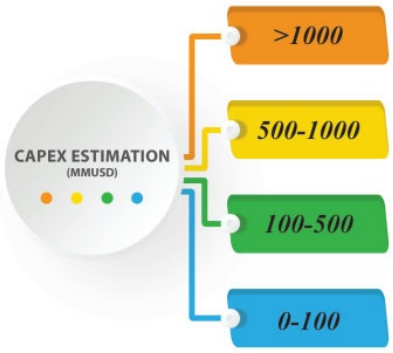
Project Scope of Work

- Balaroud field was discovered in 2008.
- Development Target Plan: Asmari and Shahbazan reservoirs.
- 8 wells have been drilled in this field

Company : NISOC
Location : Khuzestan Province
Capex Estimation (MMUSD) : 266
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 1640
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 363
Cumulative production to date (CPD) (MMbbl) : 7
Current production (bbl/d) : 4000
API : 33.9
GOR (SCF/STB) : 526

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP).
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period.
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.



Project Category
Onshore Fields Development

Type of Field
Developed Oil Field

Project Title
Kilur Karim Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه یافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان کیلورکریم

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی کیلورکریم در سال ۱۳۴۶ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن آسماری و بنگستان است.
- شش حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب
محل جغرافیایی : استان خوزستان
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۳۰۰۰
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۲۳۱
کل تولید انباشتی تا کنون (میلیون بشکه) : ۰.۳
تولید کنونی (بشکه در روز) : ۹۰۰
درجه سنگینی نفت خام (API) : ۲۷.۴
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۶۶۷
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۲۸۵

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Kilur Karim Field was discovered in 1967.
- Development Target Plan: Asmari and Bangestan reservoirs.
- 6 wells have been drilled in this field

Company : NISOC
Location : Khuzestan Province
Capex Estimation (MMUSD) : 285
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 3000
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 231
Cumulative production to date (CPD) (MMbbl) : 0.3
Current production (bbl/d) : 900
API : 27.4
GOR (SCF/STB) : 667

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP).
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period.
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Project Category
Onshore Fields Development

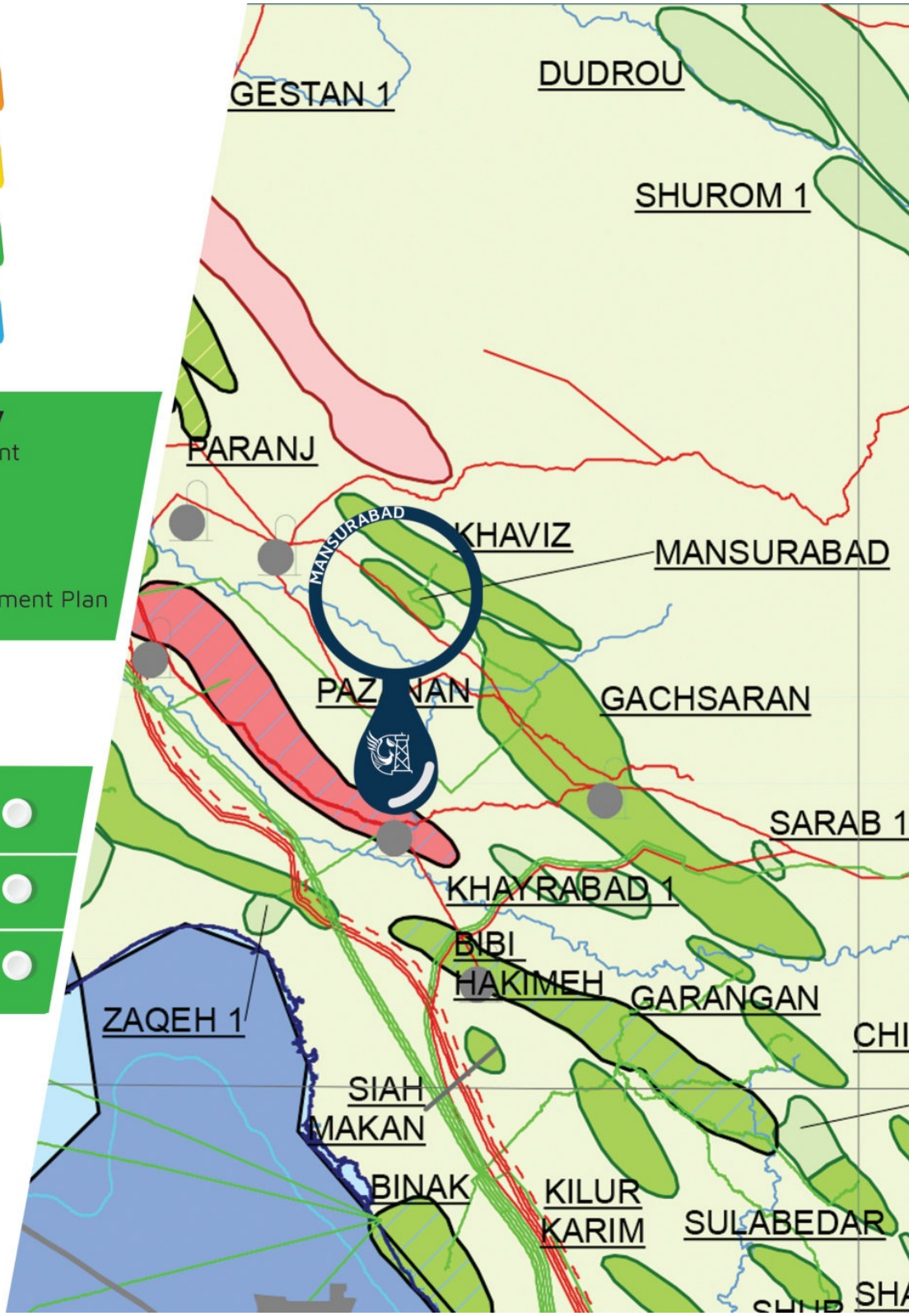
Type of Field
Developed Oil Field

Project Title
Mansurabad Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه یافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان منصورآباد



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی منصور آباد در سال ۱۳۵۶ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن سروک (بنگستان) و آسماری است.
- ۲۱ حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب
محل جغرافیایی : استان خوزستان
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۴۶۰۰
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۸۱۰
کل تولید انباشتی تا کنون (میلیون بشکه) : ۶۵
تولید کنونی (بشکه در روز) : ۲۰۰۰۰
درجه سنگینی نفت خام (API) : ۲۷.۵
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۶۲۰
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۴۱۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Mansurabad Field was discovered in 1977.
- Development target plan: Sarvak, Bangestan and Asmari reservoirs.
- 21 wells have been drilled in this field

Company : NISOC
Location : Khuzestan Province
Capex Estimation (MMUSD) : 410
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 4600
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 810
Cumulative production to date (CPD) (MMbbl) : 65
Current production (bbl/d) : 20000
API : 27.5
GOR (SCF/STB) : 620

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP).
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period.
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Project Category
Onshore Fields Development

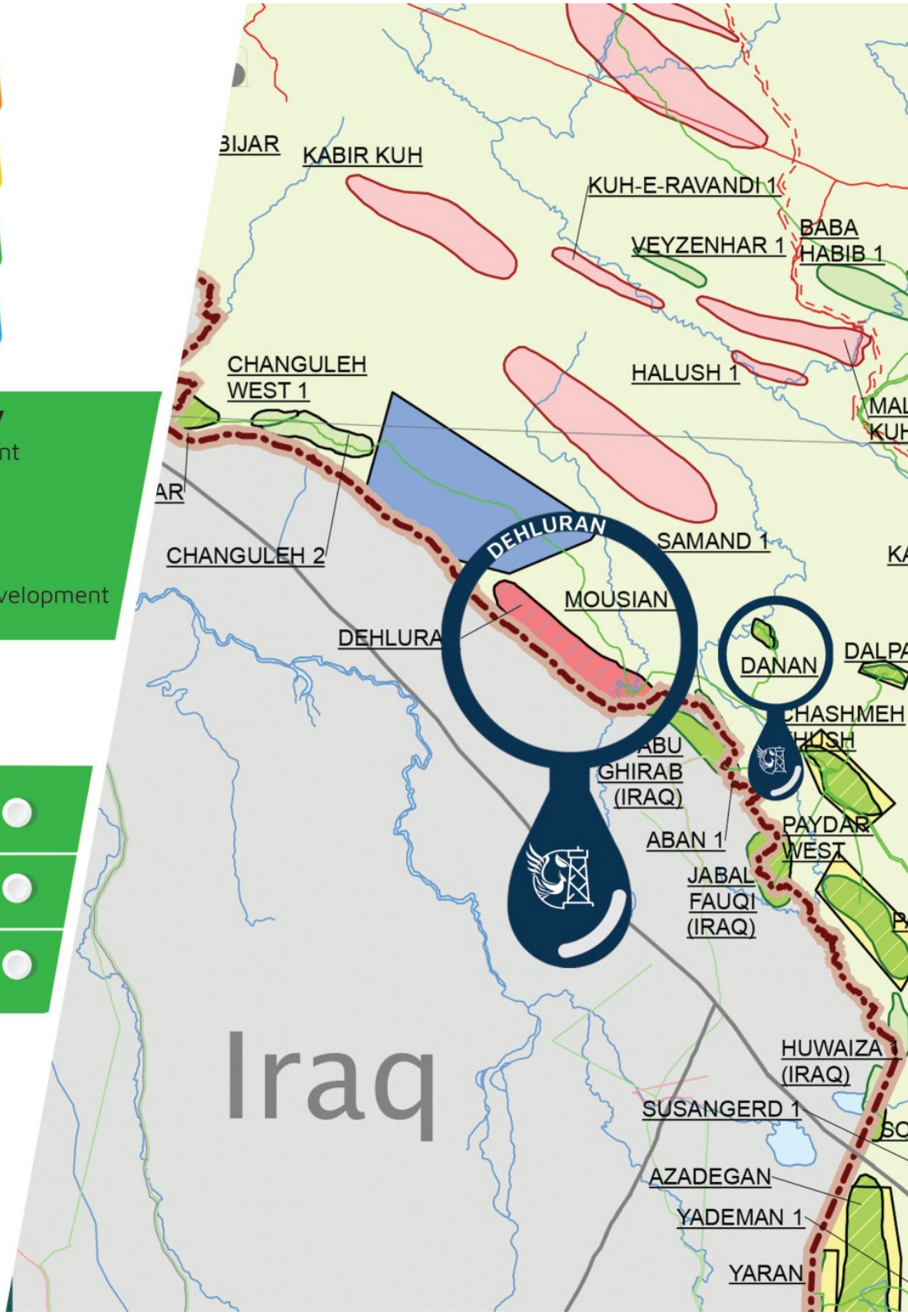
Type of Field
Developed Oil Field

Project Title
Dehloran-Danan Fields Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه یافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میادین دهلران-دانان



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

• میدان نفتی دهلران در سال ۱۳۵۱ و دانان ۱۳۵۰ کشف شده است.
•هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن آسماری و بنگستان است.
• میدان دهلران دارای ۴۴ حلقه چاه و میدان دانان دارای ۲۱ حلقه‌چاه حفر شده هستند.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران
محل جغرافیایی : استان ایلام
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۷۳۳۰
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۷۲۶
کل تولید انباشتی تا کنون (میلیون بشکه) : ۳۱۴
تولید کنونی (بشکه در روز) : ۴۴۰۰۰
درجه سنگینی نفت خام (API) : دهلران (۲۹.۸) دانان (۲۸.۲)
نسبت گاز به نفت (فوت‌مکعب در هر بشکه نفت) : دهلران (۱۱۲۷) دانان (۸۶۶)
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۳۲۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

• Dehloran field was discovered in 1972 and Danan in 1971.
• Development Target Plan: Bangestan and Asmari reservoirs.
• 44 wells in Dehloran oil field, 21 wells in Danan oil field have been drilled

Company : ICOFC
Location : Ilam Province
Capex Estimation (MMUSD) : 320
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 7330
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 726
Cumulative production to date (CPD) (MMbbl) : 314
Current production (bbl/d) : 44000
API : Dehloran 29.8 & Danan 28.2
GOR (SCF/STB) : Dehloran 1127
Danan 866

Main Keys of Contract

• Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP).
• Recovery of all the investor cost oil during the contract period.
• Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
• Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
•Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Project Category
Onshore Fields Development

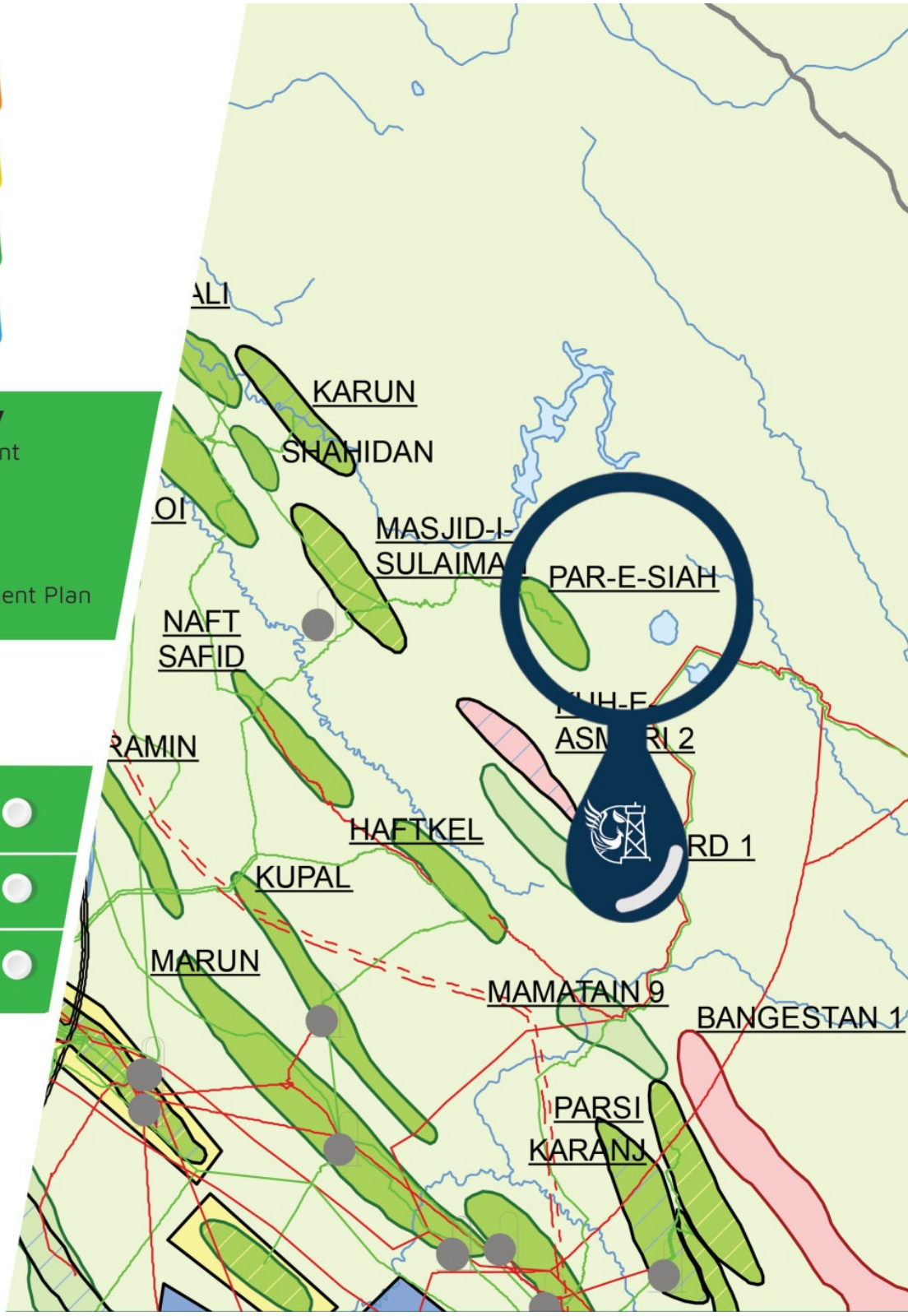
Type of Field
Developed Oil Field

Project Title
Par-e-siah Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه یافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان پرسیاه



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- این میدان در سال ۱۳۴۳ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن آسماری است.
- ۵ حلقه چاه در این میدان حفاری شده است

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌هاي كاري
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملي مناطق نفتخیز جنوب
محل جغرافیایی : استان خوزستان
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۳۷۱
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۵۹
کل تولید انباشتی تا کنون (میلیون بشکه) : ۴۵.۳
تولید کنونی (بشکه در روز) : ۱۶۰۰
درجه سنگینی نفت خام (API) : ۳۷.۷
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۲۵۷
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۵۰

نوع قرارداد پیشنهادی
EPDF/EPCF

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

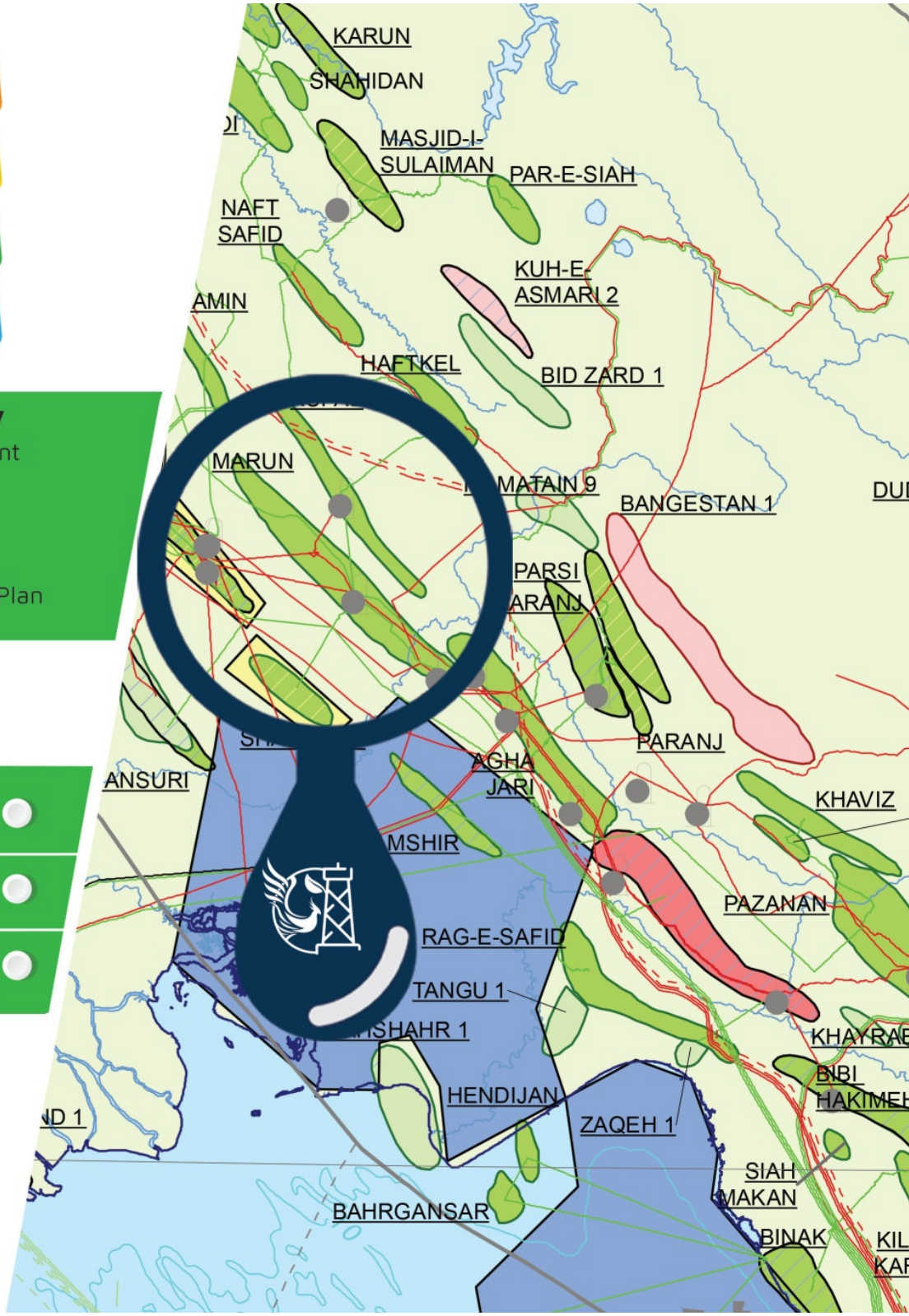
- This Field was discovered in 1964.
- Development Target Plan: Asmari, reservoir.
- 5 wells have been drilled in this field.

Company : NISOC
Location : Khuzestan Province
Capex Estimation (MMUSD) : 150
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 371
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 59
Cumulative production to date (CPD) (MMbbl) : 45.3
Current production (bbl/d) : 1600
API : 37.7
GOR (SCF/STB) : 257

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract.

Type of Contract
EPDF/EPCF



CAPEX ESTIMATION
(MMUSD)

- >1000
- 500-1000
- 100-500
- 0-100

Project Category
Onshore Fields Development

Type of Field
Developed Oil Field

Project Title
Marun Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه یافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان مارون

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- این میدان در سال ۱۳۴۷ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن بنگستان است.
- ۳۲ حلقه چاه در این میدان حفاری شده است

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملي مناطق نفتخیز جنوب
محل جغرافیایی : استان خوزستان
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۳۰۲۷
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۳۷۵
کل تولید انباشتی تا کنون (میلیون بشکه) : ۱۷۰
تولید کنونی (بشکه در روز) : ۱۶۰۰۰
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۳۳۵
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۳۵۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

COMPLEMENTARY PHASE DEVELOPED ONSHORE OILFIELDS

Project Specifications

NIOC

Company : NISOC
Location : Khuzestan Province
Capex Estimation (MMUSD) : 350
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 3027
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 375
Cumulative production to date (CPD) (MMbbl) : 170
Current production (bbl/d) : 16000
GOR (SCF/STB) : 335

Project Scope of Work

- This Field was discovered in 1968.
- Development Target Plan: Bangestan reservoir.
- 32 wells have been drilled in this field.

Main Keys of Contract

- • Repayment of Capital and Non-Capital expenditure-sof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Project Category
Onshore Fields Development

Type of Field
Developed Oil Field

Project Title
Gulkhari Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه یافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان گلخاری

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی گلخاری در سال ۱۳۴۲ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن آسماری و جهرم است.
- ۲۴ حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب
محل جغرافیایی : استان خوزستان
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۴۰۰۰
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۱۲۷۶
کل تولید انباشتی تا کنون (میلیون بشکه) : ۱۶۰
تولید کنونی (بشکه در روز) : ۳۱۰۰۰
درجه سنگینی نفت خام (API) : ۲۷.۵
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۲۹۸
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۷۷۲

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Gulkhari field was discovered in 1963
- Development Target Plan: Asmari and Jahrom reservoirs.
- 24 wells have been drilled in this field

Company : NISOC
Location : Khuzestan Province
Capex Estimation (MMUSD) : 772
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 4000
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 1276
Cumulative production to date (CPD) (MMbbl) : 160
Current production (bbl/d) : 31000
API : 27.5
GOR (SCF/STB) : 298

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP).
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period.
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Project Category
Onshore Fields Development

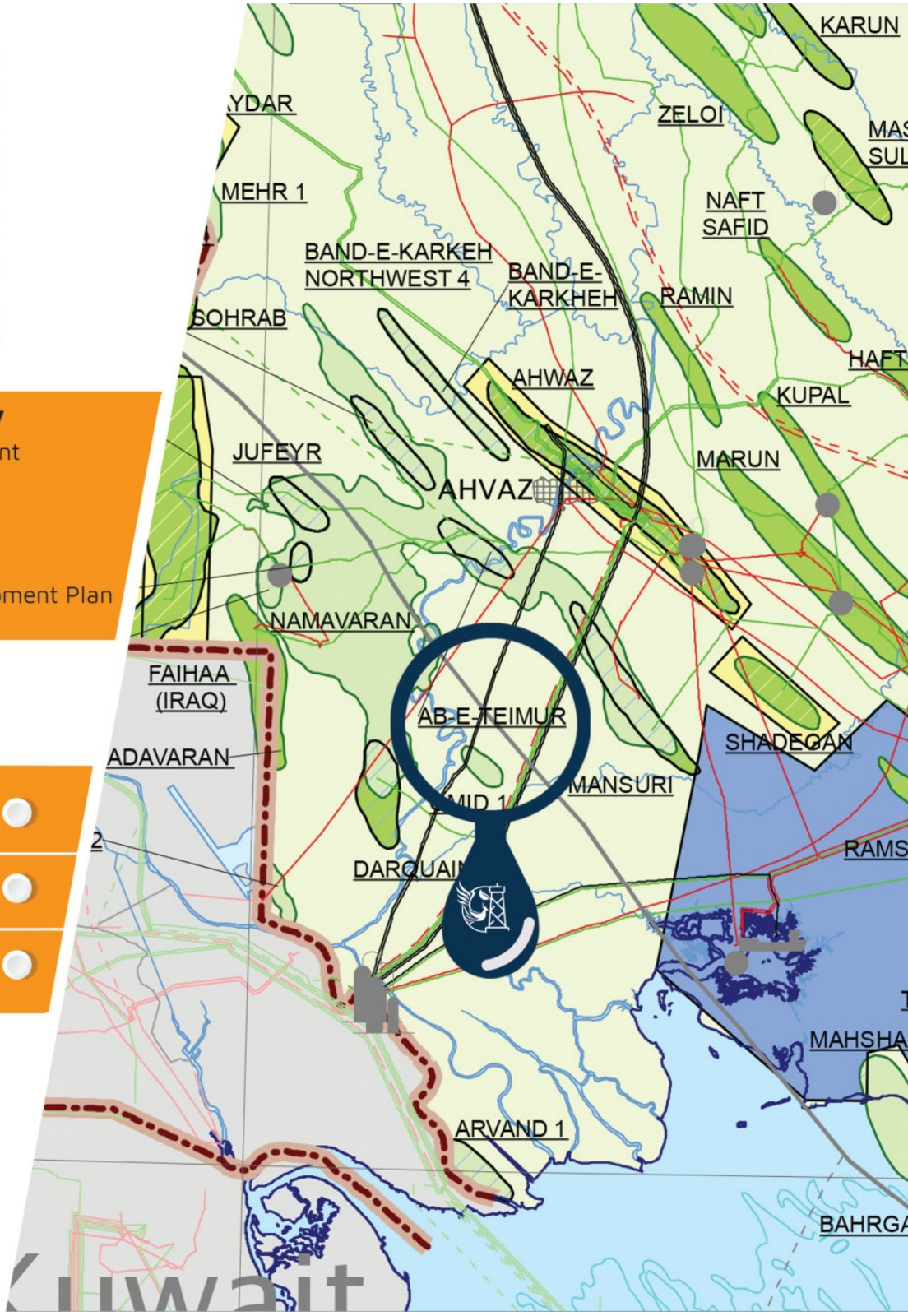
Type of Field
Developed Oil Field

Project Title
Ab-e-Teimur Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه یافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان آب تیمور



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی آب تیمور در سال ۱۳۴۶ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن بنگستان است.
- ۵۷ حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب
محل جغرافیایی : استان خوزستان
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۱۶۰۰۰
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۳۱۰۰
کل تولید انباشتی تا کنون (میلیون بشکه) : ۴۰۲
تولید کنونی (بشکه در روز) : ۵۱۰۰۰
درجه سنگینی نفت خام (API) : ۱۹.۸
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۳۰۴
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۲۷۵۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

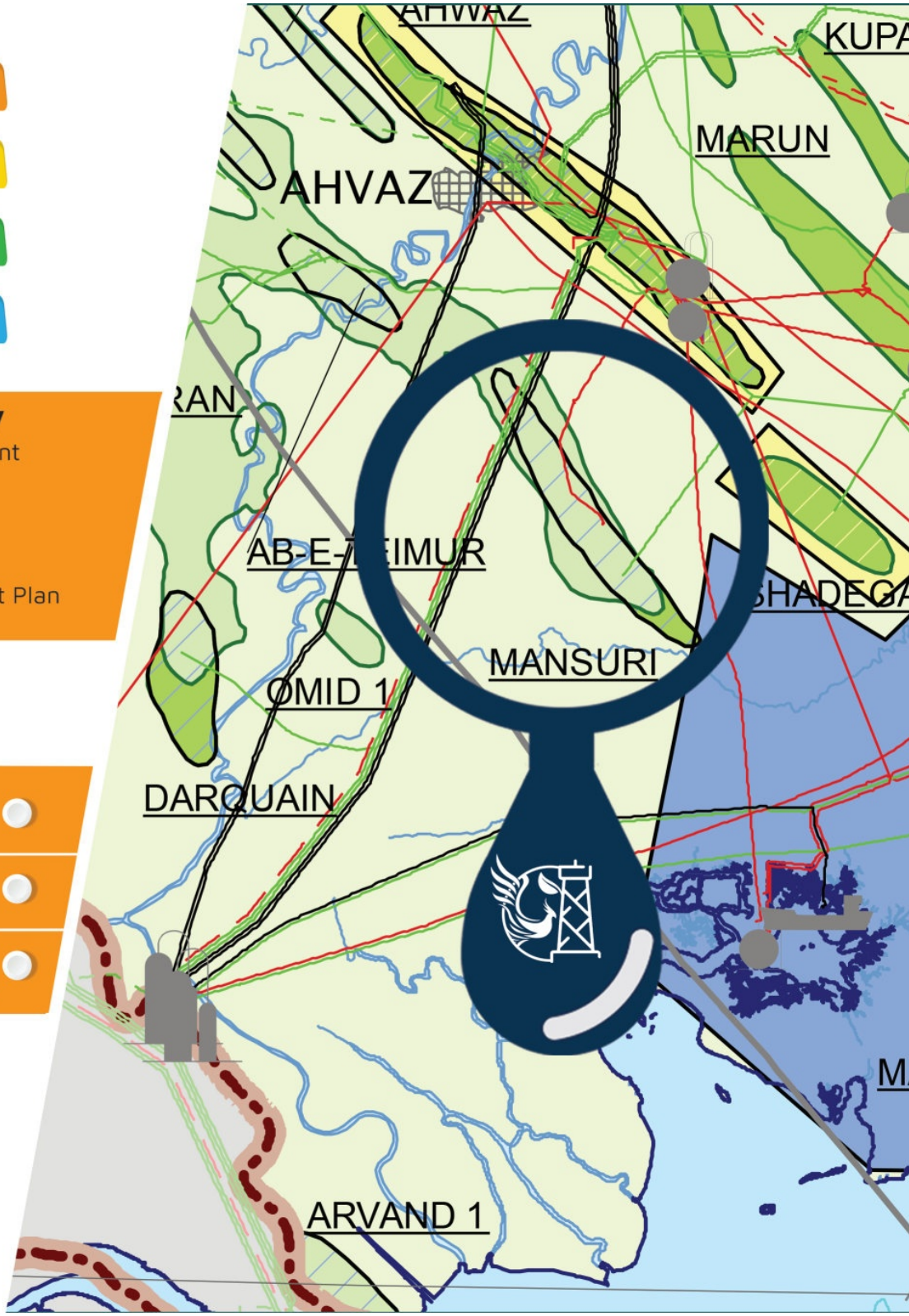
Project Scope of Work

- Ab-e-Teimur field was discovered in 1967
- Development Target Plan: Bangestan reservoirs.
- 57 wells have been drilled in this field

Company : NISOC
Location : Khuzestan Province
Capex Estimation (MMUSD) : 2750
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 16000
Reserve (MMbbl) : 3100
Cumulative production to date (CPD) (MMbbl) : 402
Current production (bbl/d) : 51000
API : 19.8
GOR (SCF/STB) : 304

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures of the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP).
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period.
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.



CAPEX ESTIMATION
(MMUSD)

- >1000
- 500-1000
- 100-500
- 0-100

Project Category
Onshore Fields Development

Type of Field
Developed Oil Field

Project Title
Mansuri Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه یافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان منصوری

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی منصوری در سال ۱۳۴۲کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن ایلام سروک ۱ و سروک ۲ است.
- ۱۲۶ حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب
محل جغرافیایی : استان خوزستان
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۱۵۵۰۰
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۲۹۱۰
کل تولید انباشتی تا کنون (میلیون بشکه) : ۴۳۲
تولید کنونی (بشکه در روز) : ۴۰۰۰۰
درجه سنگینی نفت خام (API) : ۳۴.۴
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۳۱۰
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۲۸۸۷

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Mansuri field was discovered in 1963
- Development Target Plan: Ilam, Sarvak 1, and Sarvak 2 reservoirs.
- 126 wells have been drilled in this field

Company : NISOC
Location : Khuzestan Province
Capex Estimation (MMUSD) : 2887
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 15500
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 2910
Cumulative production to date (CPD) (MMbbl) : 432
Current production (bbl/d) : 40000
API : 34.4
GOR (SCF/STB) : 310

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP).
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period.
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Project Category
Onshore Fields Development

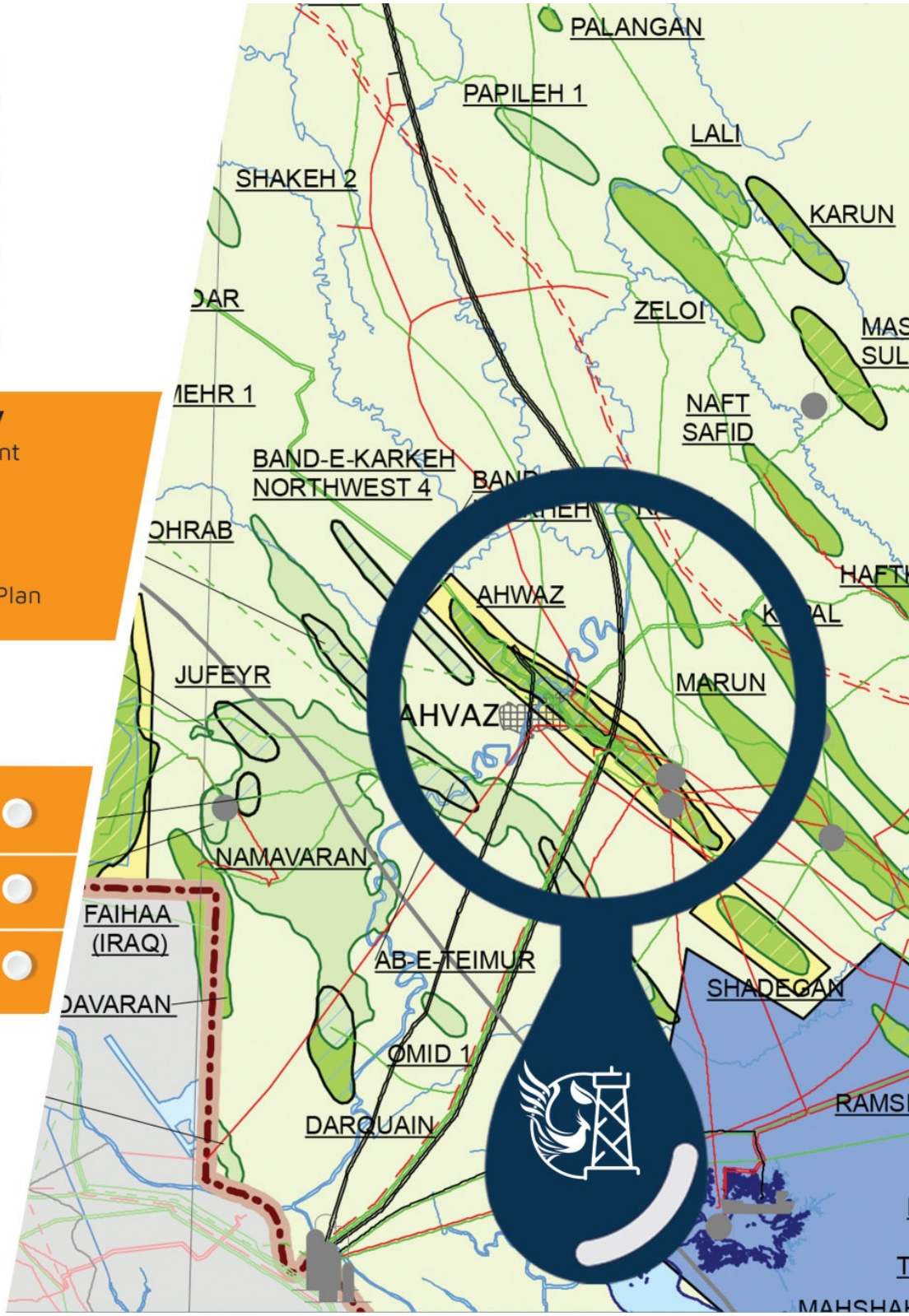
Type of Field
Developed Oil Field

Project Title
Ahvaz Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
نفتی توسعه یافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان اهواز



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی اهواز در سال ۱۳۳۷ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن ایلام سروک است.
- ۲۱۳ حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب
محل جغرافیایی : استان خوزستان
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۳۸۰۰۰
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۴۸۴۸
کل تولید انباشتی تا کنون (میلیون بشکه) : ۱۵۷۴
تولید کنونی (بشکه در روز) : ۱۷۵۰۰۰
درجه سنگینی نفت خام (API) : ۲۰
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۴۰۴
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۴۳۷۵

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Ahvaz field was discovered in 1958
- Development Target Plan: Ilam and Sarvak reservoirs.
- 213 wells have been drilled in this field

Company : NISOC
Location : Khuzestan Province
Capex Estimation (MMUSD) : 4375
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl 38000
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 4848
Cumulative production to date (CPD) (MMbbl) : 1574
Current production (bbl/d) : 175000
API : 20
GOR (SCF/STB) : 404

Main Keys of Contract

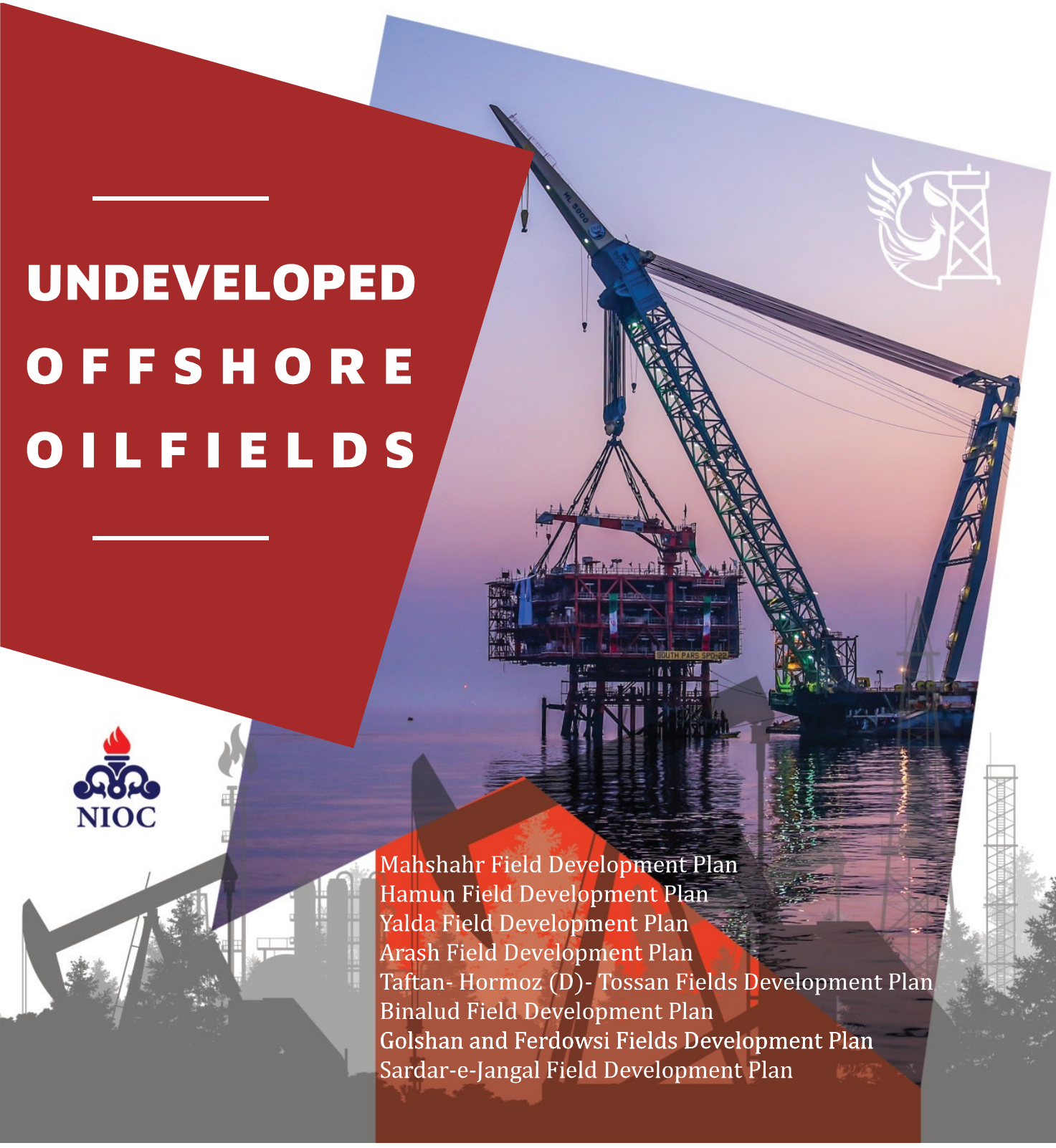
- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP).
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period.
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

میادین نفتی دریایی توسعه نیافته

NIOC

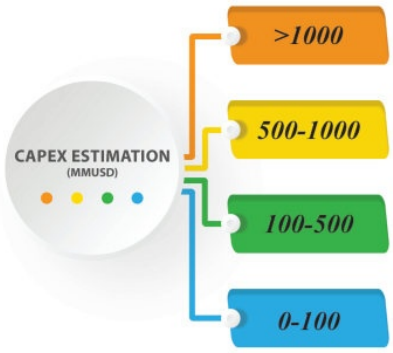
طرح توسعه میدان ماهشهر
طرح توسعه میدان هامون
طرح توسعه میدان یلدا
طرح توسعه میدان آرش
طرح توسعه میادین تفتان-هرمز دی-توسن
طرح توسعه میدان بینالود
طرح توسعه میادین گلشن و فردوسی
طرح توسعه میدان سردار جنگل

UNDEVELOPED OFFSHORE OILFIELDS



NIOC

Mahshahr Field Development Plan
Hamun Field Development Plan
Yalda Field Development Plan
Arash Field Development Plan
Taftan- Hormoz (D)- Tossan Fields Development Plan
Binalud Field Development Plan
Golshan and Ferdowsi Fields Development Plan
Sardar-e-Jangal Field Development Plan



Project Category
Offshore Fields Development

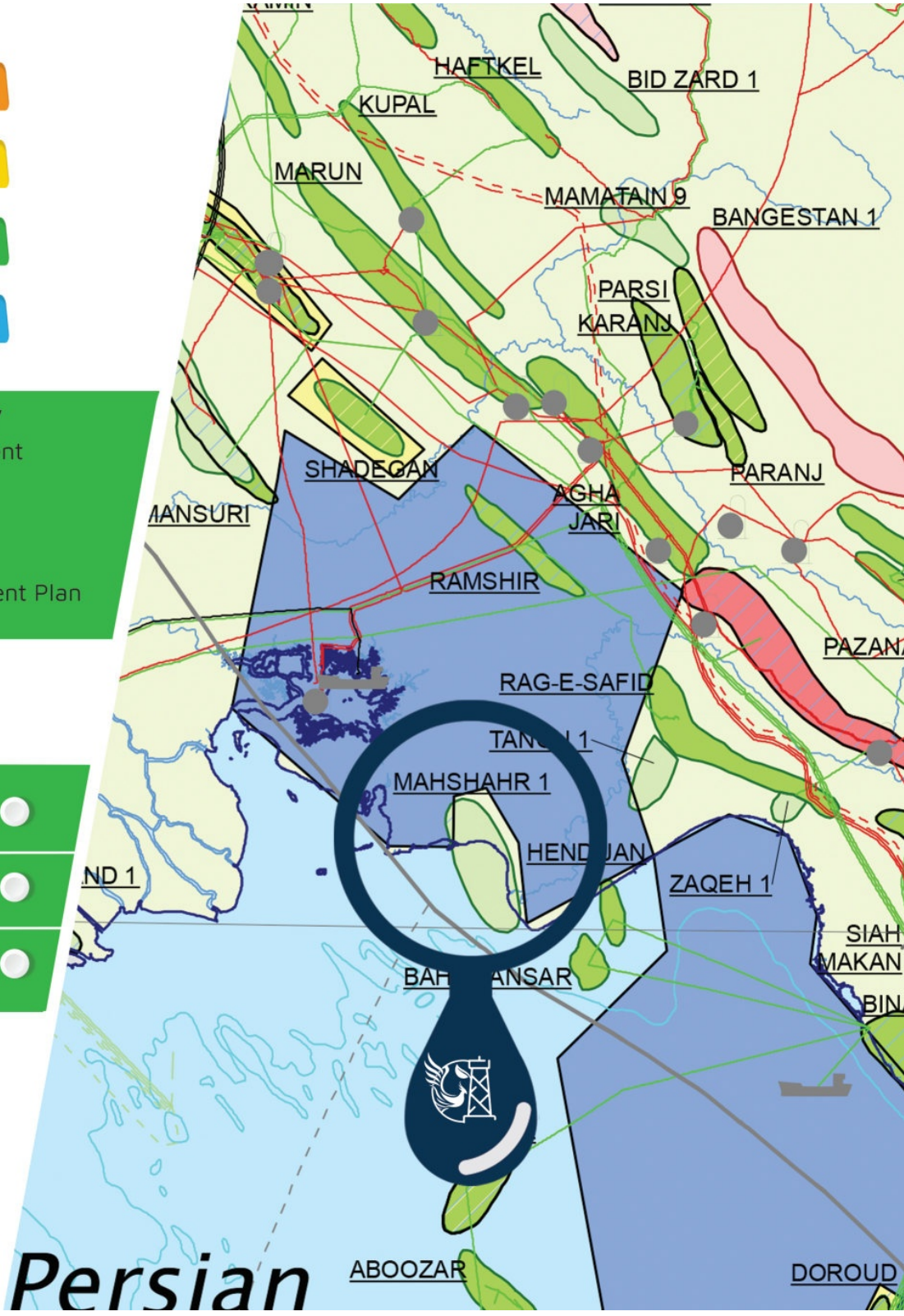
Type of Field
Undeveloped Oil Field

Project Title
Mahshahr Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
نفتی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان ماهشهر



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی ماهشهر در سال ۱۳۸۷ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن کژدمی و داریان است.
- یک حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران

محل جغرافیایی : خلیج فارس

حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۵۰۸

برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۴۶

درجه سنگینی نفت خام (API) : : ۱۴

نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۴۹۰

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۳۵۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

نوع قرارداد پیشنهادی

IPC

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Mahshahr Oil field was discovered in 2008.
- Development Target Plan: Kazhdumi and Dariyan reservoirs.
- 1 well has been drilled in this field

Company : IOOC

Location : Persian Gulf

Capex Estimation (MMUSD) : 350

Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 508

Reserve Initial estimation (MMbbl) : 46

API : 14

GOR (SCF/STB) : 490

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP).
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period.
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Type of Contract

IPC

Project Category
Offshore Fields Development

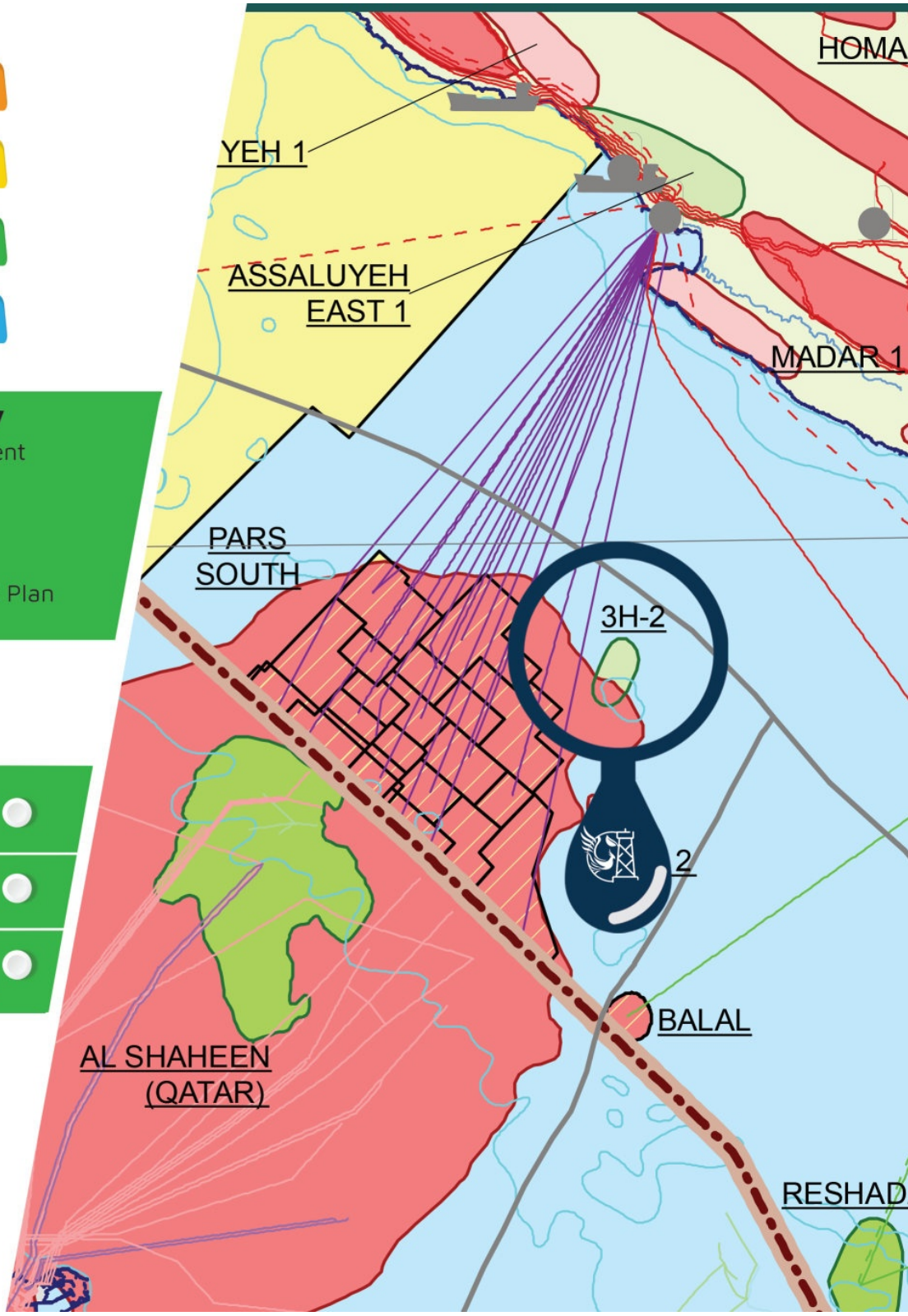
Type of Field
Undeveloped Oil Field

Project Title
Hamun Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
نفتی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان هامون



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان هامون در سال ۱۳۴۶ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن آسماری-سروک-داریان است.
- سه حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران

محل جغرافیایی : خلیج فارس

حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۴۲۵

برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۶۰

درجه سنگینی نفت خام (API) : ۲۰

نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۳۱۷

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۲۸۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

نوع قرارداد پیشنهادی

IPC

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Hamoun Oil field was discovered in 1967
- Development Target Plan: Asmari, Sarvak and Dariyan reservoirs.
- 3 wells have been drilled in this field

Company : IOOC

Location : Persian Gulf

Capex Estimation (MMUSD) : 280

Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 425

Reserve Initial estimation (MMbbl) : 60

API : 20

GOR (SCF/STB) : 317

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP).
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period.
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Type of Contract

IPC

Project Category
Offshore Fields Development

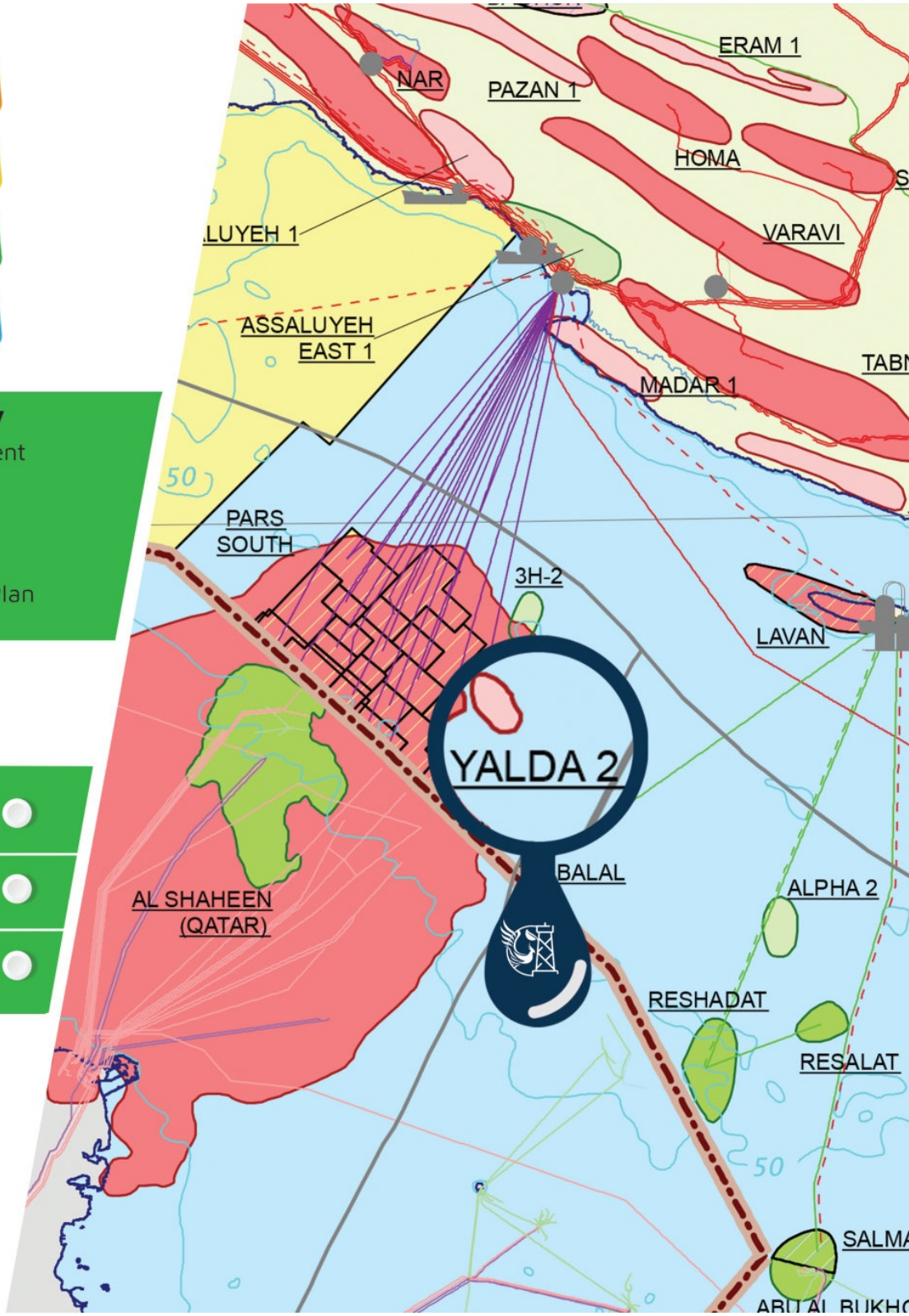
Type of Field
Undeveloped Oil Field

Project Title
Yalda Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
نفتی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان یلدا



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران

محل جغرافیایی : خلیج فارس

حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۱۰۰۰

برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۳۱

درجه سنگینی نفت خام (API) : ۳۸

نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۸۹۹

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۷۵

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی یلدا در سال ۱۴۰۰ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن دهرم بالایی است.
- دو حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

Project Specifications

NIOC

Company : IOOC

Location : Persian Gulf

Capex Estimation (MMUSD) : 175

Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 1000

Reserve Initial estimation (MMbbl) : 31

API : 38

GOR (SCF/STB) : 899

Project Scope of Work

- Yalda Oil field was discovered in 2021.
- Development Target Plan: Upper Dehram reservoir.
- 2 wells have been drilled in this field

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract.

Project Category
Offshore Fields Development

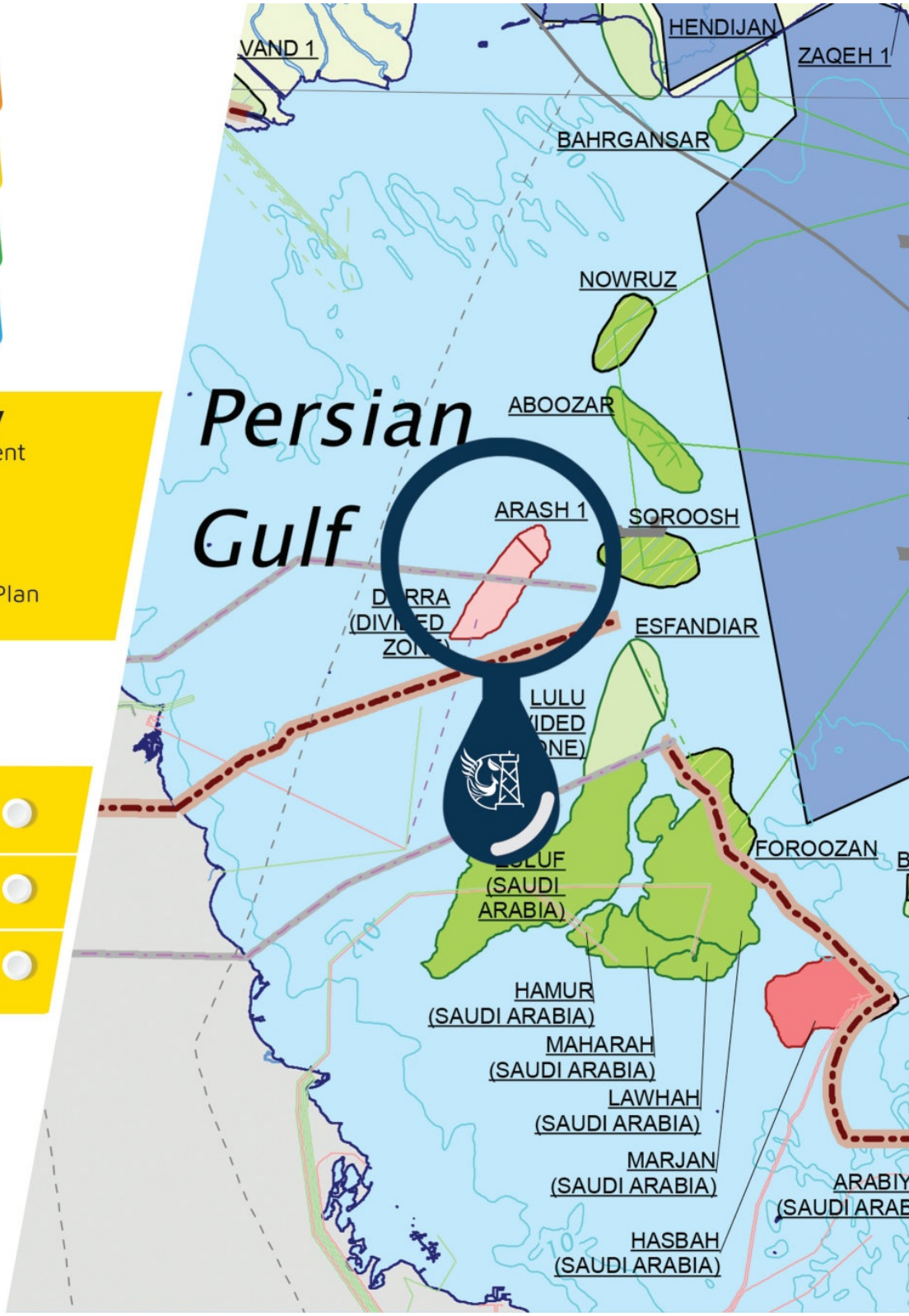
Type of Field
Undeveloped Oil Field

Project Title
Arash Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
نفتی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان آرش



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان مشترک نفتی آرش در سال ۱۳۷۹ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه این میدان توسعه مخزن گدوان است.
- یک حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران

محل جغرافیایی : خلیج فارس

حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۳۰۳

برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۹۸

درجه سنگینی نفت خام (API) : ۲۹.۷

نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۲۴۴

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۹۰۷

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Arash oil field was discovered in 2000.
- Development Target Plan: Gadvan reservoir.
- 1 well has been drilled in this field

Company : IOOC

Location : Persian Gulf

Capex Estimation (MMUSD) : 907

Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 303

Reserve Initial estimation (MMbbl) : 98

API : 29.7

GOR (SCF/STB) : 244

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP).
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period.
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Project Category
Offshore Fields Development

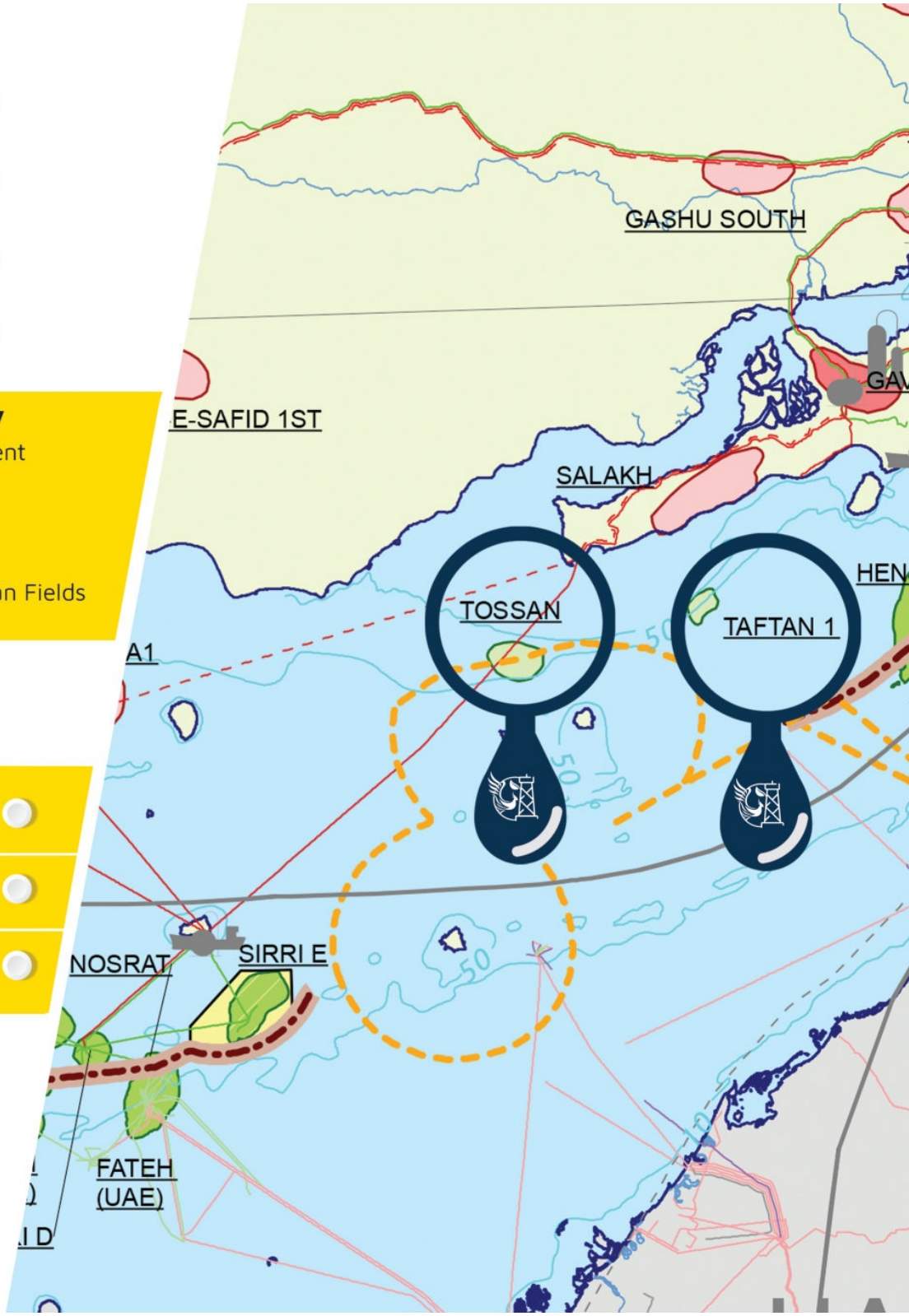
Type of Field
Undeveloped Oil Field

Project Title
Taftan- Hormoz (D)- Tossan Fields Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
نفتی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میادین تفتان-هرمز دی-توسن



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان تفتان در سال ۱۳۸۵، هرمز دی ۱۳۵۲ و توسن در سال ۱۳۷۹ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن ایلام و سروک است.
- یک حلقه چاه در میدان تفتان، یک حلقه چاه در میدان هرمز دی و دو حلقه چاه در میدان توسن حفاری شده است

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران
محل جغرافیایی : خلیج فارس
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۷۰۰
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۱۱۰
درجه سنگینی نفت خام (API) : تفتان (۳۵)، هرمز دی (۳۱)، توسن (۲۵.۶)
نسبت گاز به نفت (فوت‌مکعب در هر بشکه‌نفت) : تفتان (۴۴۷)، هرمز دی (۸۱۰)، توسن (۴۵۳)
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۷۳۵

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

UNDEVELOPED OFFSHORE OILFIELDS

NIOC

Project Specifications

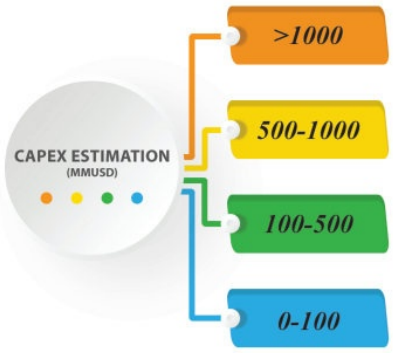
Project Scope of Work

- Taftan field was discovered in 2006, Hormoz (D) in 1973, and Tosan in 2000.
- Development Target Plan: Ilam and Sarvak reservoirs.
- One well in Taftan oil field, one well in Hormoz (D) and 2 wells in Tossan oil field have been drilled

Company : IOOC
Location : Persian Gulf
Capex Estimation (MMUSD) : 735
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 700
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 110
API : Taftan 35, Hormoz (D) 31, Tossan 25.6
GOR (SCF/STB) : Taftan 447, Hormoz (D) 810, Tossan 453

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP).
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period.
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.



Project Category
Offshore Fields Development

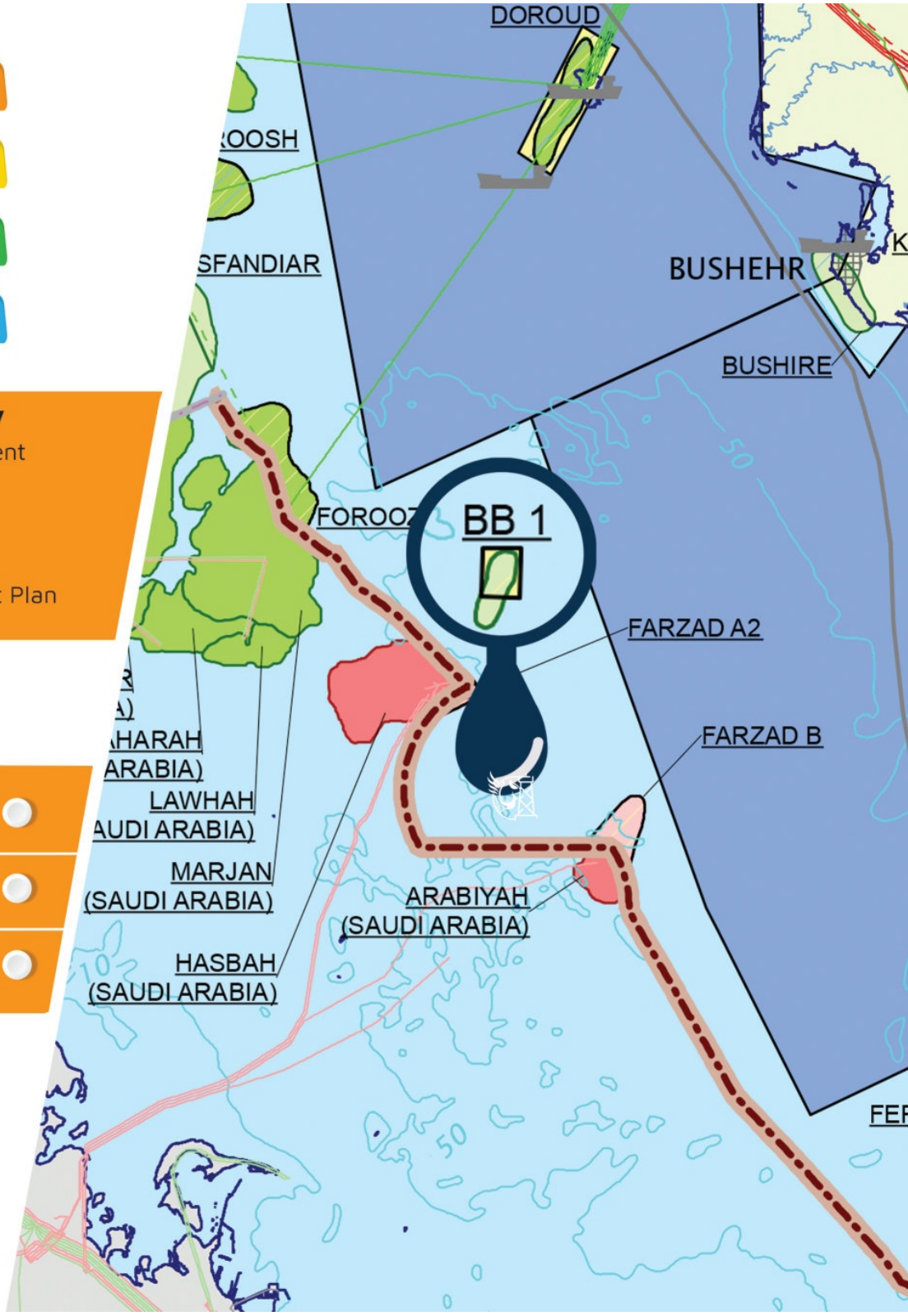
Type of Field
Undeveloped Oil Field

Project Title
Binalud Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
نفتی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان بینالود



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان بینالود در سال ۱۳۵۱ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن برگن ب است.
- شش حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران

محل جغرافیایی : خلیج فارس

حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۱۱۰۰

برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۸۵

درجه سنگینی نفت خام (API) : ۱۴

نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۳۵

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۵۰۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- This field was discovered in 1972.
- Development Target Plan: Burgan (B) reservoir.
- 6 wells have been drilled in this field

Company : IOOC

Location : Persian Gulf

Capex Estimation (MMUSD) : 1500

Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 1100

Reserve Initial estimation (MMbbl) : 85

API : 14

GOR (SCF/STB) : 35

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP).
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period.
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Project Category
Offshore Fields Development

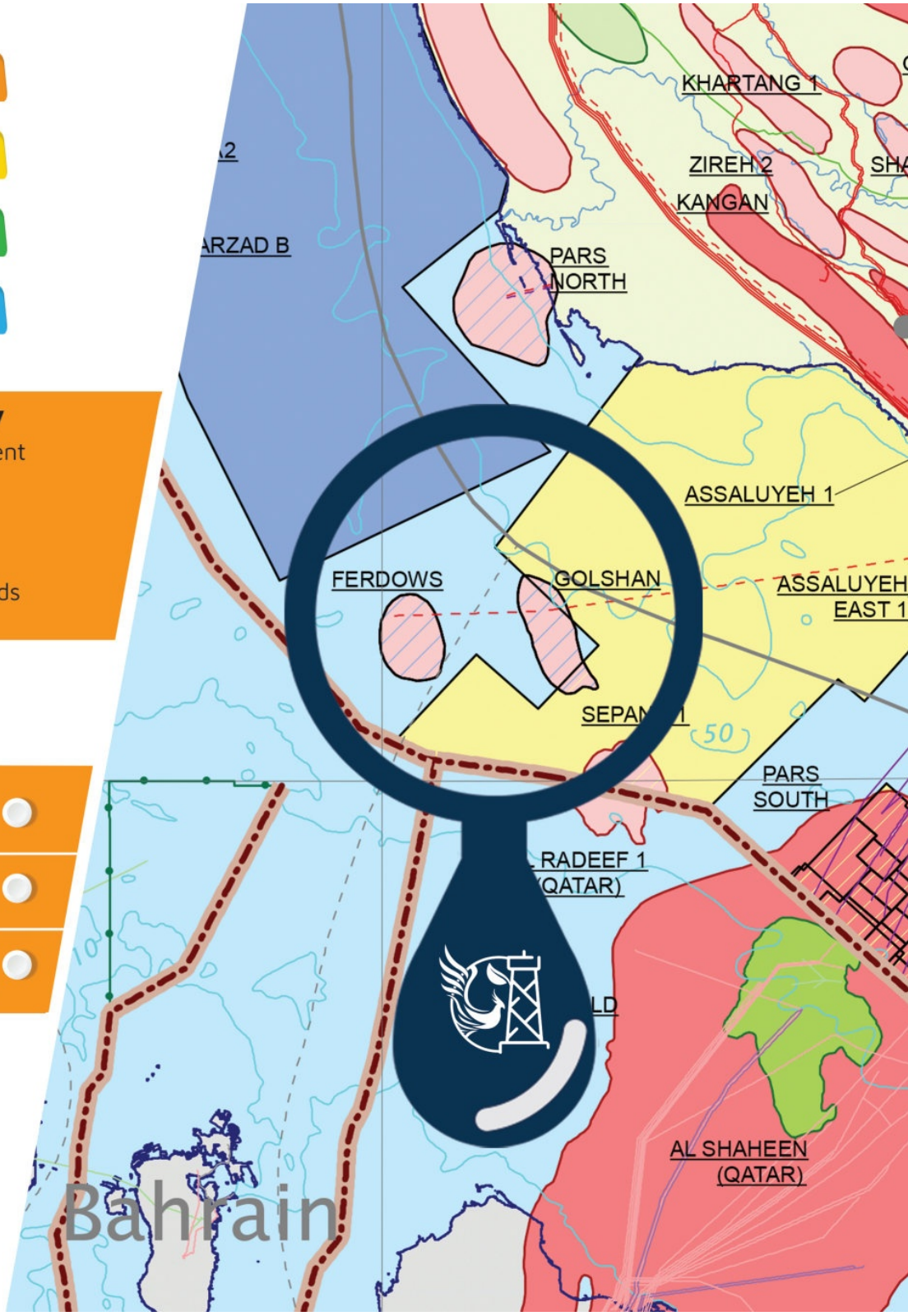
Type of Field
Undeveloped Oil Field

Project Title
Golshan and Ferdowsi Fields Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
نفتی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میادین گلشن و فردوسی



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

• میدان فردوسی در سال ۱۳۴۶ و گلشن در سال ۱۳۷۲ کشف شده است.
• هدف پیش‌بینی شده از توسعه این میادین توسعه مخازن شعیبا، خلیج، فهلیان و عرب است.
• در میدان فردوسی یک حلقه و در میدان گلشن یک حلقه چاه حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران
محل جغرافیایی : خلیج فارس
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۳۶۰۰۰
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۳۰۰۰
درجه سنگینی نفت خام (API) : فردوسي (۹.۴)
گلشن (۱۵)
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : فردوسی (۶۷)
گلشن (۶۷)
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۳۰۰۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

UNDEVELOPED OFFSHORE OILFIELDS

Project Specifications

NIOC

Company : IOOC
Location : Persian Gulf
Capex Estimation (MMUSD) : 3000
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 36000
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 3000
API : Ferdowsi 9.4
Golshan 15
GOR (SCF/STB) : Ferdowsi 67
Golshan 67

Project Scope of Work

- Ferdowsi field was discovered in 1967 and Golshan in 1993.
- Development Target Plan: Khalij, Fahliyan, Shuaiba and Arab reservoirs.
- One well in Ferdowsi oil field, one well in Golshan have been drilled

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP).
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period.
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Project Category
Offshore Fields Development

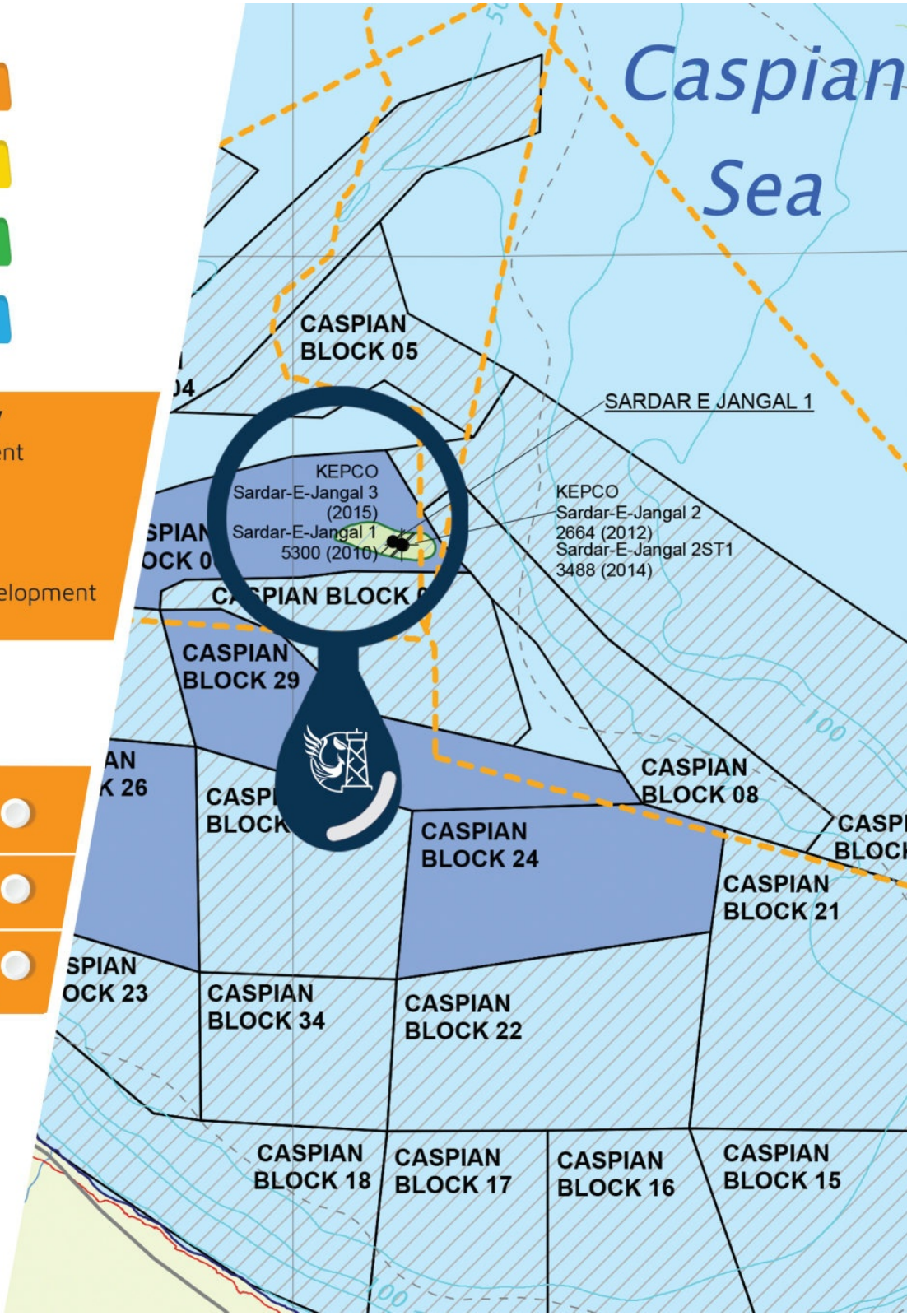
Type of Field
Undeveloped Oil Field

Project Title
Sardar-e-Jangal Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
نفتی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان سردار جنگل



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان سردار جنگل در سال ۱۳۹۳ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه این میادین توسعه مخزن چلکن است.
- دو حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت خزر

محل جغرافیایی : دریای خزر

حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۲۴۰۰

برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۴۹۷

درجه سنگینی نفت خام (API) : ۳۸

نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۹۰۰

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۷۰۰۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

نوع قرارداد پیشنهادی

PSC/IPC

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Sardar-e-Jangal field was discovered in 2014.
- Development Target Plan: Cheleken reservoir.
- 2 wells have been drilled in this field

Company : KEPCO

Location : Caspian Sea

Capex Estimation (MMUSD) : 7000

Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 2400

Reserve Initial estimation (MMbbl) : 497

API : 38

GOR (SCF/STB) : 900

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP).
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period.
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Type of Contract

PSC/IPC

فاز تکمیلی میادین نفتی دریایی توسعه یافته

طرح توسعه میادین سیری (A, C, D, E)
طرح توسعه میادین هندیجان و بهرگانسر
طرح توسعه میادین رسالت و آلفا
طرح توسعه میدان درود
طرح توسعه میدان سروش
طرح توسعه میدان ابوذر

COMPLEMENTARY PHASE DEVELOPED OFFSHORE OIL FIELDS

NIOC

Siri (A, C, D, E) Fields Development Plan
Hendijan-Bahrgansar Fields Development Plan
Resalat-Alfa Fields Development Plan
Doroud Field Development Plan
Soroosh Field Development Plan
Aboozar Field Development Plan

Project Category
Offshore Fields Development

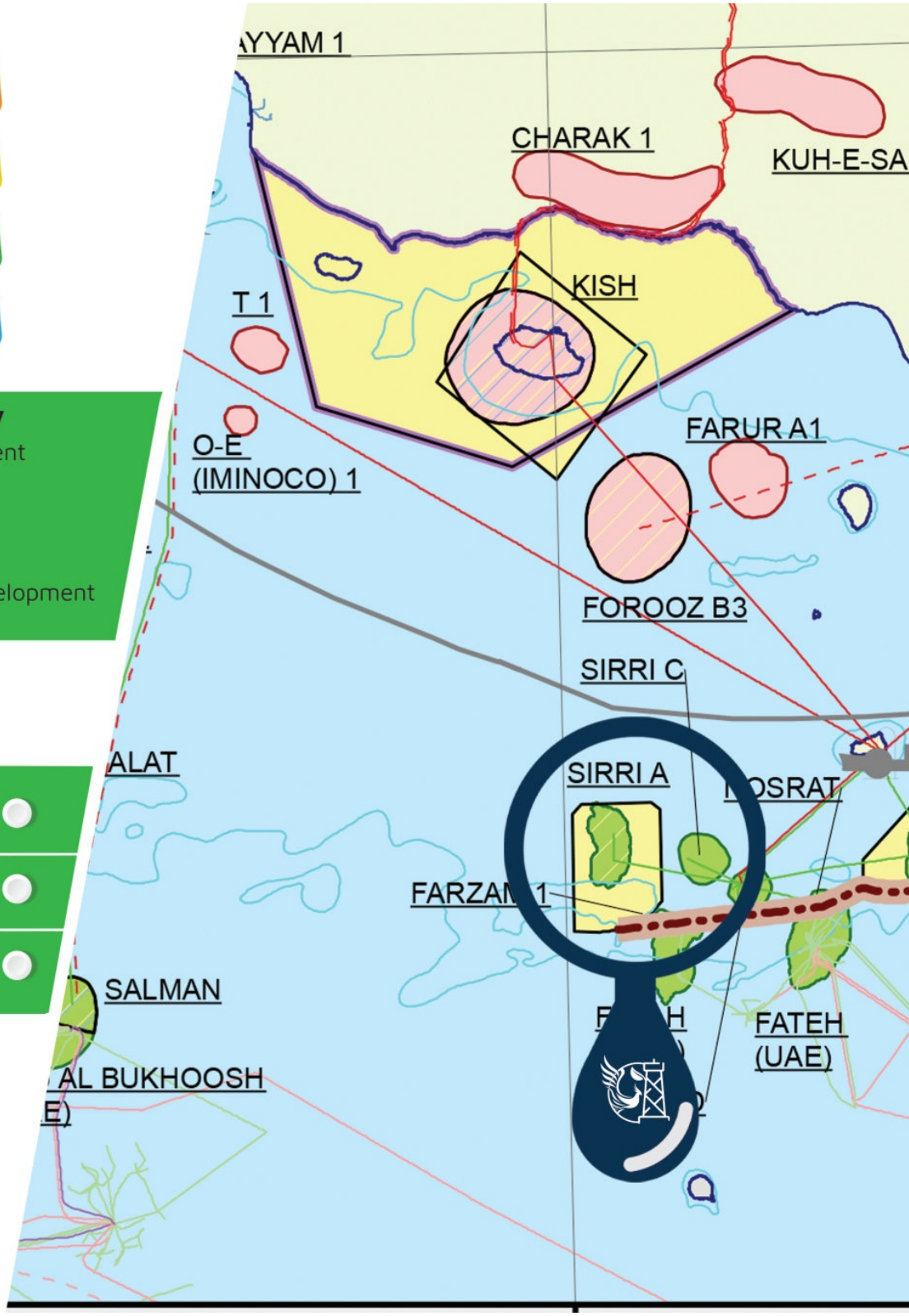
Type of Field
Developed Oil Field

Project Title
Siri (A, C, D, E) Fields Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
نفتی توسعه یافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میادین سیری (A, C, D, E)



مشخصات پروژه

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران
محل جغرافیایی : خلیج فارس
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۴۸۰۰
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۱۱۸۴
کل تولید انباشتی تا کنون (میلیون بشکه) : ۸۵۸
تولید کنونی (بشکه در روز) : ۳۲۶۰۰
درجه سنگینی نفت خام (API) :
سیری A (۳۳.۵۶) - سیری C (۲۹) - سیری E (۲۹) - سیری D (۲۸.۹)
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) :
سیری A (۵۰۰) - سیری C (۵۵۶) - سیری E (۱۰۷۰) - سیری D (۳۴۸)
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۳۵۰

شرح کلی پروژه

- میادین سیری (A, C, D, E) در سال‌های ۱۳۴۶ تا ۱۳۵۴ کشف شده اند.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه این میادین انجام پروژه‌های بهبود و ازدیاد برداشت از مخازن ایلام و میشریف است.
- در میدان سیری A هفت حلقه و در میدان سیری C نه حلقه و در میدان سیری E سیزده حلقه و در میدان سیری D چهارده حلقه چاه حفر شده است.

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌هاي كاري
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

Project Specifications

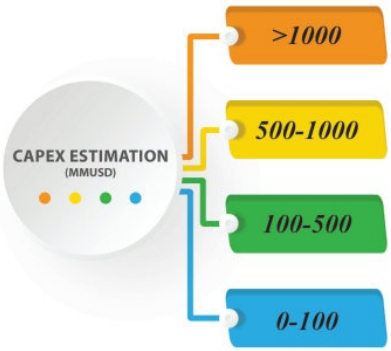
Company : IOOC
Location : Persian Gulf
Capex Estimation (MMUSD) : 350
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 4800
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 1184
Cumulative production to date (CPD) (MMbbl) : 858
Current production (bbl/d) : 32600
API :
Siri A 33.56, Siri C 29, Siri E 29, Siri D 28.9
GOR (SCF/STB) :
Siri A 500, Siri C 556, Siri E 1070, Siri D 348

Project Scope of Work

- These fields were discovered between 1967 and 1975.
- Development Target Plan: The implementation of enhancement and improved recovery (IOR) projects in the Ilam and Mishrif reservoirs.
- 7 wells in siri A oil field, 9 wells in siri C and 13 wells in siri E oil field and 14 wells in siri D oil field have been drilled

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract.



Project Category
Offshore Fields Development

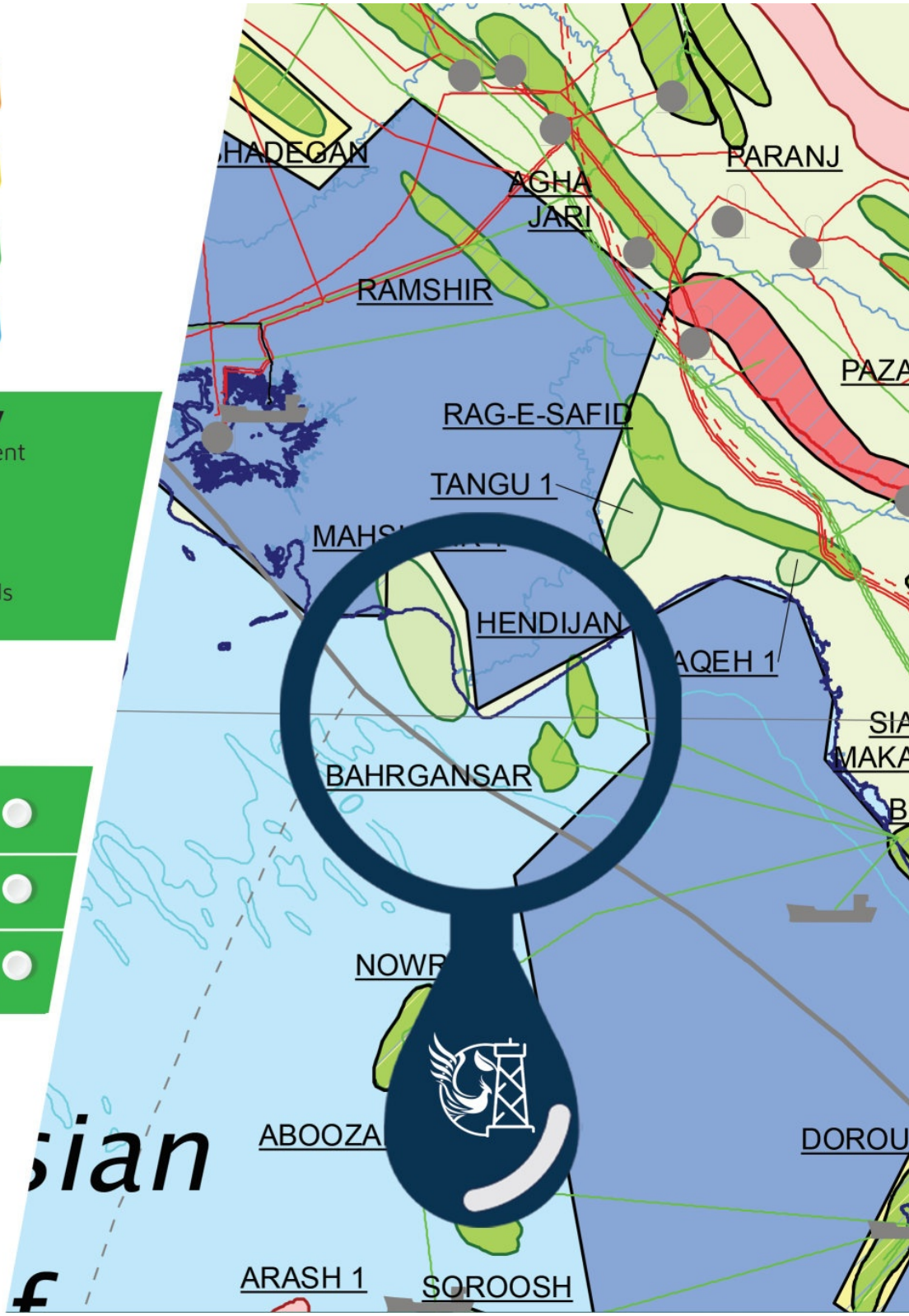
Type of Field
Developed Oil Field

Project Title
Hendijan-Bahrgansar Fields Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
نفتی توسعه یافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میادین هندیجان و بهرگانسر



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- این میادین در سال‌های ۱۳۳۸ و ۱۳۴۸ کشف شده اند.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه این میادین انجام پروژه های بهبود و ازدیاد برداشت از مخازن غار –آسماری آ–آسماری ب– سروك– یاماما– نهر عمر– کژدمی است.
- در میدان هندیجان ۲۰ حلقه چاه و در میدان بهرگانسر ۱۹ حلقه چاه حفر شده است.

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران
محل جغرافیایی : خلیج فارس
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۲۶۰۰
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۷۸۵
کل تولید انباشتی تا کنون (میلیون بشکه) : ۴۶۰
تولید کنونی (بشکه در روز) : ۱۲۰۰۰
درجه سنگینی نفت خام (API) : هندیجان (۲۷) بهرگانسر (۲۳)
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : هندیجان (۶۷۴) بهرگانسر (۵۱۵۳)
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۳۹۲

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- These fields were discovered between 1959 and 1969.
- Development Target Plan: The implementation of enhancement and improved recovery (IOR) projects in the Ghar, Asmari A, Asmari B, Sarvak, Yamama, Nahr Umr and Kazhdumi reservoirs.
- 20 wells in Hendijan oil field, 19 wells in Bahrgansar oil field have been drilled

Company : IOOC
Location : Persian Gulf
Capex Estimation (MMUSD) : 392
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 2600
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 785
Cumulative production to date (CPD) (MMbbl) : 460
Current production (bbl/d) : 12000
API : Hendijan 27, Bahrgansar 23
GOR (SCF/STB) : Hendijan 674, Bahrgansar 5153

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract.

Project Category
Offshore Fields Development

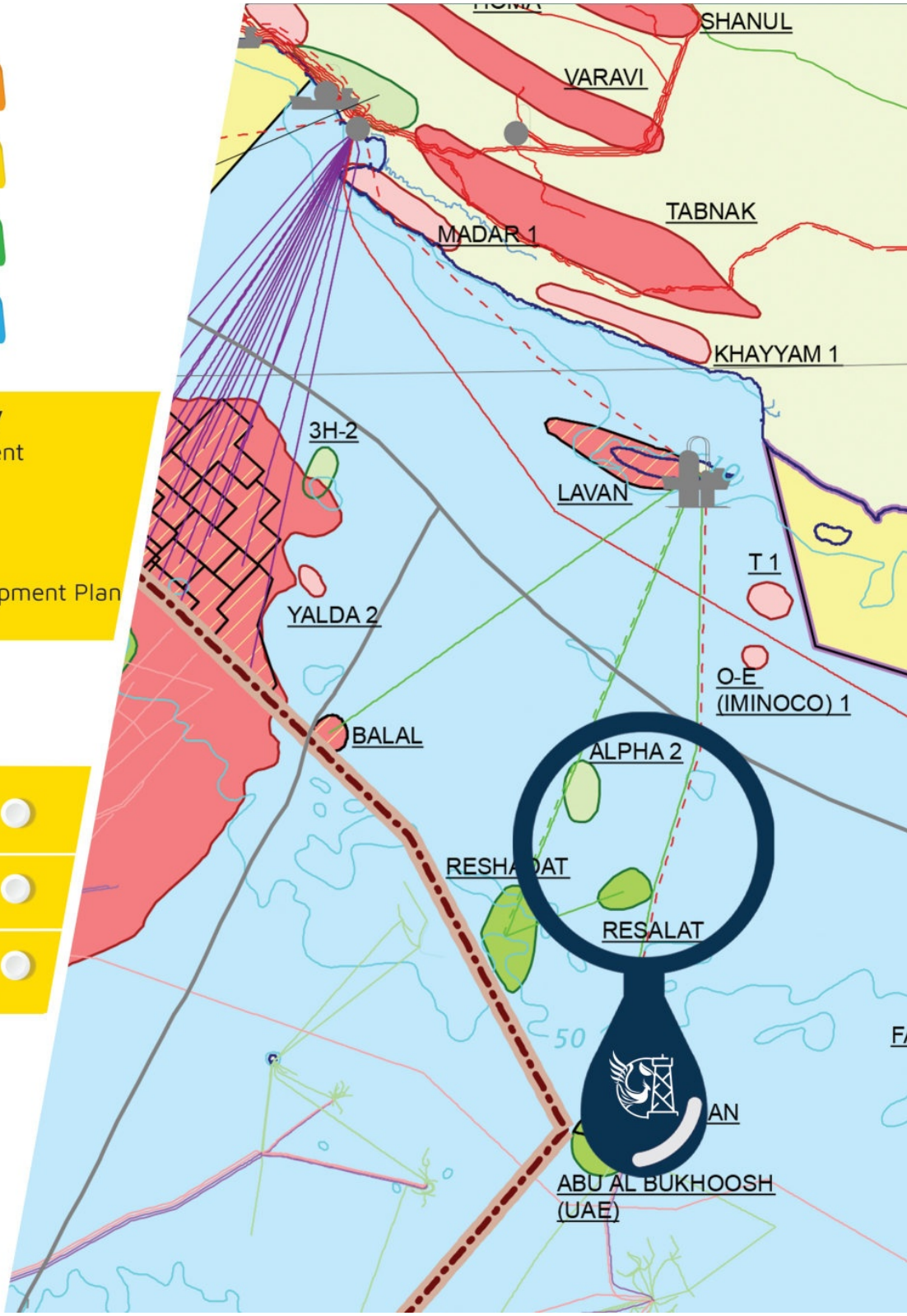
Type of Field
Developed Oil Field

Project Title
Resalat-Alfa Fields Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
نفتی توسعه یافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میادین رسالت و آلفا



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میادین رسالت و آلفا در سال‌های ۱۳۴۸ و ۱۳۴۹ کشف شده اند.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه این میادین توسعه مخازن میشریف- شعیبا- عرب آ و عرب سی است.
- ۱۹ حلقه چاه در میدان رسالت و ۲ حلقه چاه در میدان آلفا حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران

محل جغرافیایی : خلیج فارس

حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۱۸۰۰

برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۵۵۰

کل تولید انباشتی تا کنون (میلیون بشکه) : ۲۴۳

تولید کنونی (بشکه در روز) : ۴۱۰۰

درجه سنگینی نفت خام (API) : رسالت (۲۹)

نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : رسالت (۵۱۱)

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۸۰۵

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

نوع قرارداد پیشنهادی

IPC

COMPLEMENTARY PHASE DEVELOPED OFFSHORE OILFIELDS

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- These fields were discovered between 1969 and 1970.
- Development Target Plan: Shuaiba, Mishrif ,Arab A and Arab C reservoirs.
- 19 wells in Resalat oil field and 2 wells in Alfa oil field have been drilled

Company : IOOC

Location : Persian Gulf

Capex Estimation (MMUSD) : 805

Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 1800

Reserve Initial estimation (MMbbl) : 550

Cumulative production to date (CPD) (MMbbl) : 243

Current production (bbl/d) : 4100

API : Resalat 29

GOR (SCF/STB) : Resalat 511

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Type of Contract

IPC

Project Category
Offshore Fields Development

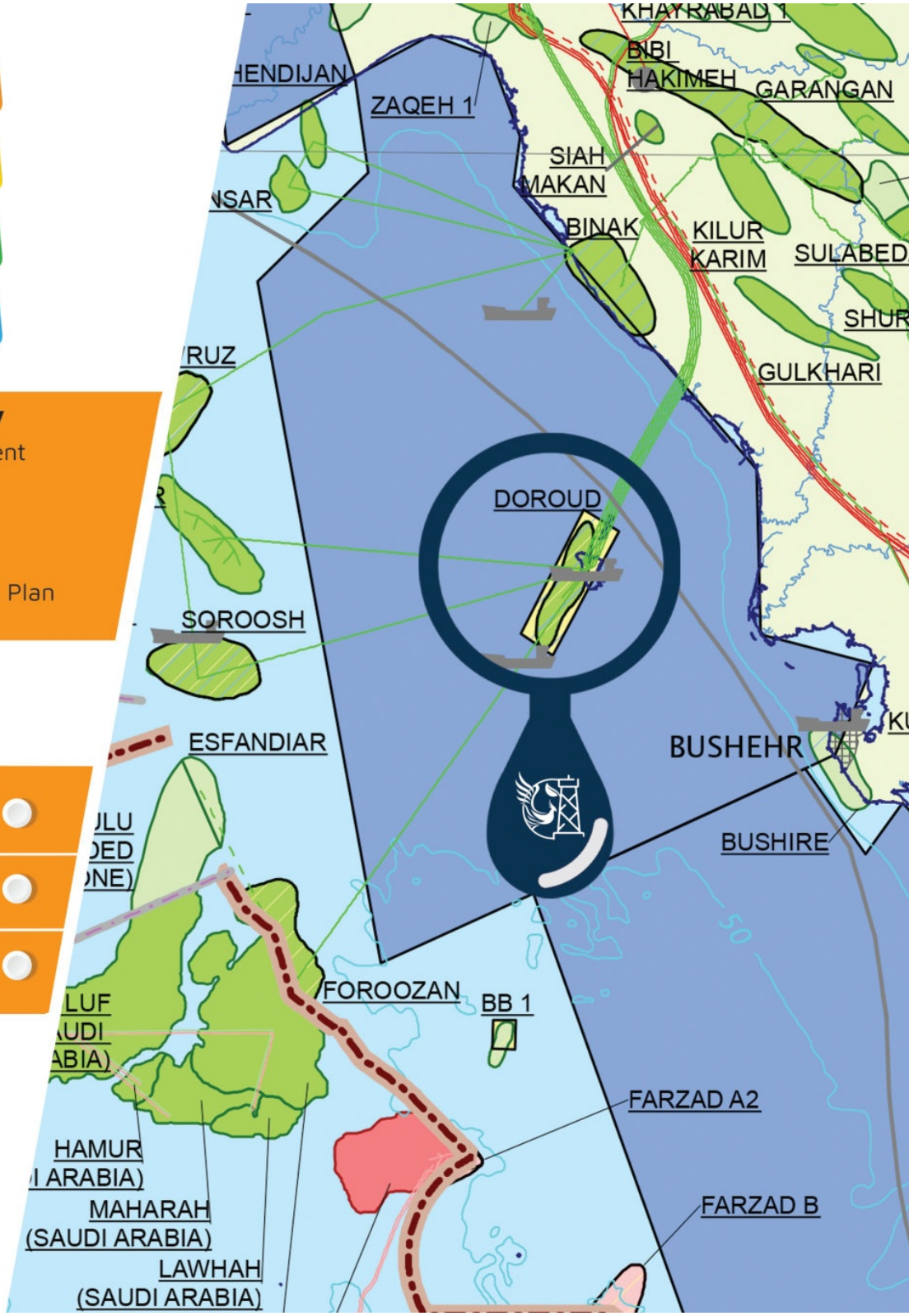
Type of Field
Developed Oil Field

Project Title
Doroud Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
نفتی توسعه یافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان درود



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان درود در سال ۱۳۴۰ کشف شده اند.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه این میدان توسعه مخازن آسماری-یاماما- منیفا- عرب است.
- در این میدان نفتی ۹۵ حلقه چاه حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران
محل جغرافیایی : خلیج فارس
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۸۹۵۰
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۳۰۵۰
کل تولید انباشتی تا کنون (میلیون بشکه) : ۱۹۷۵
تولید کنونی (بشکه در روز) : ۴۰۰۰۰
درجه سنگینی نفت خام (API) : ۲۲.۳
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۱۷۹۴
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۷۵۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Doroud oil field was discovered in 1961.
- Development Target Plan: Asmari, Yamama, Manifa and Arab reservoirs.
- 95 wells have been drilled in this field

Company : IOOC
Location : Persian Gulf
Capex Estimation (MMUSD) : 1750
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 8950
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 3050
Cumulative production to date (CPD) (MMbbl) : 1975
Current production (bbl/d) : 40000
API : 22.3
GOR (SCF/STB) : 1794

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Project Category
Offshore Fields Development

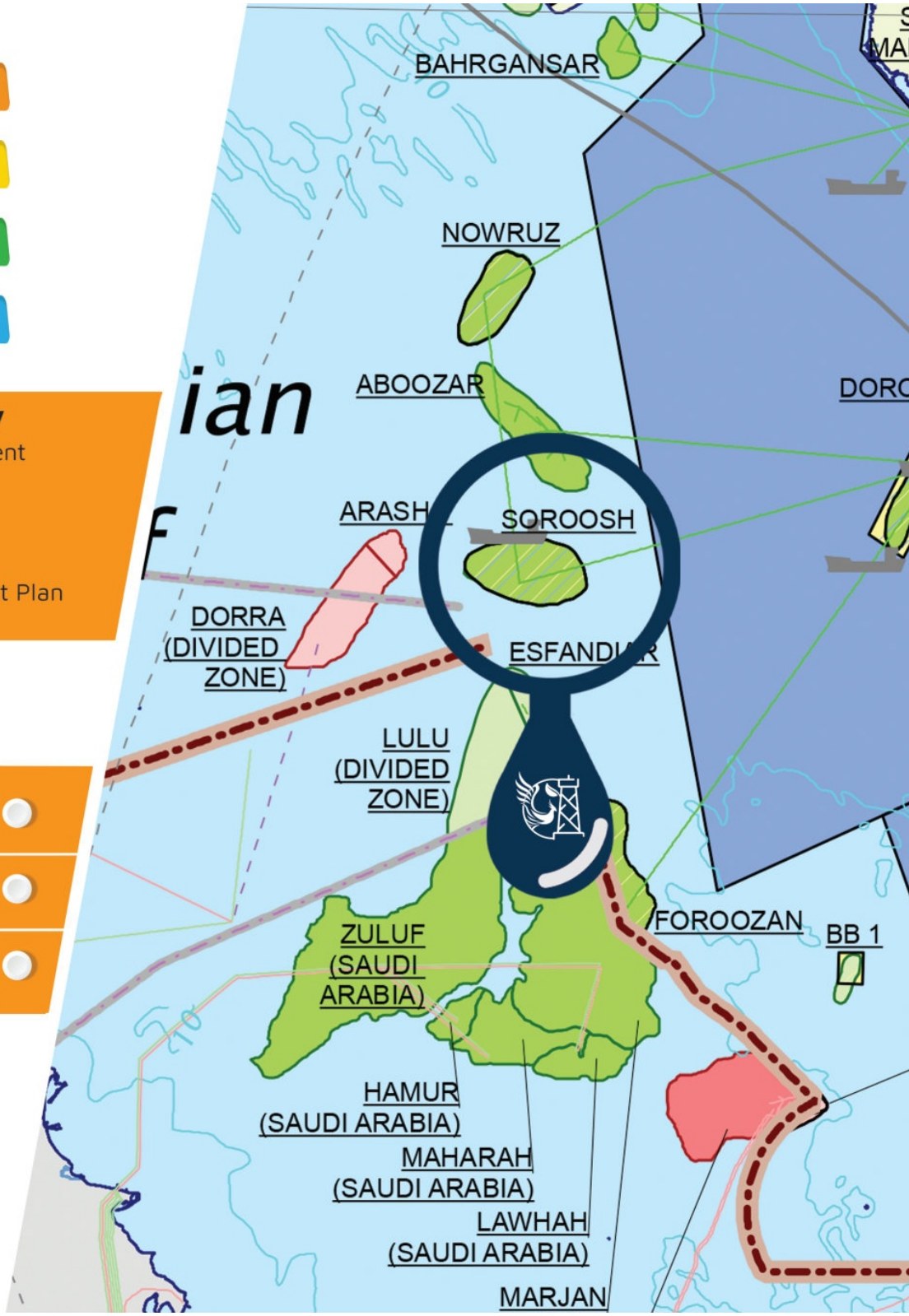
Type of Field
Developed Oil Field

Project Title
Soroosh Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
نفتی توسعه یافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان سروش



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان نفتی سروش در سال ۱۳۴۱ کشف شده اند.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه این میدان توسعه مخازن غار- شعیبا- یاماما -دیکتیاکنوس-برگن آ- برگن ب است.
- در این میدان نفتی ۳۳ حلقه چاه حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران
محل جغرافیایی : خلیج فارس
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۱۴۰۰۰
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۱۰۷۴
کل تولید انباشتی تا کنون (میلیون بشکه) : ۴۷۰
تولید کنونی (بشکه در روز) : ۲۳۰۰۰
درجه سنگینی نفت خام (API) : ۲۸
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۱۲۷
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۲۵۹۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Sorosh oil field was discovered in 1962.
- Development Target Plan: Ghar, Shuaiba,Yamama, Burgan A and Burgan B reservoirs.
- 33 wells have been drilled in this field

Company : IOOC
Location : Persian Gulf
Capex Estimation (MMUSD) : 2590
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 14000
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 1074
Cumulative production to date (CPD) (MMbbl) : 470
Current production (bbl/d) : 23000
API : 28
GOR (SCF/STB) : 127

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Project Category
Offshore Fields Development

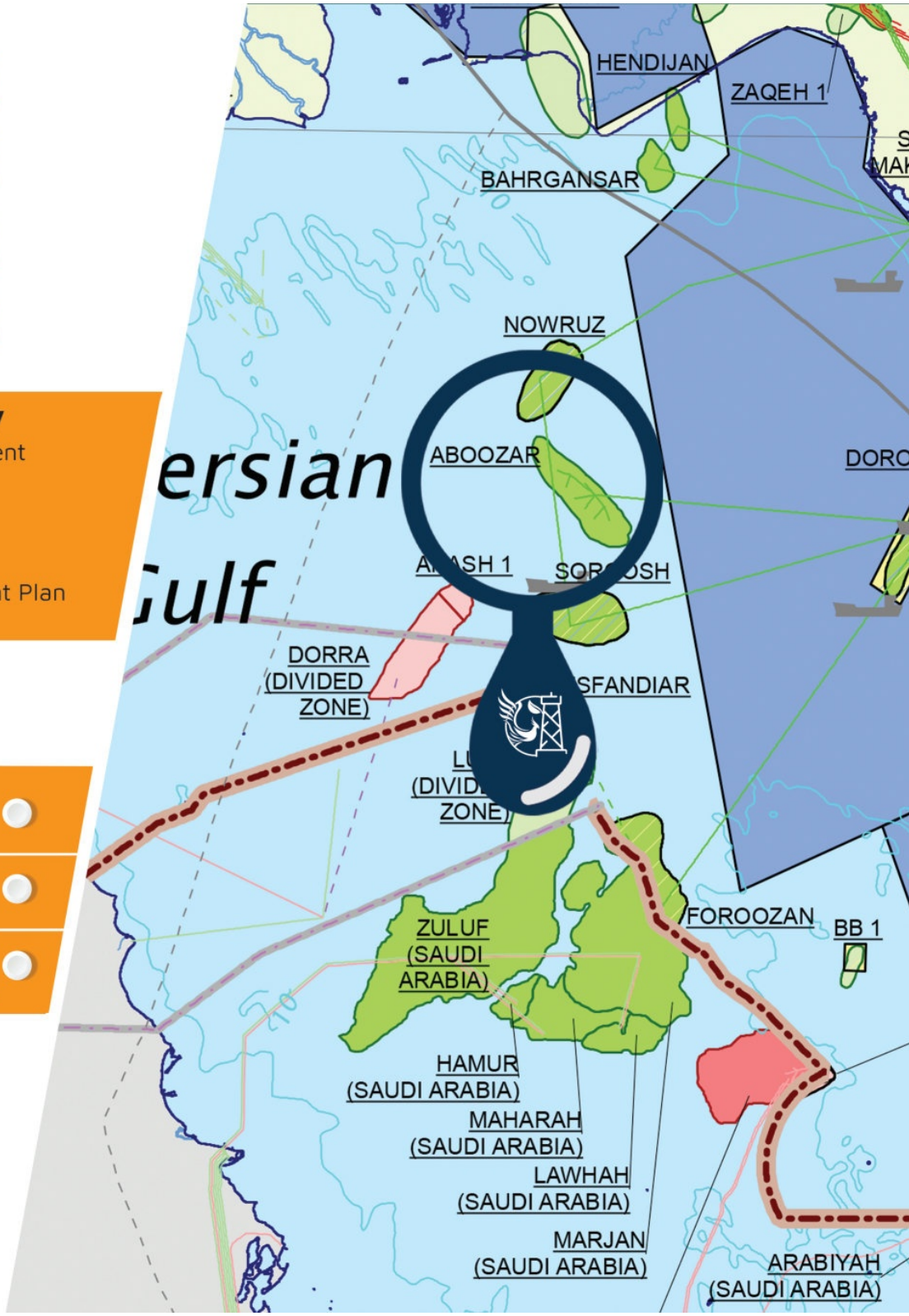
Type of Field
Developed Oil Field

Project Title
Aboozar Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
نفتی توسعه یافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان ابوذر



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

• لایه‌های مختلف میدان ابوذر در سال ۱۳۳۸ تا ۱۳۵۵ کشف شده اند.
• هدف پیش‌بینی شده از توسعه این میدان توسعه مخازن غاز، آسماری بالایی، دمام، برگن و رتاوی و انجام عملیات بهبود تولید با فرازآوری با گاز است.
• ۱۵۱ حلقه چاه در این میدان حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران
محل جغرافیایی : خلیج فارس
حجم در جای اولیه (میلیون بشکه) : ۴۸۸۶
برآورد اولیه ذخیره نهایی (میلیون بشکه) : ۱۸۸۷
کل تولید انباشتی تا کنون (میلیون بشکه) : ۱۲۶۹
تولید کنونی (بشکه در روز) : ۱۰۰۰۰۰
درجه سنگینی نفت خام (API) : ۲۶
نسبت گاز به نفت (فوت مکعب در هر بشکه نفت) : ۴۱۴
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۱۰۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت کلیه هزینه های سرمایه گذاری و غیر سرمایه ای سرمایه گذار پس از تحقق تولید زودهنگام (EP)
- لحاظ نمودن پاداش (Rem) در ازای تحویل و تحول میدان

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

• The different layers of this field were discovered between 1959 and 1976.
• Development Target Plan: The expected goal of the development of this field is to develop the Ghar, Upper Asmari, Damam, and Burgan and to carry out operations to improve production by gas extraction.
• 151 wells have been drilled in this field

Company : IOOC
Location : Persian Gulf
Capex Estimation (MMUSD) : 1100
Oil Initially In Place (OIIP) - MMbbl : 4886
Reserve Initial estimation (MMbbl) : 1887
Cumulative production to date (CPD) (MMbbl) : 1269
Current production (bbl/d) : 100000
API : 26
GOR (SCF/STB) : 414

Main Keys of Contract

• Repayment of total petroleum cost of investor will be after the fulfillment of the early production date.
• Considering Remuneration Fee as a reward and will be payable to investor from the Hand Over Date commencing from the first day of the first month following month of Hand Over Date on equal monthly instalments during and until the end of the Final Amortization Period

میادین گازی خشکی توسعه نیافته

NIOC

طرح توسعه میدان نمک کنگان
طرح توسعه میدان رگ سفید
طرح توسعه میدان چشمه شور
طرح توسعه میدان شهیدان
طرح توسعه میدان کوه آسماری
طرح توسعه میدان کرنج
طرح توسعه میادین آغاجاری و پازنان
طرح توسعه لایه گازی میدان دارخوین
طرح توسعه میدان مختار
طرح توسعه میدان قلعه نار
طرح توسعه میادین رودک و میلاتون
طرح توسعه میدان بینک
طرح توسعه میدان بی بی حکیمه
طرح توسعه میدان اهواز

طرح توسعه میادین باباقیر و بیستون
طرح توسعه میادین هالوش،راوندی، ویزنهار و بانکول
طرح توسعه میادین کبیرکوه و سمند
طرح توسعه میادین عسلویه غربی
طرح توسعه میادین گشوی جنوبی، نمک غربی و سورو
طرح توسعه میادین سفید باغون، سفید زاخور، هالگان و شاهینی
طرح توسعه میادین زیلایی و کارون
طرح توسعه میادین سفید، چارک و خیام

UNDEVELOPED ONSHORE GAS FIELDS

NIOC

Namak-e-Kangan Field Development Plan
Rag-e-Safid Field Development Plan
Cheshmeh Shoor Field Development Plan
Shahidan Field Development Plan
Kuh-e-Asmari Field Development Plan
Karanj Field Development Plan
Agha Jari - Pazanan Fields Development Plan
The gas layer of the Darquain Field Development Plan
Mokhtar Field Development Plan
Qaleh Nar Field Development Plan
Rudak and Milatun Fields Development Plan
Binak Field Development Plan
Bibi Hakimeh Field Development Plan
Ahvaz Field Development Plan

Babaghir and Bistun Fields Development Plan
Halush, Ravandi, Veyzenhar and Bankul Fields Development Plan
Kabir kuh and Samand Fields Development Plan
West Assaluyeh Field Development Plan
Gashu South, Namak West and Suru Fields Development Plan
Sefid Baghun, Sefid Zakhur, Halegan and Shahini Fields Development Plan
Zeloi and Karun Fields Development Plan
Safid , Charak and Khayyam Fields Development Plan

Project Category
Offshore Fields Development

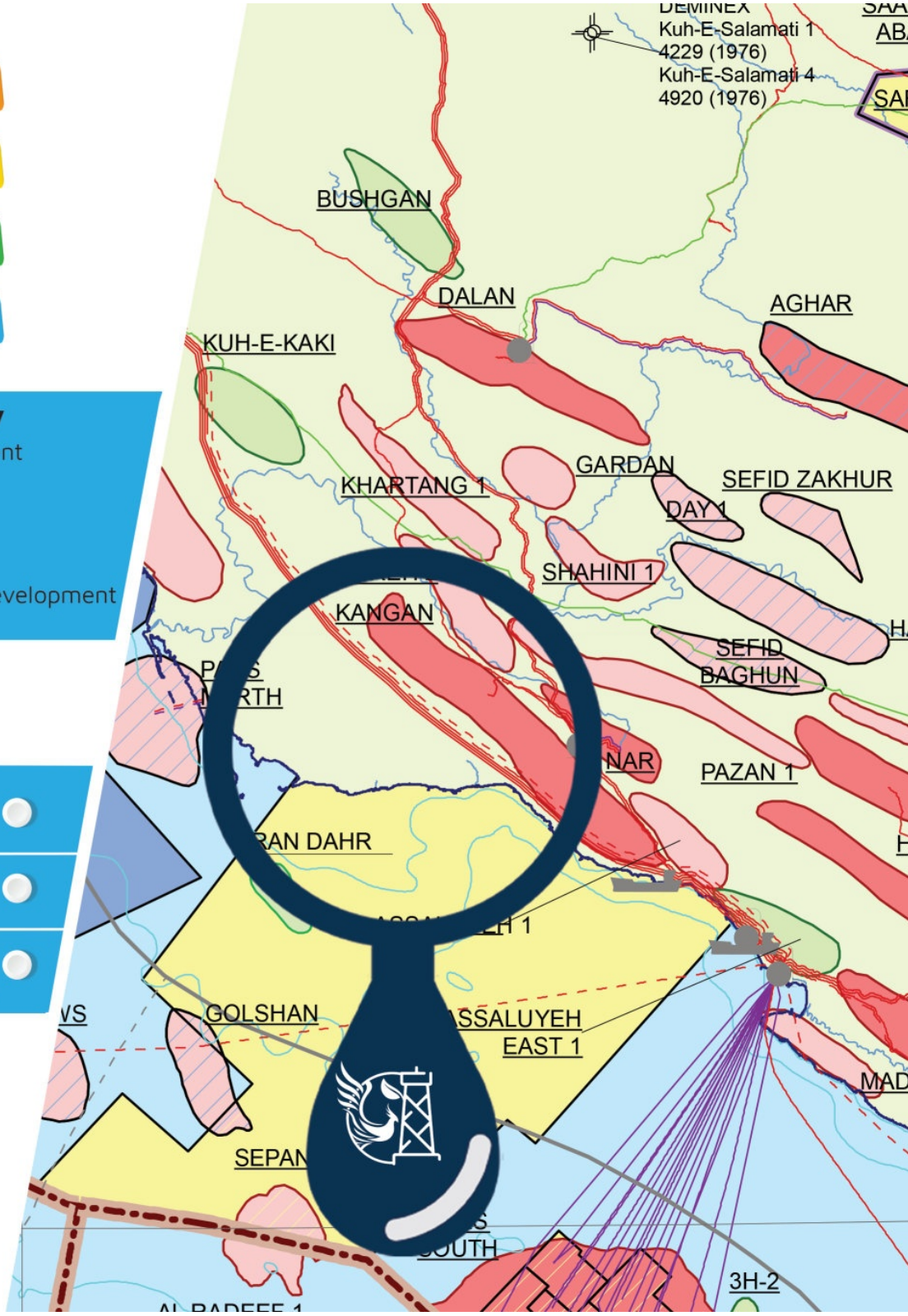
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Namak-e-Kangan Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
گازی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان نمک کنگان



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران

محل جغرافیایی : استان بوشهر

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۰.۶

برآورد اولیه ذخیره نهایی (تریلیون فوت مکعب) : ۰.۴۸

نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۴۰

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۸۰

شرح کلی پروژه

- این میدان ۱۳۵۶ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن دهرم و فراقون است.
- یک حلقه چاه در این میدان حفاری شده است

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

Project Specifications

NIOC

Company : ICOFC

Location : Bushehr Province

Capex Estimation (MMUSD) : 80

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 0.6

Reserve Initial estimation (TCF) : 0.48

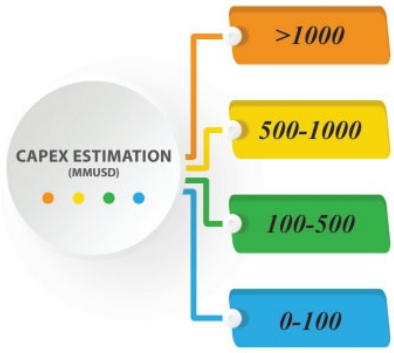
CGR (bbl/MMSCF) : 40

Project Scope of Work

- This field was discovered in 1977.
- Development Target Plan: Dehran and Faraghun reservoirs.
- One well has been drilled in this field.

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .



Project Category
Onshore Fields Development

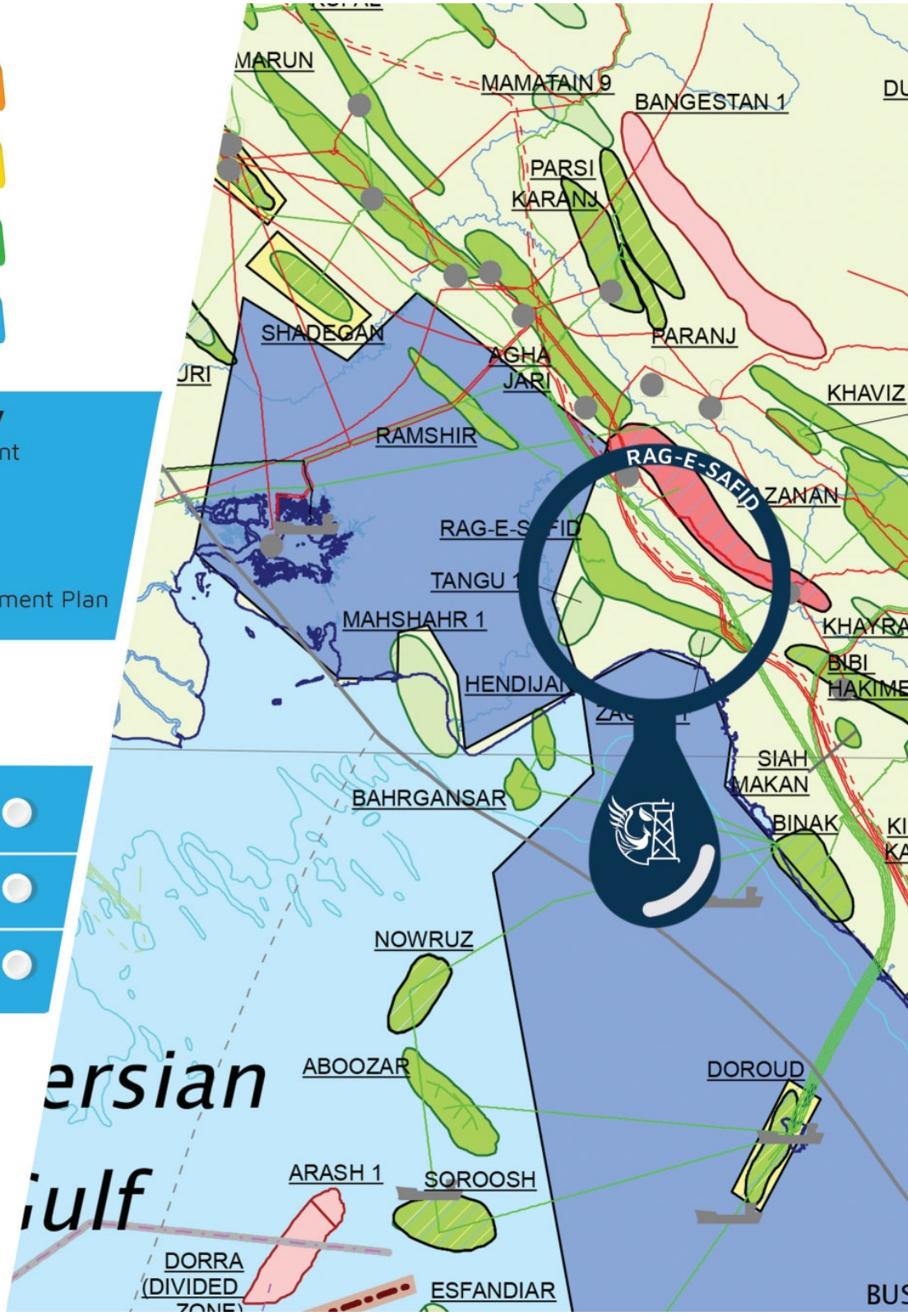
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Rag-e-Safid Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
گازي توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان رگ سفید



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان رگ سفید ۱۳۵۵ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن فهلیان است.
- ۵۲ حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب

محل جغرافیایی : استان خوزستان

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۰.۲

برآورد اولیه ذخیره نهایی(تریلیون فوت مکعب) : ۰.۱۲

میزان ترشی گاز (قسمت در میلیون) : ۸۰۰

نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۵۳

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۵۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- This field was discovered in 1976.
- Development Target Plan: Fahliyan reservoir.
- 52 wells have been drilled in this field

Company : NISOC

Location : Khuzestan Province

Capex Estimation (MMUSD) : 50

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 0.2

Reserve Initial estimation (TCF) : 0.12

H2S (ppm) : 800

CGR (bbl/MMSCF) : 53

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

Project Category
Onshore Fields Development

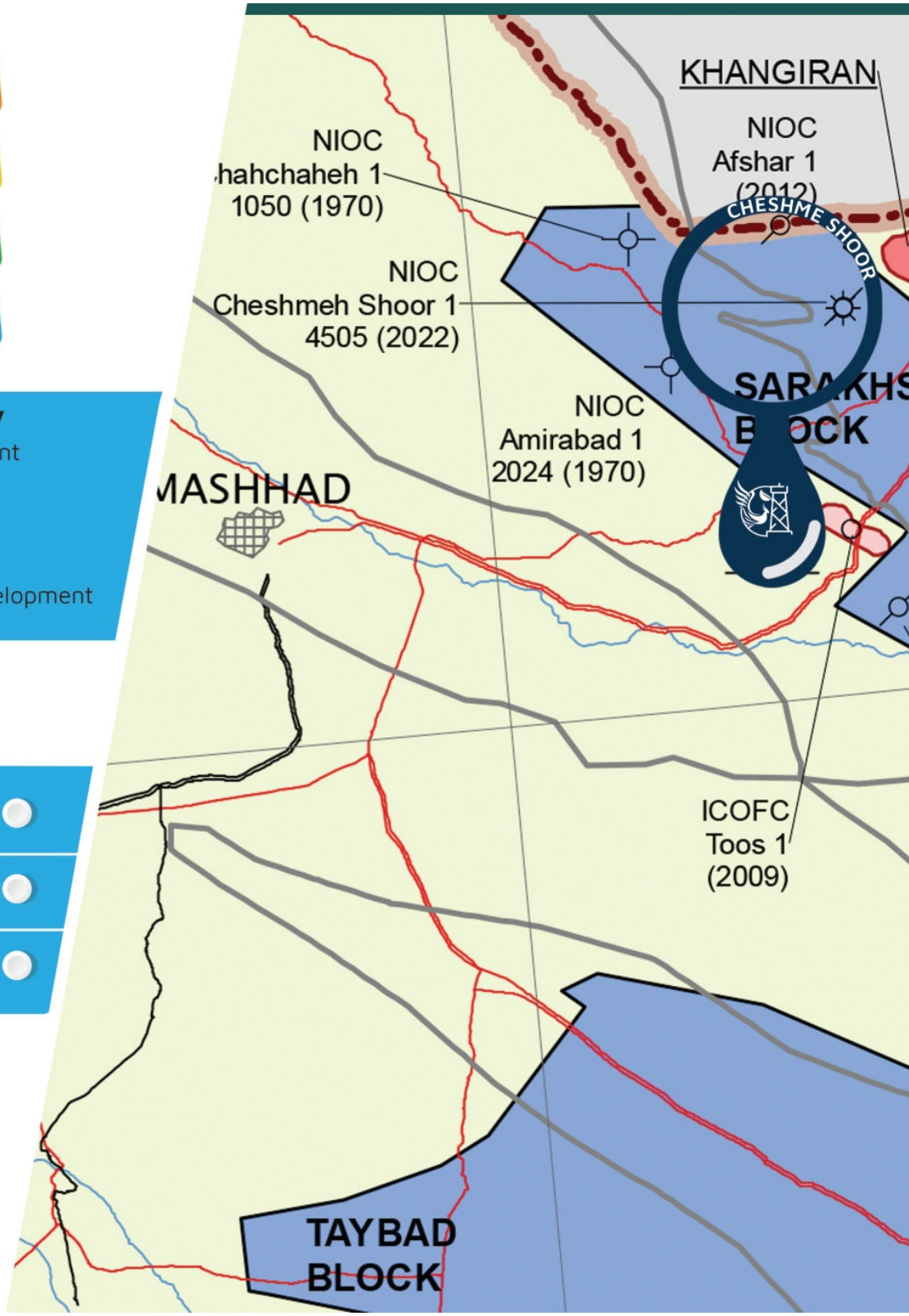
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Cheshme Shoor Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
گازي توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان چشمه شور



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان چشمه شور ۱۴۰۲ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن مزدوران است.
- یک حلقه چاه در این میدان حفاری شده است .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران

محل جغرافیایی : استان خراسان رضوی

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۰.۱۹

برآورد اولیه ذخیره نهایی(تریلیون فوت مکعب) : ۰.۱۳

میزان ترشی گاز (قسمت در میلیون) : ۳۰۰۰۰

نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۵

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۵۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- This field was discovered in 2023.
- Development target plan: Mozduran reservoir.
- 1 well has been drilled in this field

Company : ICOFC

Location : Khorasan Razavi Province

Capex Estimation (MMUSD) : 50

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 0.19

Reserve Initial estimation (TCF) : 0.13

H2S (ppm) : 30000

CGR (bbl/MMSCF) : 5

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

Project Category
Onshore Fields Development

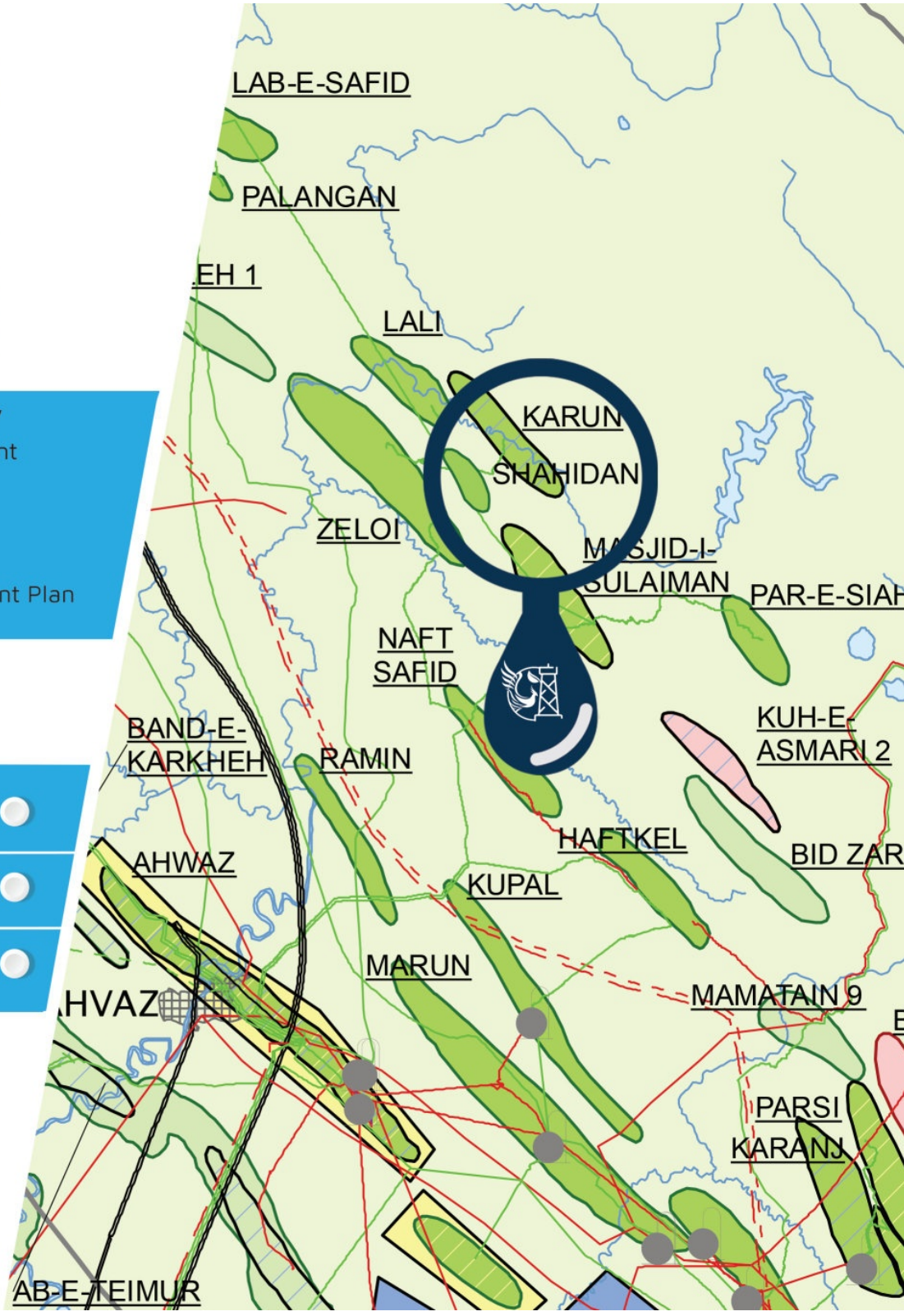
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Shahidan Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
گازي توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان شهیدان



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان شهیدان ۱۳۹۵ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن آسماری است.
- یک حلقه چاه در این میدان حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب

محل جغرافیایی : استان خوزستان

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۰.۴

برآورد اولیه ذخیره نهایی(تریلیون فوت مکعب) : ۰.۲۲

نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۴۳

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۵۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

نوع قرارداد پیشنهادی
EPDF/EPCF

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- This field was discovered in 2016.
- Development Target Plan: Asmari reservoir.
- 1 well has been drilled in this field

Company : NISOC

Location : Khuzestan Province

Capex Estimation (MMUSD) : 50

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 0.4

Reserve Initial estimation (TCF) : 0.22

CGR (bbl/MMSCF) : 43

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

Type of Contract
EPDF/EPCF

Project Category
Onshore Fields Development

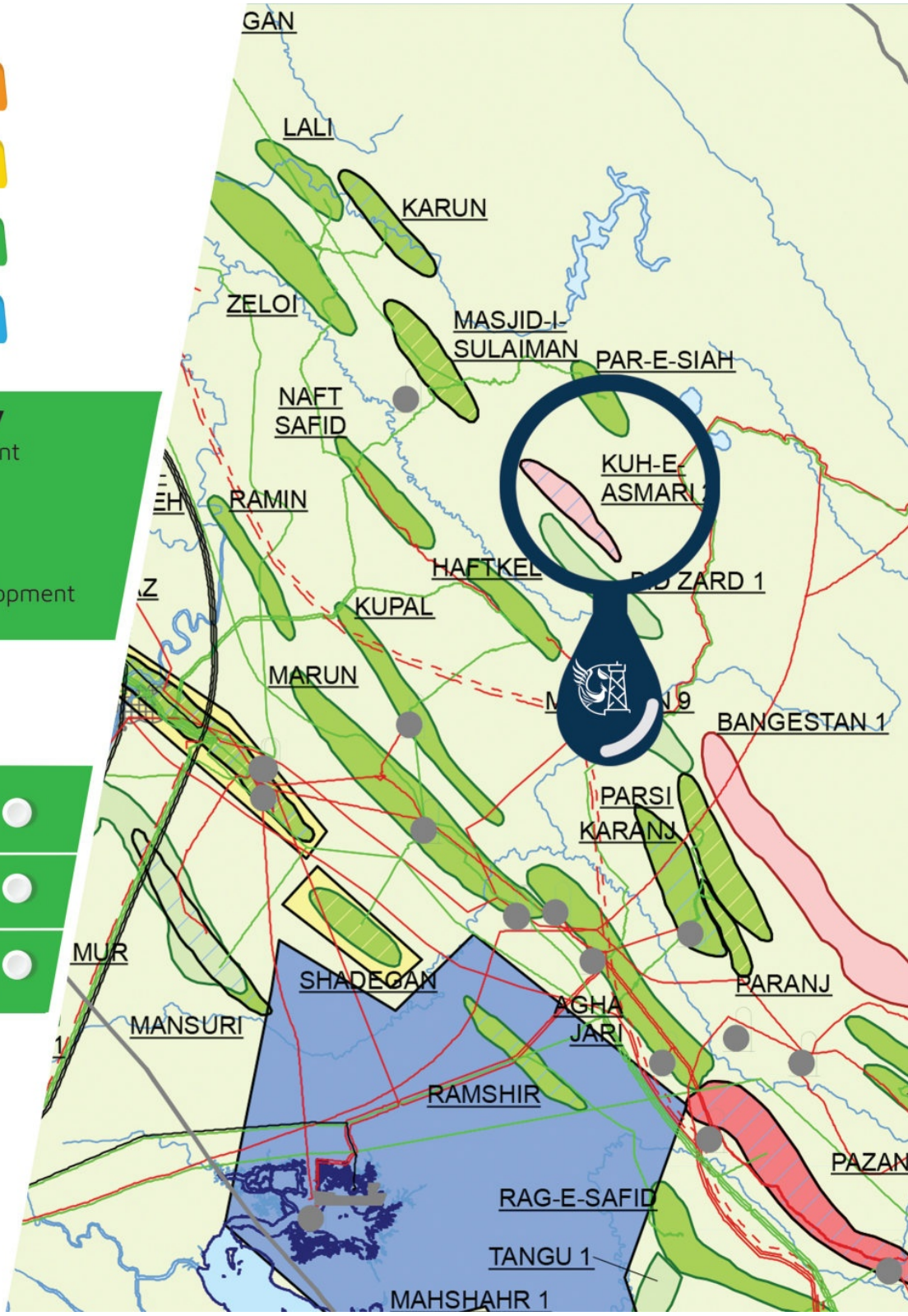
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Kuh-e-Asmari Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
گازي توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان کوه آسماری



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان کوه آسماری ۱۳۸۶ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن ژوراسیک است.
- دو حلقه چاه در این میدان حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملي مناطق نفتخيز جنوب

محل جغرافیایی : استان خوزستان

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۱

برآورد اولیه ذخیره نهایی(تریلیون فوت مکعب) : ۰.۶

نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۸

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۴۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- This field was discovered in 2007.
- Development Target Plan: Jurassic reservoir
- 2 wells have been drilled in this field

Company : NISOC

Location : Khuzestan Province

Capex Estimation (MMUSD) : 140

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 1

Reserve Initial estimation (TCF) : 0.6

CGR (bbl/MMSCF) : 8

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

Project Category
Onshore Fields Development

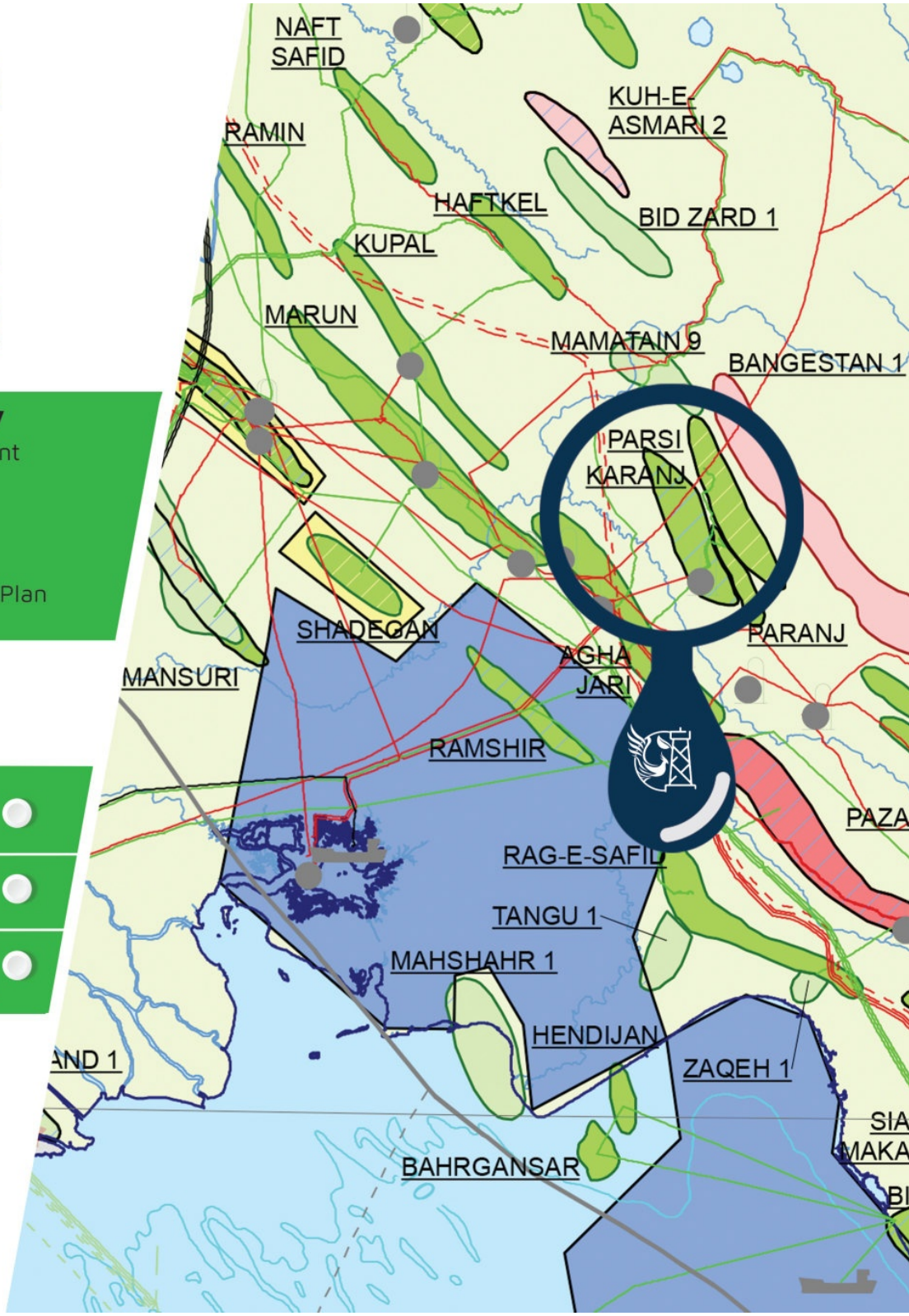
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Karanj Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
گازي توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان کرنج



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان کرنج ۱۳۶۷ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن کژدمی و خامی است.
- ۴۲ حلقه چاه در این میدان حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملي مناطق نفتخيز جنوب

محل جغرافیایی : استان خوزستان

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۲

برآورد اولیه ذخیره نهایی (تریلیون فوت مکعب) : ۱.۳

میزان ترشی کاز (قسمت در میلیون) : ۵۳۶۰۰

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۶۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

نوع قرارداد پیشنهادی
EPDF/EPCF

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- This field was discovered in1988.
- Development target plan: Kazhdumi and Khami reservoirs.
- 42 wells have been drilled in this field.

Company : NISOC

Location : Khuzestan Province

Capex Estimation (MMUSD) : 160

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 2

Reserve Initial estimation (TCF) : 1.3

H2S (ppm) : 53600

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

Type of Contract
EPDF/EPCF

Project Category
Onshore Fields Development

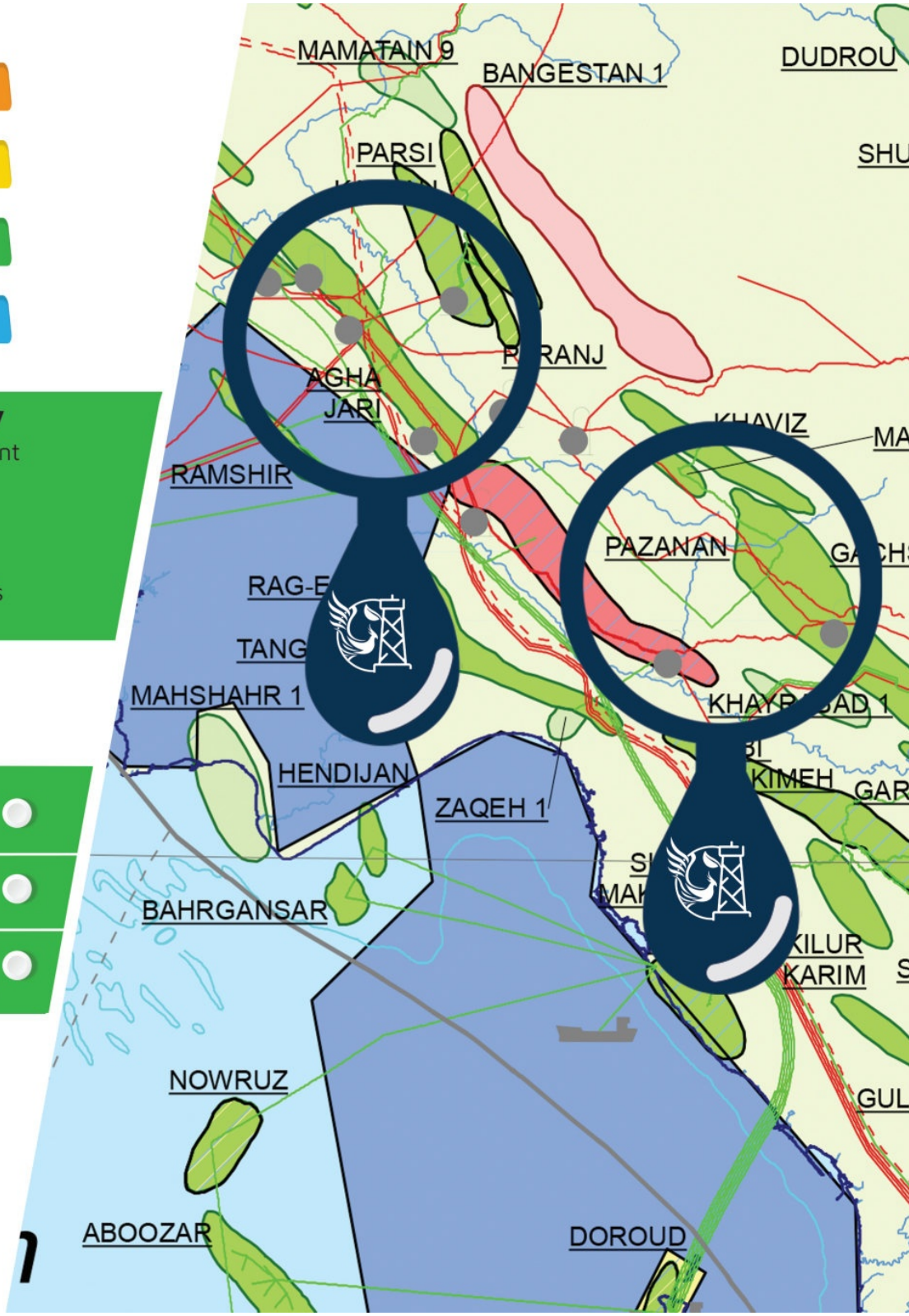
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Agha Jari - Pazanan Fields Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
گازي توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میادین آغاجاری و پازنان



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

• مخزن گازی میدان آغاجاری سال ۱۳۵۵ و میدان پازنان ۱۳۵۲ کشف شده است.
• هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن خلیج است.
• یک حلقه چاه در میدان آغاجاری و ۴۷ حلقه چاه در میدان پازنان حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب
محل جغرافیایی : استان خوزستان
حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۵.۳
برآورد اولیه ذخیره نهایی (تریلیون فوت مکعب) : ۲.۴
میزان ترشی کاز (قسمت در میلیون) : ۸۸۰۰
نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۷۷
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۶۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

نوع قرارداد پیشنهادی
EPDF/EPCF

UNDEVELOPED ONSHORE GAS FIELDS

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

• The Agha Jari gas reservoir was discovered in 1976 and the Pazanan field in 1973.
• Development target plan: Khalij reservoir.
• One well in Agha Jari gas field and 47 wells in Pazanan gas fields have been drilled

Company : NISOC
Location : Khuzestan Province
Capex Estimation (MMUSD) : 160
Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 5.3
Reserve Initial estimation (TCF) : 2.4
H2S (ppm) : 8800
CGR (bbl/MMSCF) : 77

Main Keys of Contract

• Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
• Recovery of all incurred costs during the contract period.
• Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

Type of Contract
EPDF/EPCF

Project Category
Onshore Fields Development

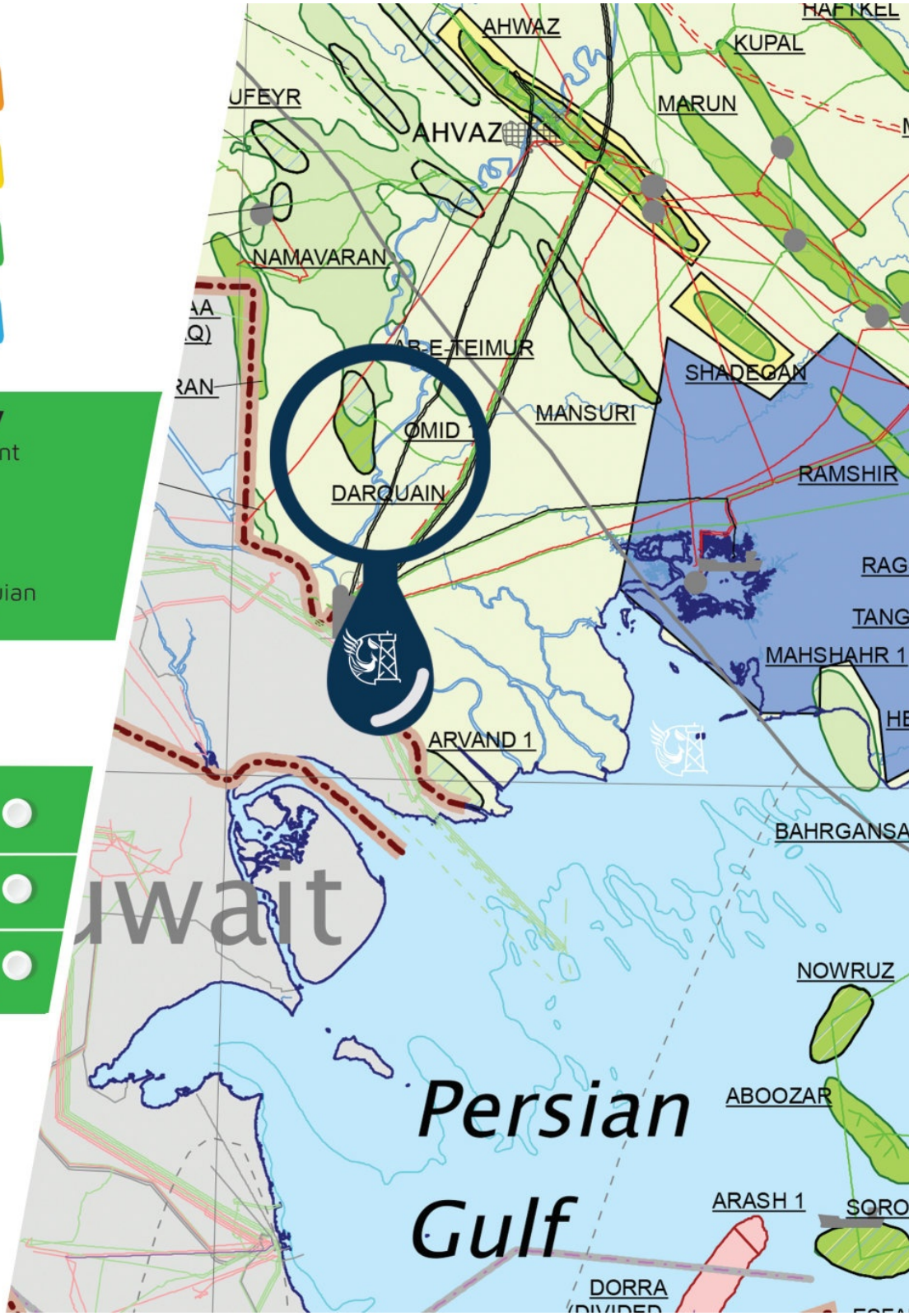
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
The gas layer of the Darquian Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
گازي توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه لایه گازی میدان دارخوین



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرکت سرمایه پذیر : شرکت مهندسی و توسعه نفت

محل جغرافیایی : استان خوزستان

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۲

برآورد اولیه ذخیره نهایی (تریلیون فوت مکعب) : ۱.۵

نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۴

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۲۳۵

شرح کلی پروژه

- مخزن گازی میدان دارخوین در سال ۱۳۷۲ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن آلن – موس – سرگلو است.
- سه حلقه چاه در این میدان حفر شده است.

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

Company : PEDEC

Location : Khuzestan Province

Capex Estimation (MMUSD) : 235

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 2

Reserve Initial estimation (TCF) : 1.5

CGR (bbl/MMSCF) : 4

Project Scope of Work

- This field was discovered in1993
- Development Target Plan: Alan-Mus-Sargelu Reservoirs.
- 3 wells have been drilled in this field

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Project Category
Onshore Fields Development

Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Mokhtar Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
گازي توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان مختار

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران

محل جغرافیایی : استان کهگیلویه و بویراحمد

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۵

برآورد اولیه ذخیره نهایی(تریلیون فوت مکعب) : ۳

نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۴۰

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۲۵۰

شرح کلی پروژه

- میدان مختار در سال ۱۳۷۱ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن کژدمی–داریان–گدوان است.
- یک حلقه چاه در این میدان حفر شده است.

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- This field was discovered in1992.
- Development Target Plan: Kazdomi,Dariyan and Gadevan reservoirs.
- 1 well has been drilled in this field

Company : ICOFC

Location : Kohkiloueh and Boyer-Ahmad Province

Capex Estimation (MMUSD) : 250

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 5

Reserve Initial estimation (TCF) : 3

CGR (bbl/MMSCF) : 40

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Project Category
Onshore Fields Development

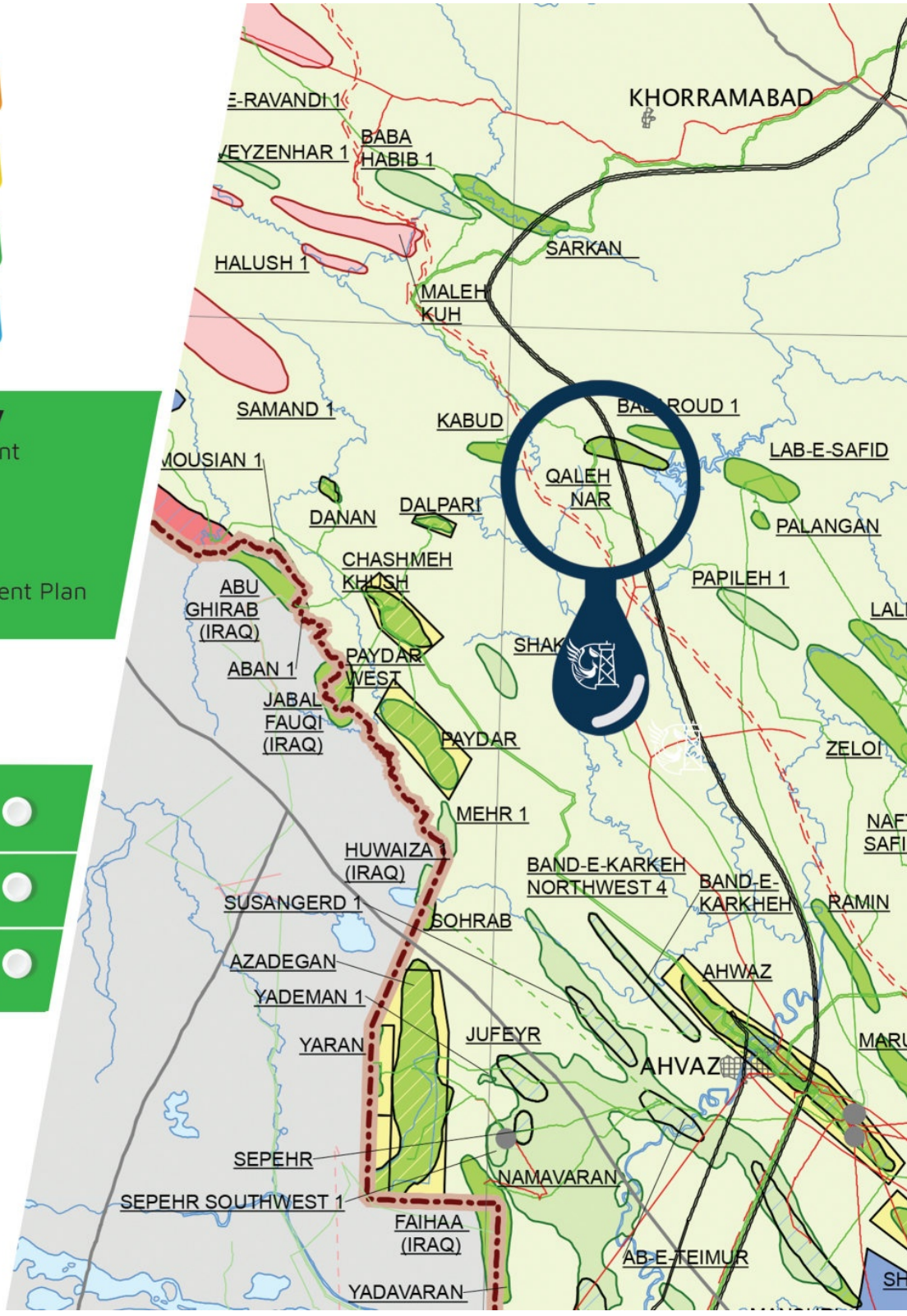
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Qaleh Nar Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
گازي توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان قلعه نار



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان قلعه نار در سال ۱۳۵۴ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن پابده-بنگستان است.
- یک حلقه چاه در این میدان گازی حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملي مناطق نفتخيز جنوب

محل جغرافیایی : استان خوزستان

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۱.۶

برآورد اولیه ذخیره نهایی (تریلیون فوت مکعب) : ۱

میزان ترشی کاز (قسمت در میلیون) : ۲۶۰۰۰

نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۱۵۰

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۳۳۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- This field was discovered in 1975.
- Development Target Plan: Pabdeh and Bangestan reservoirs.
- 1 well has been drilled in this field

Company : NISOC

Location : Khuzestan Province

Capex Estimation (MMUSD) : 330

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 1.6

Reserve Initial estimation (TCF) : 1

H2S (ppm) : 26000

CGR (bbl/MMSCF) : 150

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Project Category
Onshore Fields Development

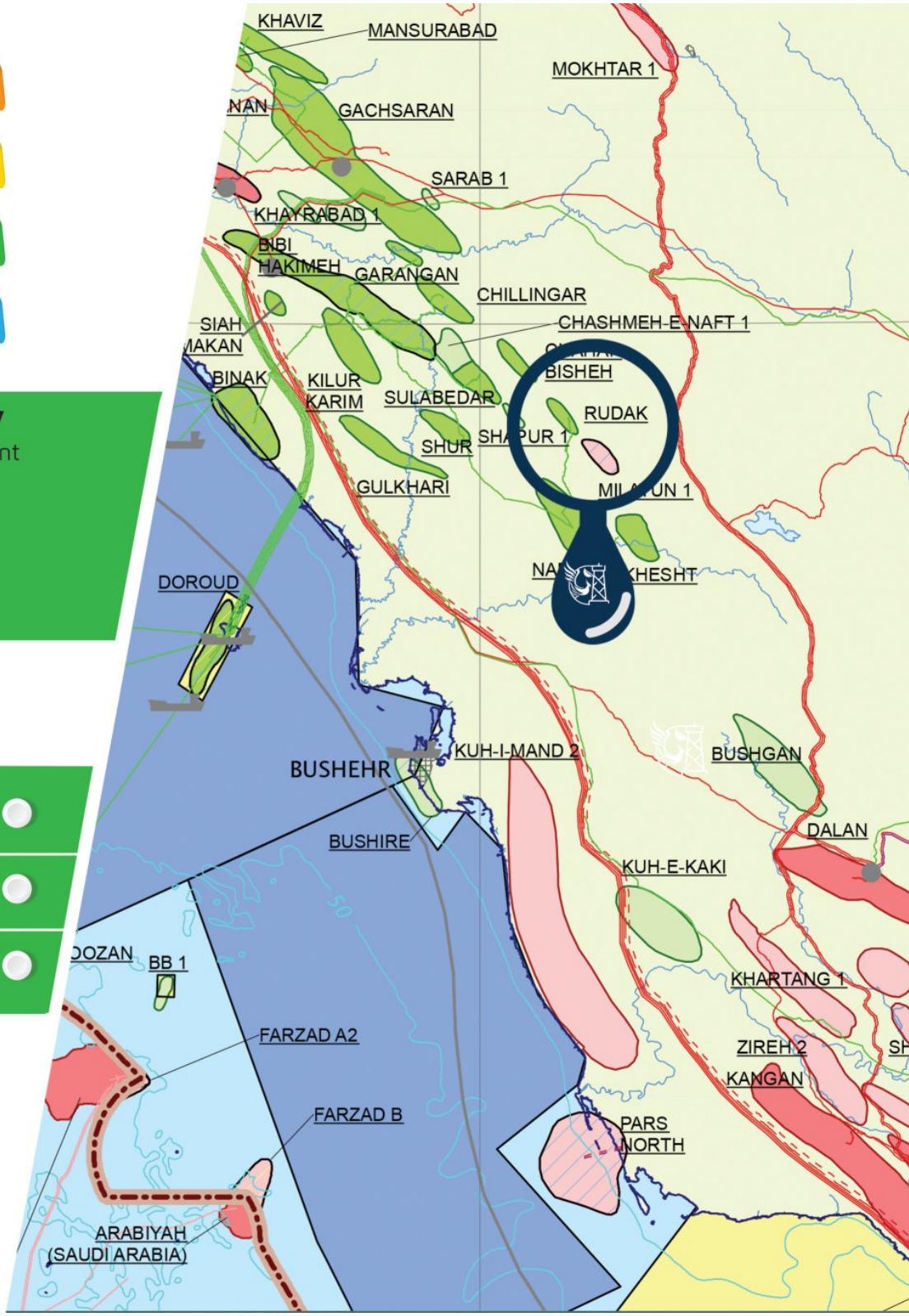
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Rudak and Milatun Fields Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
گازي توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میادین رودک و میلاتون



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میادین رودک – میلاتون در سال ۱۳۵۶ و ۱۳۵۷ کشف شده اند.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن سورمه است.
- سه حلقه چاه در میدان رودک و ۲ حلقه چاه در میدان میلاتون حفر شده است.

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملي مناطق نفتخیز جنوب

محل جغرافیایی : استان فارس

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۲

برآورد اولیه ذخیره نهایی (تریلیون فوت مکعب) : ۱.۳

میزان ترشی کاز (قسمت در میلیون) : ۷۷۷۰۰

نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۱۷۲

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۴۲۵

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- These fields were discovered in 1977 and 1978.
- Development Target Plan: Surmeh reservoir.
- The field require new downstream processing facilities.
- 3 wells in Rudak gas field and 2 wells in Milatun gas field have been drilled

Company : NISOC

Location : Fars Province

Capex Estimation (MMUSD) : 425

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 2

Reserve Initial estimation (TCF) : 1.3

H2S (ppm) : 77700

CGR (bbl/MMSCF) : 172

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Project Category
Onshore Fields Development

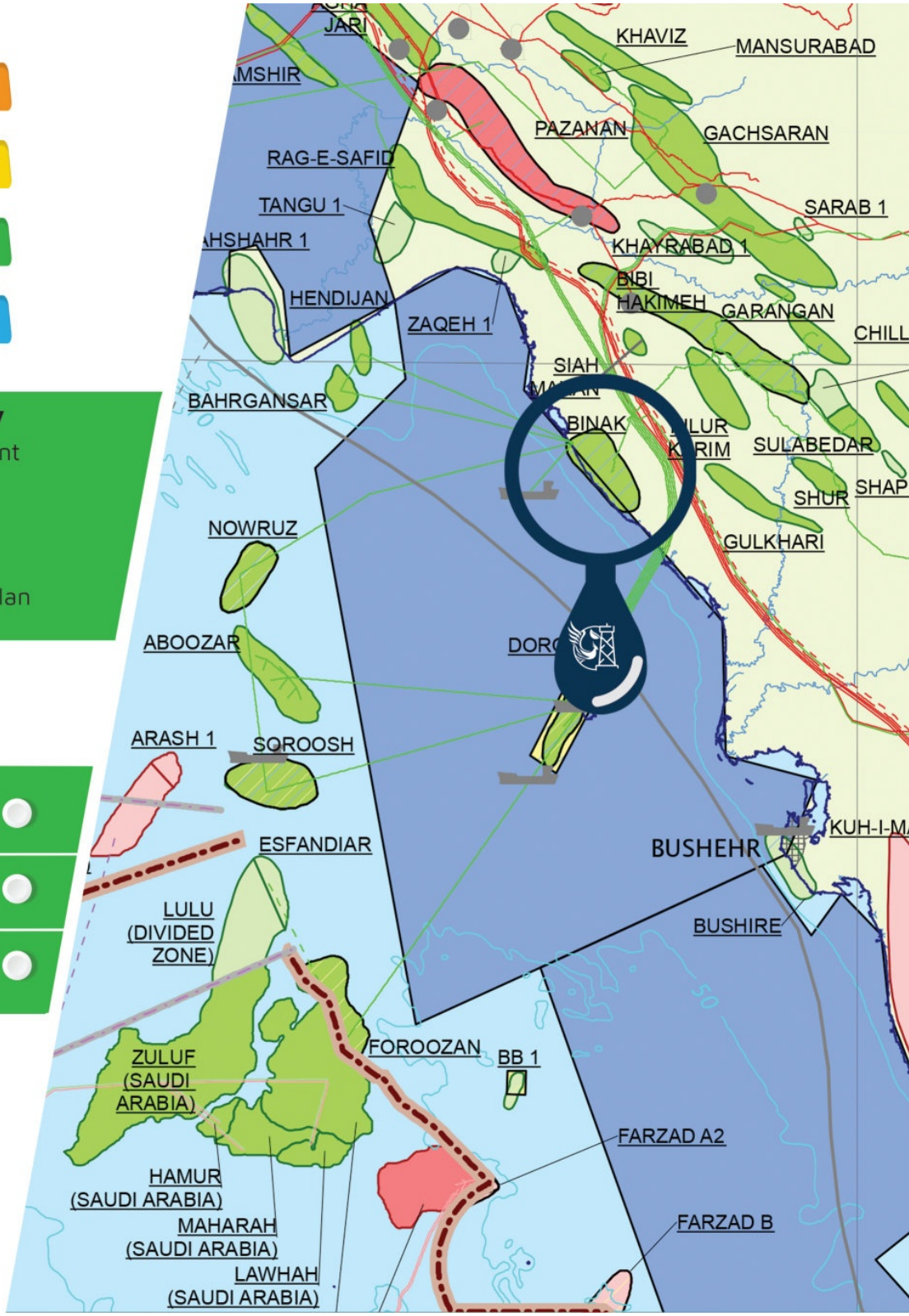
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Binak field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
گازي توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان بینک



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- میدان بینک در سال ۱۳۷۸ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن فهلیان-داریان-خلیج است.
- ۱۷ حلقه چاه در این میدان حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملي مناطق نفتخیز جنوب

محل جغرافیایی : استان بوشهر

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۱.۲

برآورد اولیه ذخیره نهایی(تریلیون فوت مکعب) : ۰.۶

نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۱۷۵

میزان ترشی کاز (قسمت در میلیون) : ۳۴۶۰۰

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۴۸۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

نوع قرارداد پیشنهادی

IPC

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- This field was discovered in 1999.
- Development Target Plan: Fahliyan, Dariyan and Khalij reservoirs.
- 17 wells have been drilled in this field

Company : NISOC

Location : Bushehr Province

Capex Estimation (MMUSD) : 480

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 1.2

Reserve Initial estimation (TCF) : 0.6

H2S (ppm) : 34600

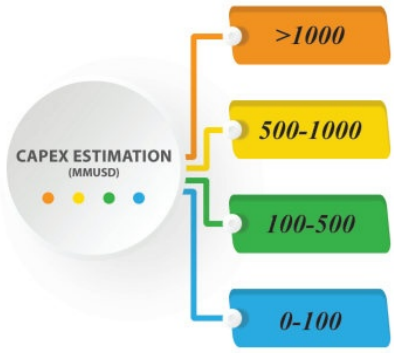
CGR (bbl/MMSCF) : 175

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Type of Contract

IPC



Project Category
Onshore Fields Development

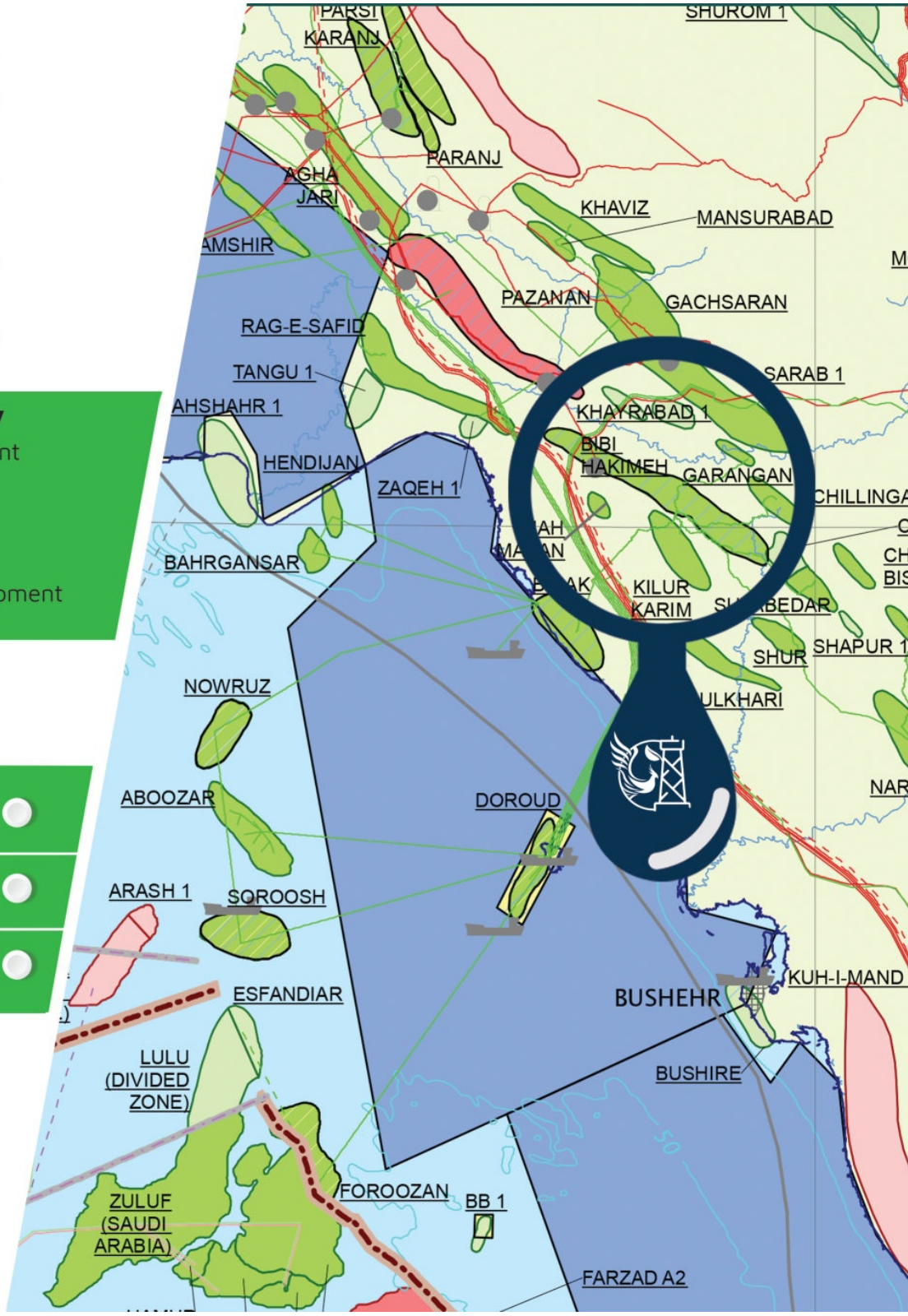
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Bibi Hakimeh Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
گازي توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان بی بی حکیمه



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملي مناطق نفتخیز جنوب

محل جغرافیایی : استان بوشهر و کهگیلویه و بویراحمد

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۲.۳

برآورد اولیه ذخیره نهایی (تریلیون فوت مکعب) : ۱.۶

میزان ترشی گاز (قسمت در میلیون) : ۲۵۲۰۰

نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۷۲

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۲۶۰

شرح کلی پروژه

- مخزن خامی این میدان در سال ۱۳۷۶ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن خامی است.
- دو حلقه چاه در این میدان حفر شده است.

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

Company : NISOC

Location : Bushehr and Kohkiluyeh and Boyer Ahmad Provinces

Capex Estimation (MMUSD) : 260

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 2.3

Reserve Initial estimation (TCF) : 1.6

H2S (ppm) : 25200

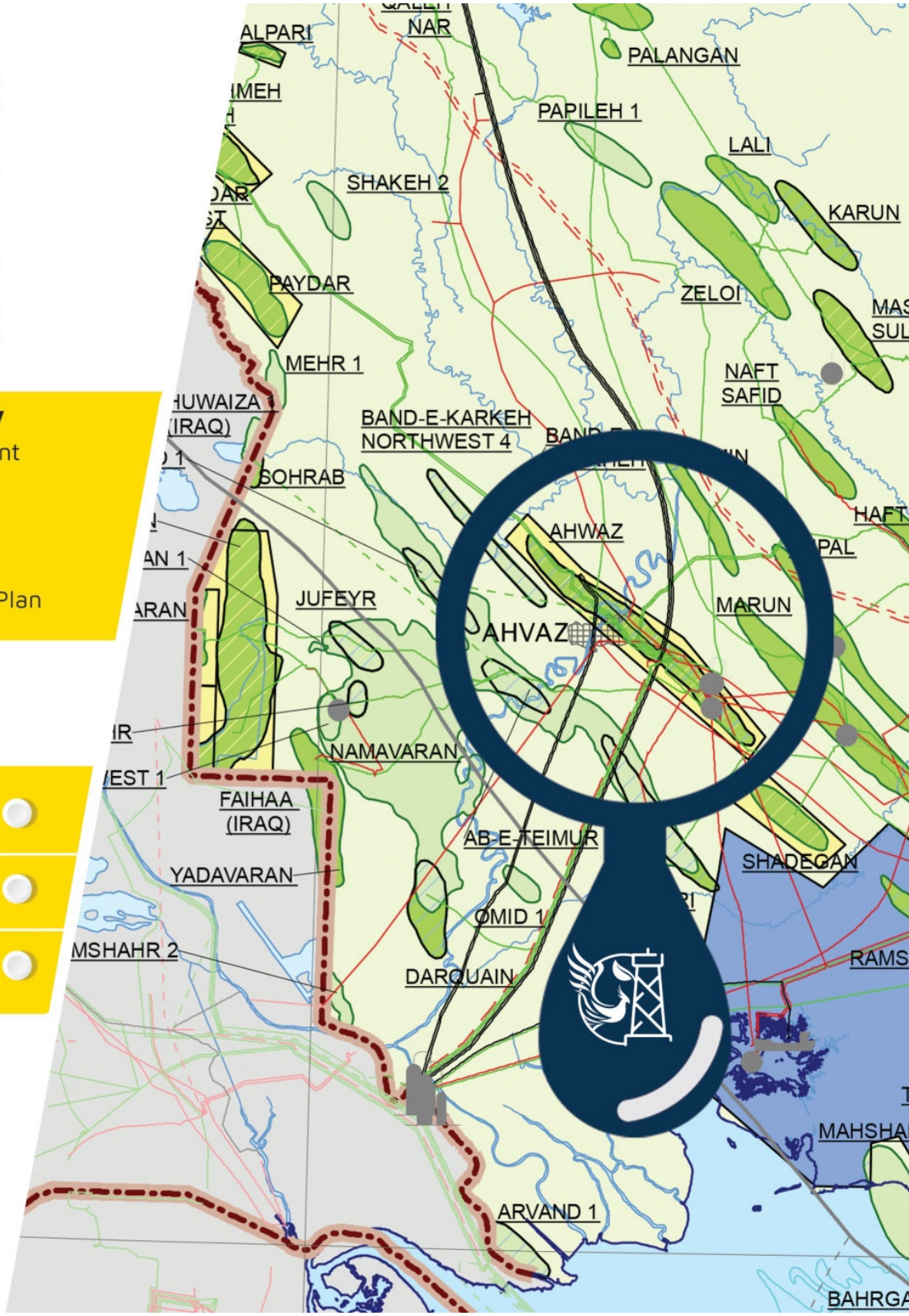
CGR (bbl/MMSCF) : 72

Project Scope of Work

- The Khami reservoir of this field was discovered in1997.
- Development Target Plan: Khami reservoir.
- 2 wells have been drilled in this field

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.



Project Category
Onshore Fields Development

Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Ahvaz Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
گازي توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان اهواز

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملي مناطق نفتخيز جنوب

محل جغرافیایی : استان خوزستان

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۲.۶

برآورد اولیه ذخیره نهایی(تریلیون فوت مکعب) : ۱.۶

میزان ترشی کاز (قسمت در میلیون) : ۱۲۰۰۰۰

نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۳۵۳

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۵۲۲

شرح کلی پروژه

- این میدان در سال ۱۳۸۵ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن فهلیان است.
- سه حلقه چاه در این میدان حفر گردیده است.

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

نوع قرارداد پیشنهادی

IPC

Project Specifications

NIOC

Company : NISOC

Location : Khuzestan Province

Capex Estimation (MMUSD) : 522

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 2.6

Reserve Initial estimation (TCF) : 1.6

H2S (ppm) : 120000

CGR (bbl/MMSCF) : 353

Project Scope of Work

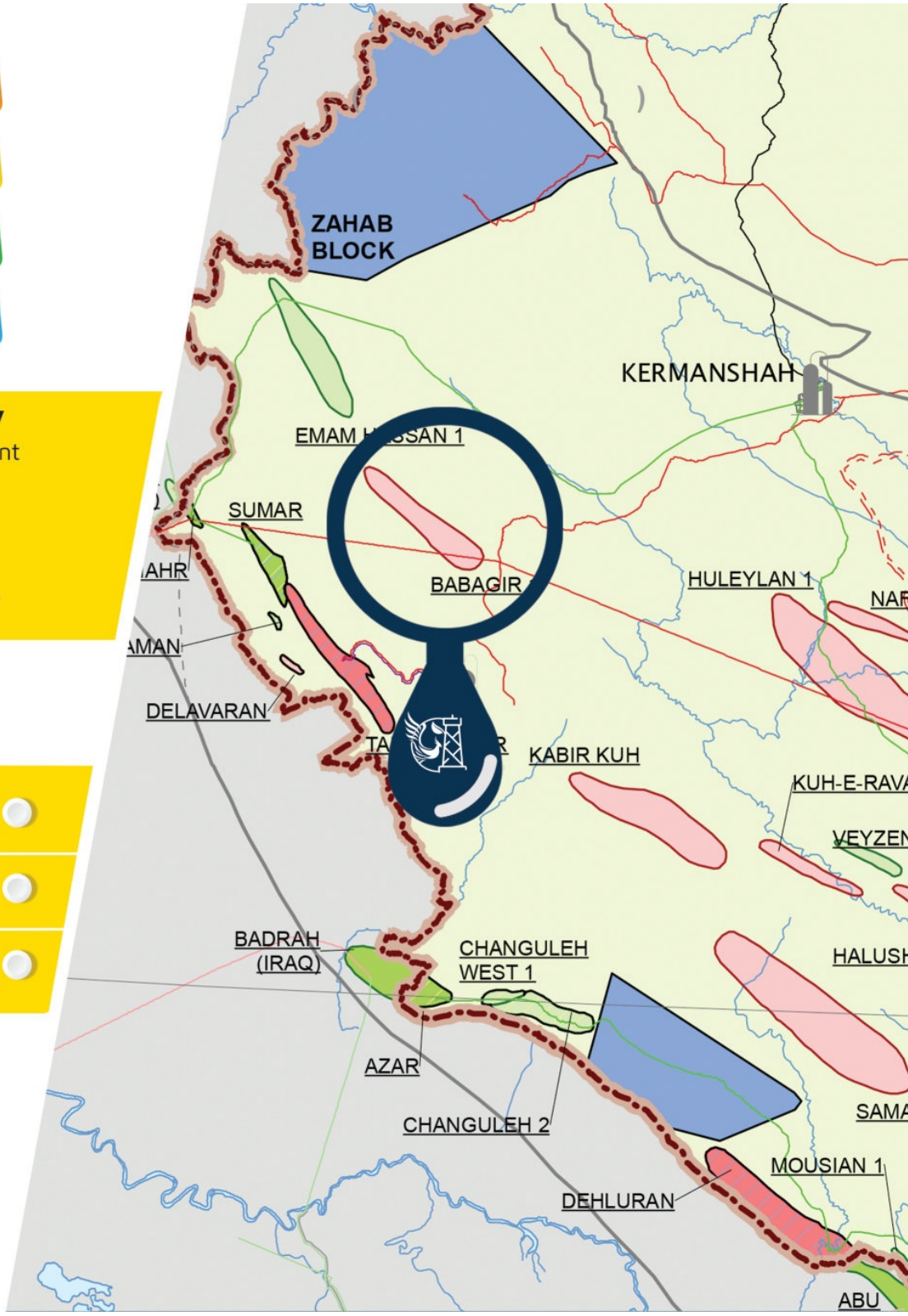
- This field was discovered in 2006.
- Development Target Plan: Fahliyan reservoir.
- 3 wells have been drilled in this field

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Type of Contract

IPC



CAPEX ESTIMATION
(MMUSD)

- >1000
- 500-1000
- 100-500
- 0-100

Project Category
Onshore Fields Development

Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Babaghir and Bistun Fields Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
گازي توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میادین باباقیر و بیستون

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

• میدان باباقیر در سال ۱۳۵۲ و بیستون در سال ۱۳۹۲ کشف شده است.
•هدف پیش‌بینی شده از توسعه میادین توسعه مخازن ایلام و آسماری است.
• دو حلقه چاه در میدان باباقیر و یک حلقه چاه در میدان بیستون حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران
محل جغرافیایی : استان کرمانشاه
حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۳.۲
برآورد اولیه ذخیره نهایی (تریلیون فوت مکعب) : ۱.۱
میزان ترشی کاز (قسمت در میلیون) : ۲۵۰۰
نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۹
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۵۵۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

نوع قرارداد پیشنهادی

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

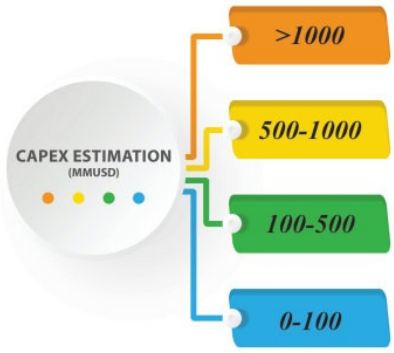
- Babaghir field was discovered in 1973 and Bistun in 2013.
- Development Target Plan: Ilam and Asmari reservoirs.
- 2 wells in Babaghir gas field and 1 well in Bistun gas field have been drilled

Company : ICOFC
Location : Kermanshah Province
Capex Estimation (MMUSD) : 550
Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 3.2
Reserve Initial estimation (TCF) : 1.1
H2S (ppm) : 2500
CGR (bbl/MMSCF) : 9

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Type of Contract



Project Category
Onshore Fields Development

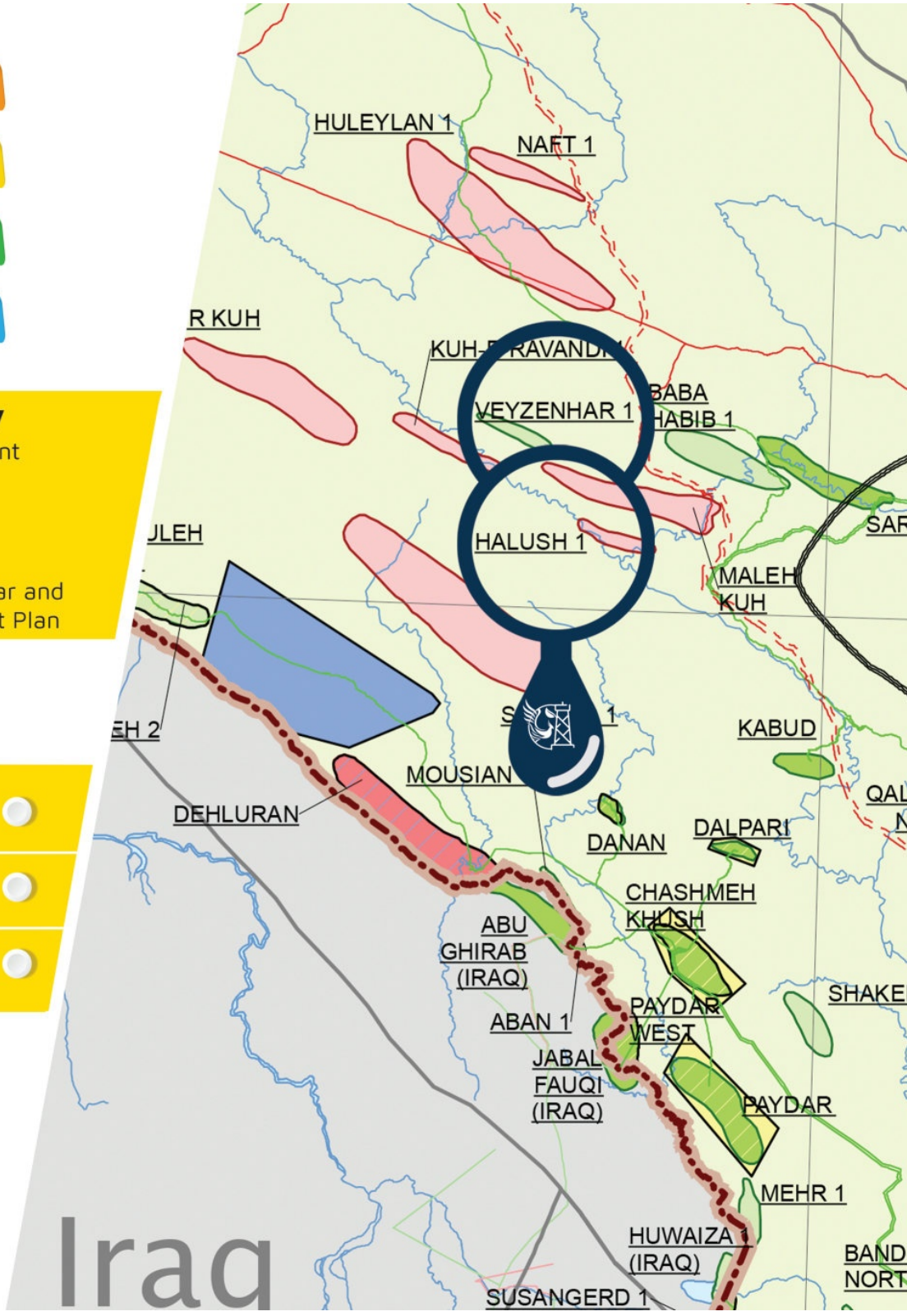
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Halush, Ravandi, Veyzenhar and Bankul Fields Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
گازي توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میادین هالوش،راوندی، ویزنهار و بانکول



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

• میدان هالوش در سال ۱۳۵۰، هالوش در سال ۱۳۹۱، ویزنهار در سال ۱۳۵۳و بانکول در سال ۱۳۹۰ کشف شده است.
•هدف پیش‌بینی شده از توسعه میادین توسعه مخازن سروک/گرو-ایلام است.
• یک حلقه چاه در میدان هالوش و یک حلقه چاه در میدان راوندی و دو حلقه چاه در میدان ویزنهار و یک حلقه چاه در میدان بانکول حفر گردیده است.

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران

محل جغرافیایی : استان لرستان

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۳

برآورد اولیه ذخیره نهایی (تریلیون فوت مکعب) : ۱.۷

میزان ترشی کاز (قسمت در میلیون) : ۱۱۳۰۰۰

نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۹

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۵۶۰

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

• The Halush field was discovered in 1971, Ravandi in 2012, Veyzenhar in 1974, and Bankul in 2011.
• Development Target Plan: Sarvak-Garau and llam reservoirs.
• 1 well in Halush oil field, 1 wells in Ravandi oil field, 2 wells in Veyzenhar gas field and 1 wells in Bankul gas field have been drilled

Company : ICOFC

Location : Lorestan Province

Capex Estimation (MMUSD) : 560

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 3

Reserve Initial estimation (TCF) : 1.7

H2S (ppm) : 113000

CGR (bbl/MMSCF) : 9

Main Keys of Contract

• Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
• Recovery of all the investor cost oil during the contract period
• Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
• Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
•Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Project Category
Onshore Fields Development

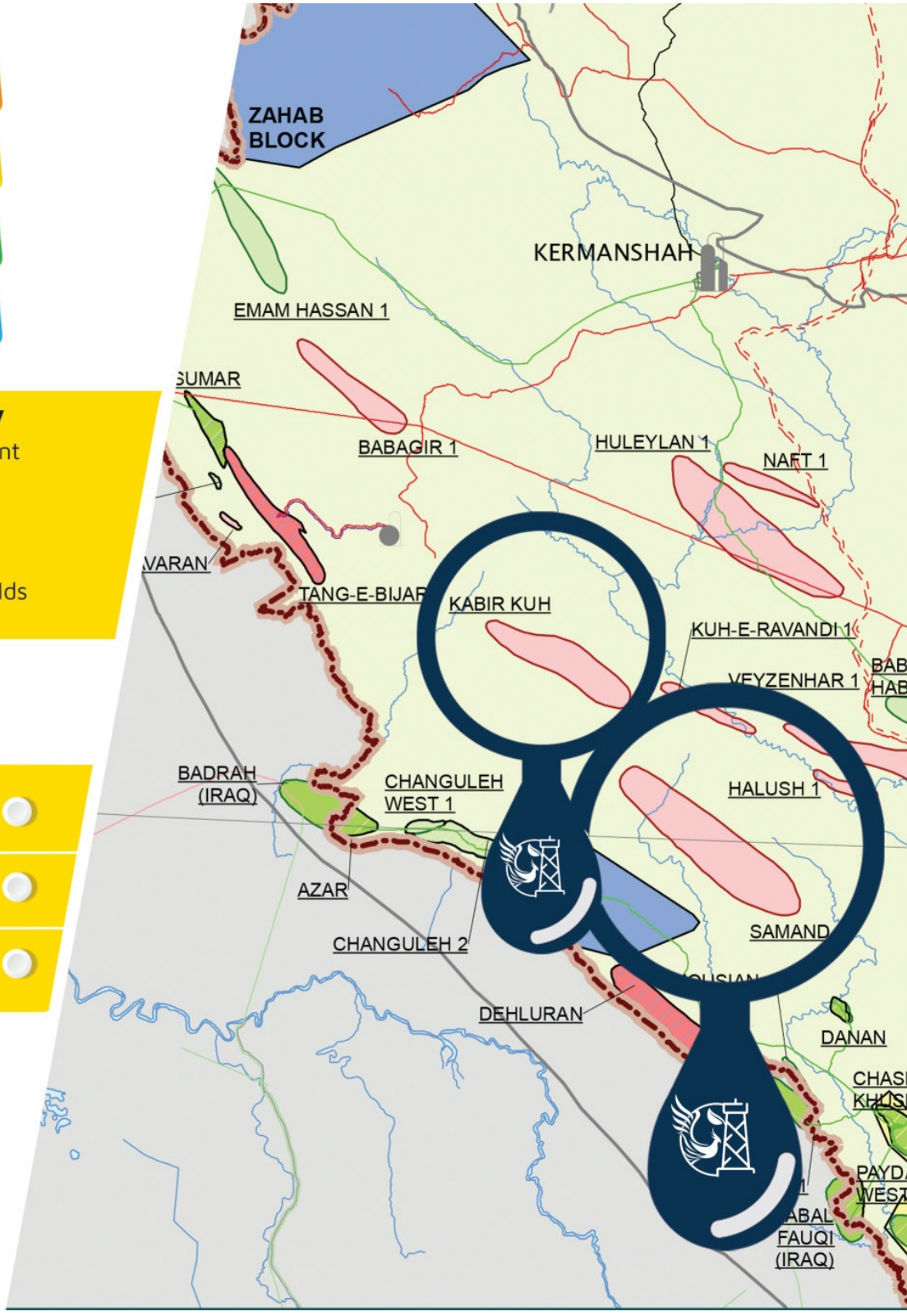
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Kabir kuh and Samand Fields Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
گازي توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میادین کبیرکوه و سمند



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

• میدان کبیرکوه در سال ۱۳۵۲ و سمند ۱۳۵۶ کشف شده است.
•هدف پیش‌بینی شده از توسعه میادین توسعه مخازن دهرم–پری یرمیان–دالان بالایی است.
• یک حلقه چاه در میدان کبیر کوه و دو حلقه چاه در میدان سمند حفر شده سات.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران

محل جغرافیایی : استان ایلام

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۲۳

برآورد اولیه ذخیره نهایی (تریلیون فوت مکعب) : ۶.۵

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۷۸۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

• Kabir Kuh field was discovered in 1973 and Samand in 1977.
• Development Target Plan: Dehram
• , Upper Dalan Reservoir.
• 1 well in Kabir kuh gas field and 1 well in Samand gas field have been drilled

Company : ICOFC

Location : ILAM Province

Capex Estimation (MMUSD) : 780

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 23

Reserve Initial estimation (TCF) : 6.5

Main Keys of Contract

• Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
• Recovery of all the investor cost oil during the contract period
• Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
• Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
•Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Project Category
Onshore Fields Development

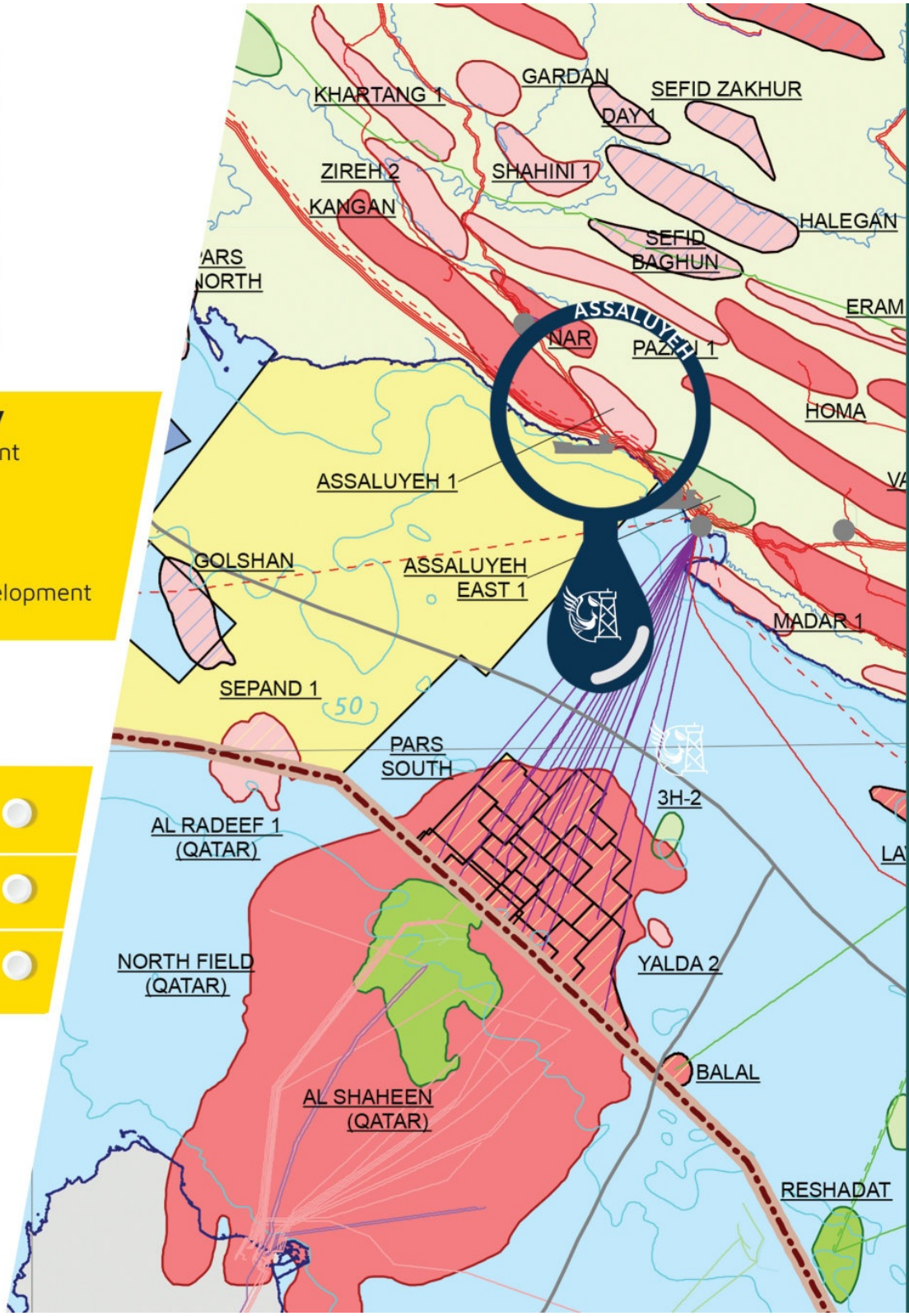
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
West Assaluyeh Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
گازی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان عسلویه غربی



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران

محل جغرافیایی : استان بوشهر

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۹.۴

برآورد اولیه ذخیره نهایی (تریلیون فوت مکعب) : ۵.۷

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۷۹۵

شرح کلی پروژه

- این میدان در سال ۱۳۶۶ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میادین توسعه مخازن کنگان و دالان است.
- یک حلقه چاه در این میدان حفر شده است.

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

نوع قرارداد پیشنهادی

IPC

Project Specifications

NIOC

Company : ICOFC

Location : Bushehr Province

Capex Estimation (MMUSD) : 795

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 9.4

Reserve Initial estimation (TCF) : 5.7

Project Scope of Work

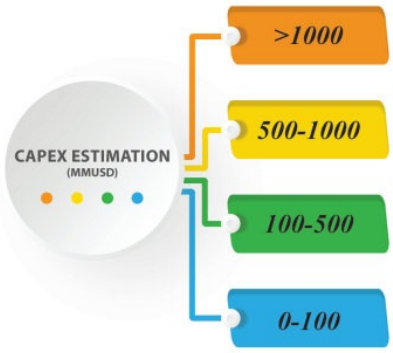
- This field was discovered in 1987.
- Development Target Plan: Kangan and Dalan reservoirs.
- 1 well has been drilled in this field

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Type of Contract

IPC



Project Category
Onshore Fields Development

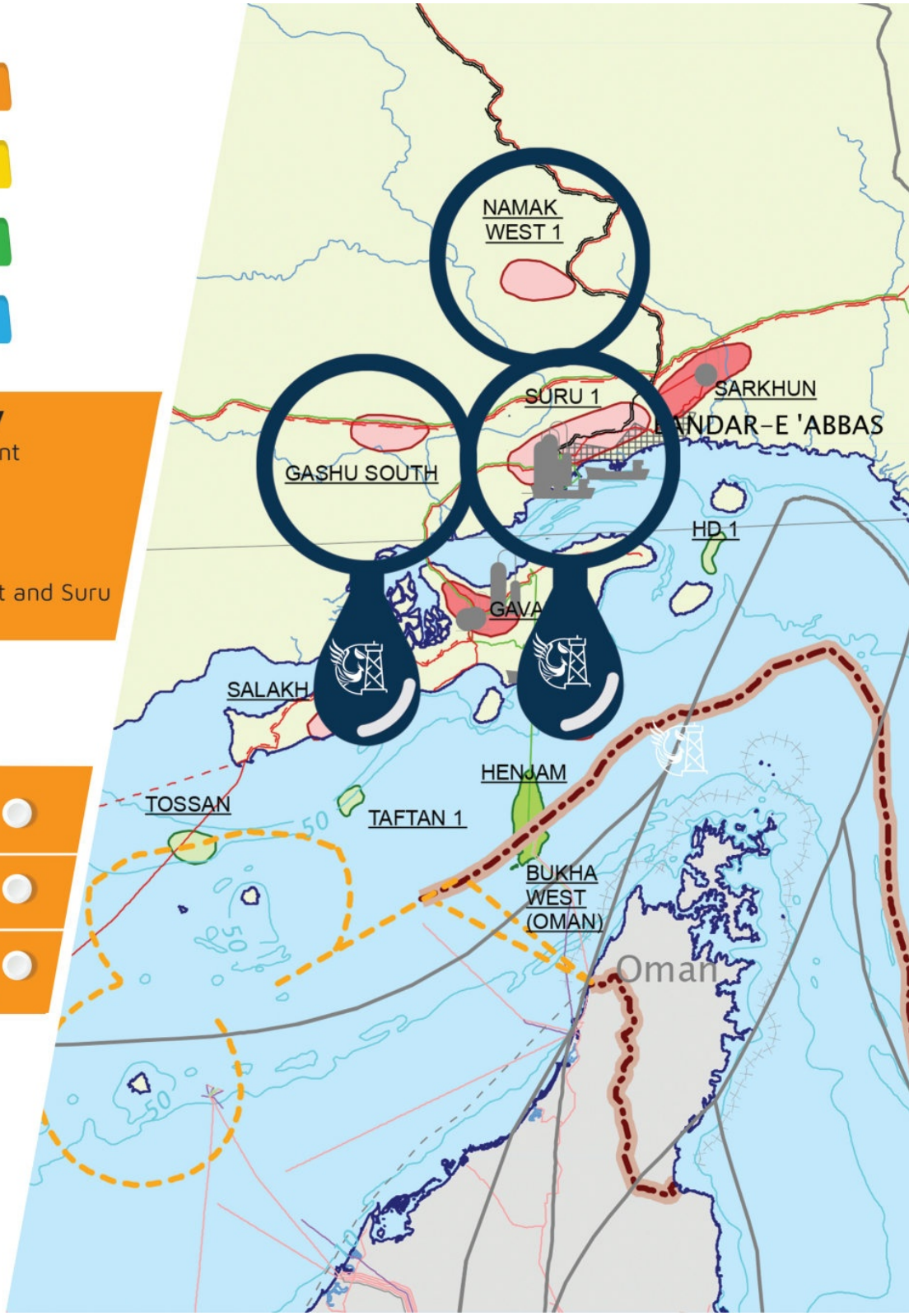
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Gashu South, Namak West and Suru fields Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
گازی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میادین گشوی جنوبی، نمک غربی و سورو



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

• میدان گشوی جنوبی در سال ۱۳۵۵، نمک غرب و سورو در سال ۱۳۵۲ کشف شده است.
•هدف پیش‌بینی شده از توسعه میادین توسعه مخزن آسماری-پابده-سروک-خامی-جهرم‌است.
• ۲۴ حلقه چاه در میدان گشوی جنوبی و ۳ حلقه چاه در میدان نمک غربی و ۲ حلقه چاه در میدان سورو حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران
محل جغرافیایی : استان هرمزگان
حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۶
برآورد اولیه ذخیره نهایی (تریلیون فوت مکعب) : ۴.۷
میزان ترشی کاز (قسمت در میلیون) : ۵۸۰۰۰
نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۲۶
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۳۰۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

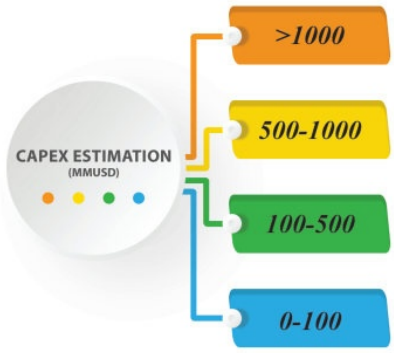
Project Scope of Work

• The Gashu South field was discovered in 1976, and Namak West and Suru were discovered in 1973.
• Development Target Plan: Asmari, Pabdeh, Sarvak, Khami and Jahrom reservoirs.
• 24 wells in Gashu South gas field, 3 wells in Namak West gas field and 1 well in Suru gas field have been drilled

Company : ICOFC
Location : Hormozgan Province
Capex Estimation (MMUSD) : 1300
Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 6
Reserve Initial estimation(TCF) : 4.7
H2S (ppm) : 58000
CGR (bbl/MMSCF) : 26

Main Keys of Contract

• Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
• Recovery of all the investor cost oil during the contract period
• Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
• Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
•Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.



Project Category
Onshore Fields Development

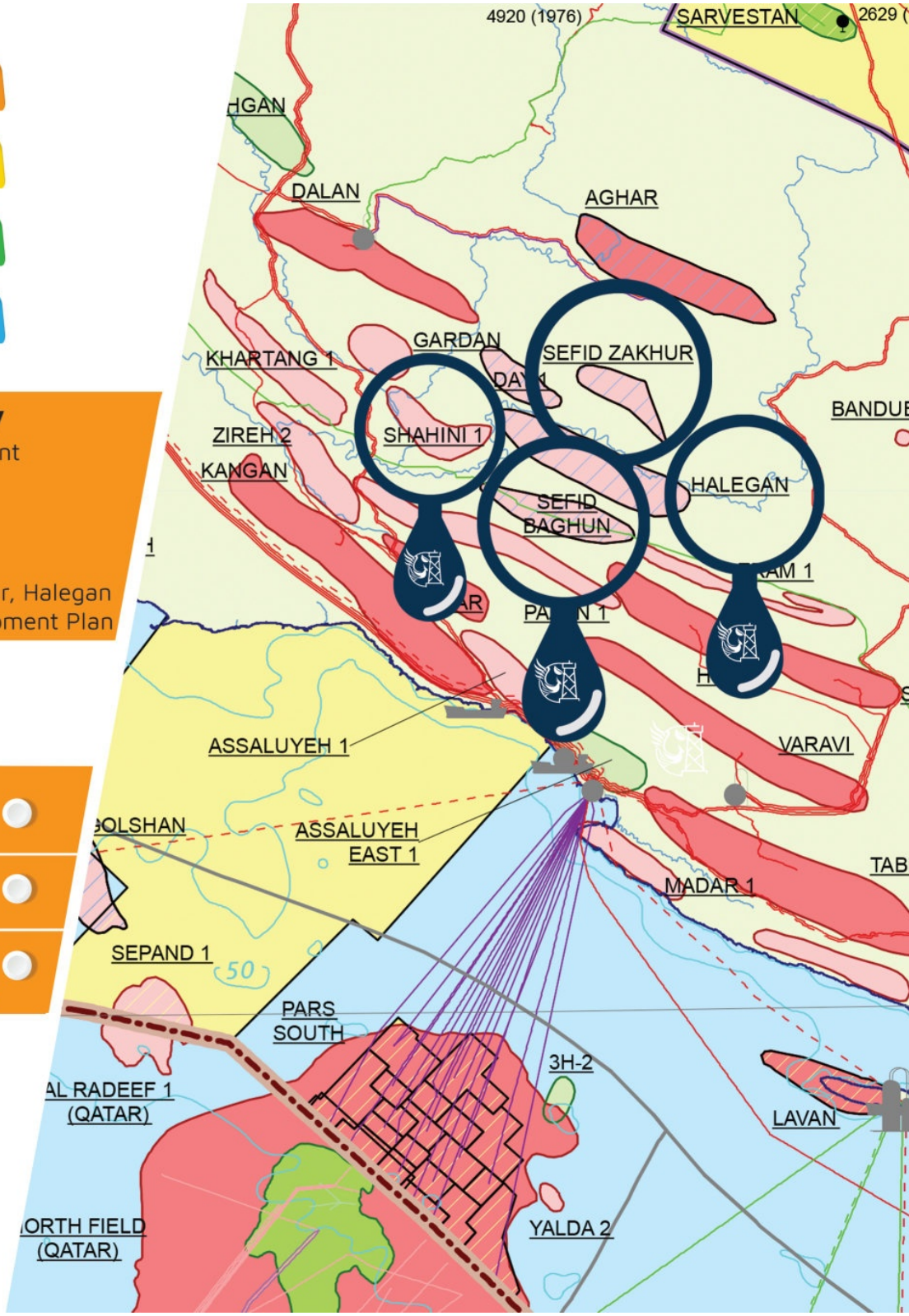
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Sefid Baghun, Sefid Zakhur, Halegan and Shahini Fields Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
گازی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میادین سفید باغون، سفید زاخور، هالگان و شاهینی



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

• میدان سفید باغون در سال ۱۳۸۸، سفید زاخور در سال ۱۳۸۶، هالگان و شاهینی در سال ۱۴۰۲ کشف شده است.
•هدف پیش‌بینی شده از توسعه میادین توسعه مخزن دهرم است.
• یک حلقه چاه در میدان سفید باغون و ۴ حلقه چاه در میدان سفید زاخور و یک حلقه چاه در میدان هالگان و یک حلقه چاه در میدان شاهینی حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران
محل جغرافیایی : استان فارس
حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۳۰
برآورد اولیه ذخیره نهایی (تریلیون فوت مکعب) : ۲۰
نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۷۵
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۷۴۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

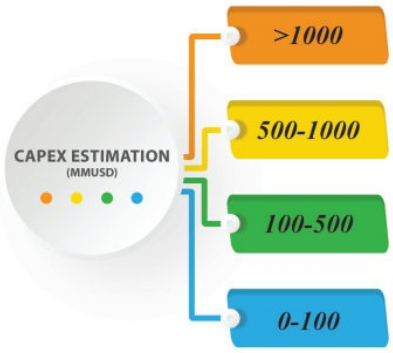
Project Scope of Work

• Sefid Baghun field was discovered in 2009, Sefid Zakhur in 2007, and Halegan in 2005 and Shahini in 2023.
• Development Target Plan: Dehram reservoir.
• 1 well in Sefid Baghun gas field, 4 wells in Sefid Zakhur gas field, 1 well in Halegan gas field and 1 well in Shahini gas field have been drilled

Company : ICOFC
Location : Fars Province
Capex Estimation (MMUSD) : 1740
Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 30
Reserve Initial estimation (TCF) : 20
CGR (bbl/MMSCF) : 75

Main Keys of Contract

• Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
• Recovery of all the investor cost oil during the contract period
• Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
• Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
•Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.



Project Category
Onshore Fields Development

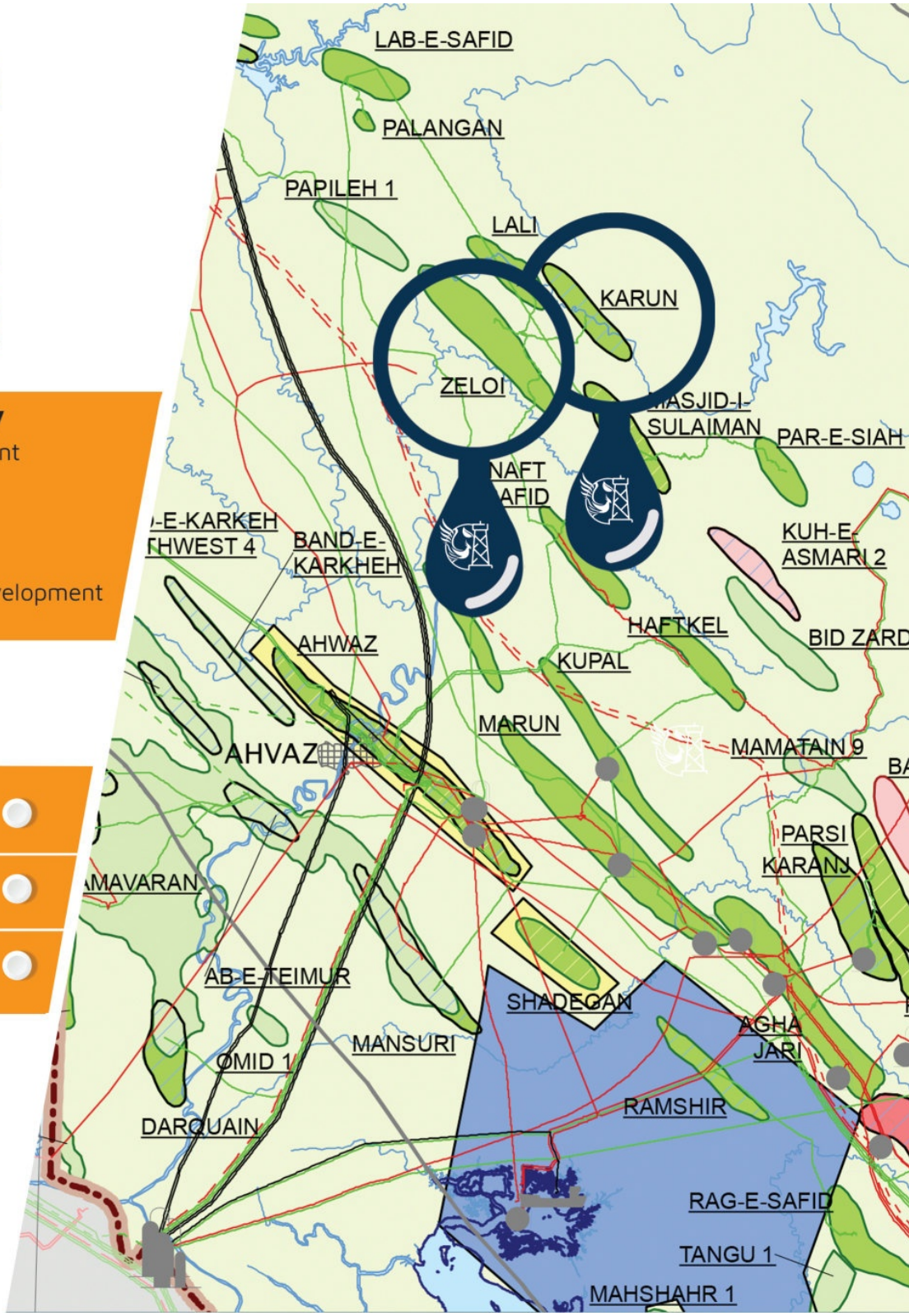
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Zeloi and Karun Fields Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
گازی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میادین زیلایی و کارون



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

• میدان زیلایی در سال ۱۳۵۵و کارون در سال ۱۳۴۹ کشف شده است.
•هدف پیش‌بینی شده از توسعه میادین توسعه مخازن بنگستان‌است.
• یک حلقه چاه در میدان زیلایی حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب
محل جغرافیایی : استان خوزستان
حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۴
برآورد اولیه ذخیره نهایی (تریلیون فوت مکعب) : ۲.۱
میزان ترشی کاز (قسمت در میلیون) : ۸۶۰۰
نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۱۱۶
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۷۶۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

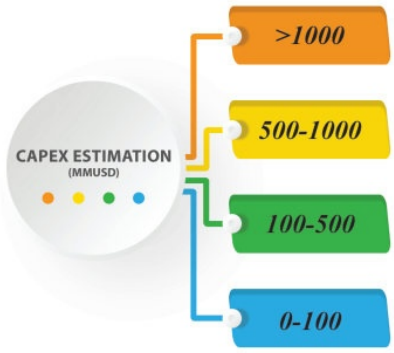
Project Scope of Work

- Zeloi field was discovered in 1976 and Karun in 1970.
- Development Target Plan: Bangestan reservoirs.
- 1 well has been drilled in this field

Company : NISOC
Location : Khuzestan Province
Capex Estimation (MMUSD) : 1760
Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 4
Reserve (TCF) : 2.1
H2S (ppm) : 8600
CGR (bbl/MMSCF) : 116

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.



Project Category
Onshore Fields Development

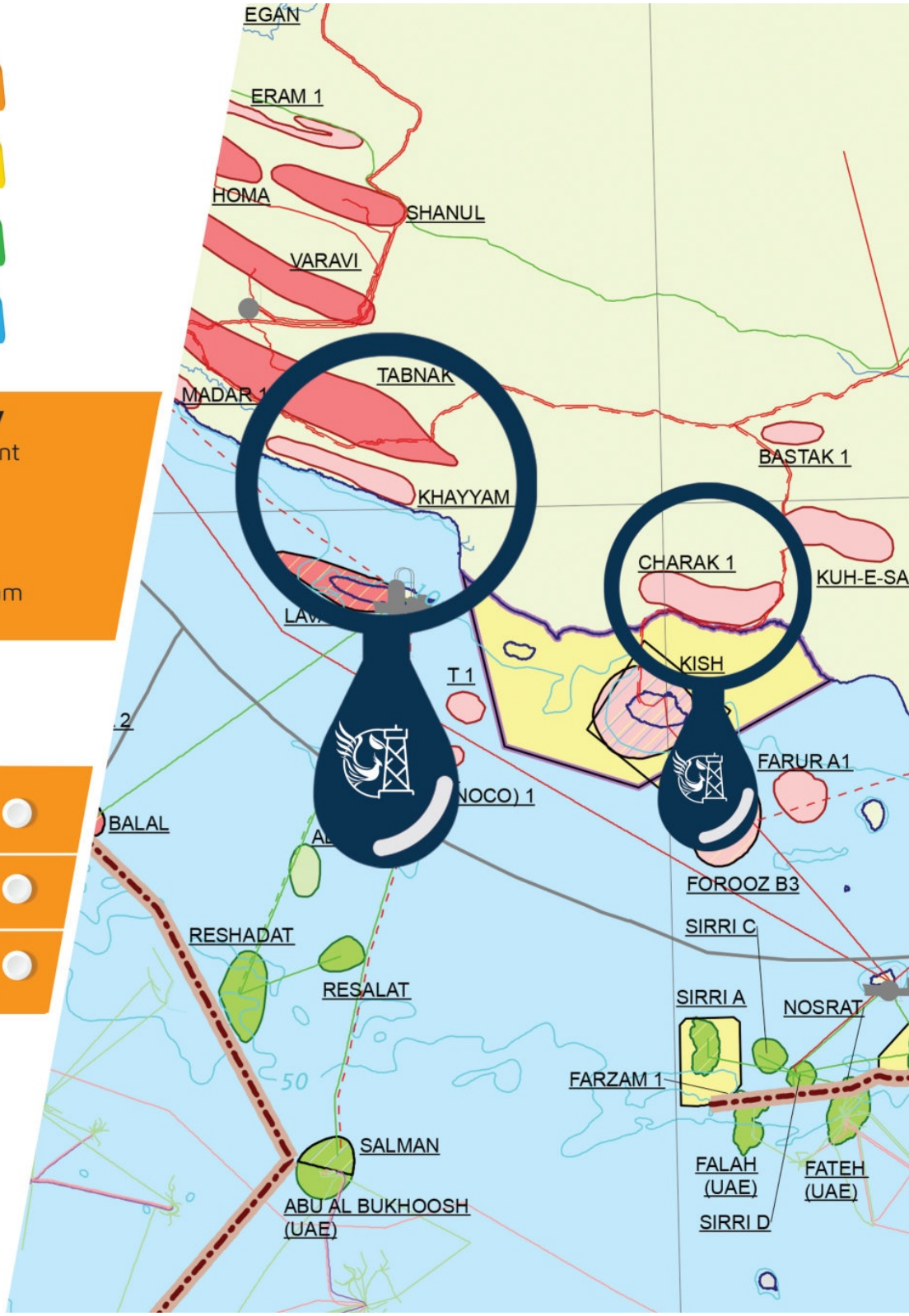
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Safid , Charak and Khayyam Fields Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
گازی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میادین سفید، چارك و خیام



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

• میدان سفید در سال ۱۳۹۴، چارک در سال ۱۳۹۵ و خیام در سال ۱۳۸۹ کشف شده است.
•هدف پیش‌بینی شده از توسعه میادین توسعه مخازن دهرم-دشتک است.
• یک حلقه چاه در میدان سفید و یک حلقه چاه در میدان چارک و یک حلقه چاه در میدان خیام حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران
محل جغرافیایی : استان هرمزگان
حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۲۱
برآورد اولیه ذخیره نهایی (تریلیون فوت مکعب) : ۱۵
میزان ترشی کاز (قسمت در میلیون) : ۵۲۰۰
نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۱۰
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۲۵۴۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

• Safid field was discovered in 2015, Charak in 2016, and Khayyam in 2010.
• Development Target Plan: Dehram and Dashtak reservoirs.
• 1 well in Safid gas field, 1 well in Charak gas field, and 1 well in Khayyam gas field have been drilled

Company : ICOFC
Location : Hormozgan Province
Capex Estimation (MMUSD) : 2540
Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 21
Reserve Initial estimation (TCF) : 15
H2S (ppm) : 5200
CGR (bbl/MMSCF) : 10

Main Keys of Contract

• Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
• Recovery of all the investor cost oil during the contract period
• Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
• Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
•Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

فاز تکمیلی میدان گازی خشکی توسعه یافته

NIOC

طرح توسعه میدان مارون

COMPLEMENTARY PHASE DEVELOPED ONSHORE GAS FIELD

NIOC

Marun Field Development Plan

Project Category
Onshore Fields Development

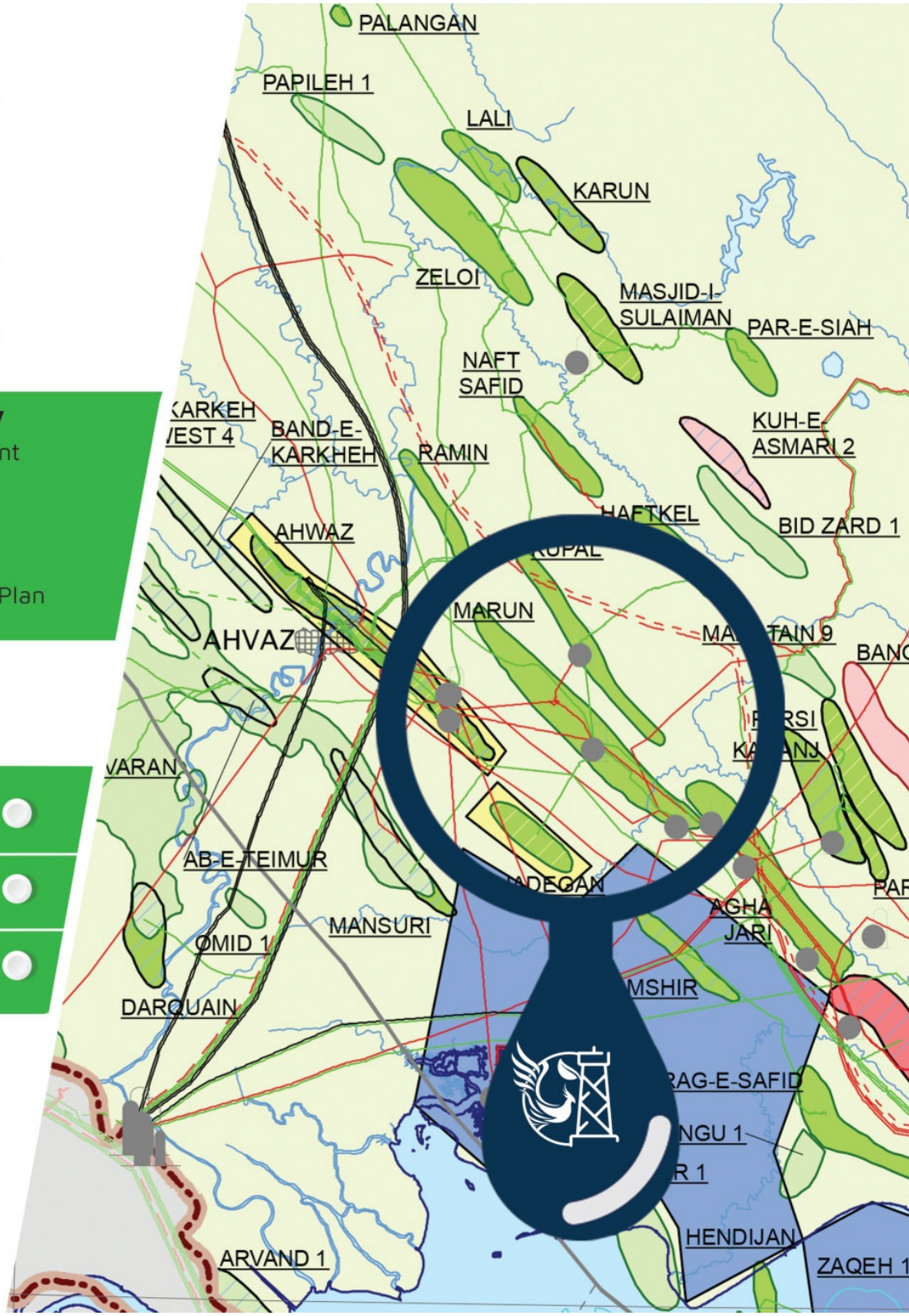
Type of Field
Developed Gas Field

Project Title
Marun Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین خشکی

نوع میدان
گازی توسعه یافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان مارون



فاز تکمیلی میدان گازی خشکی توسعه یافته

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- این میدان در سال ۱۳۵۶ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میادین توسعه مخزن خامی است.
- ۶۳ حلقه چاه در این میدان حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب
محل جغرافیایی : استان خوزستان
حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۴.۴
برآورد اولیه ذخیره نهایی(تریلیون فوت مکعب) : ۲.۲
تولید انباشتی میدان (تریلیون فوت مکعب) : ۰.۳
نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۱۵۰
تولید کنونی (میلیون فوت مکعب در روز) : ۴۰
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۴۴۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

COMPLEMENTARY PHASE
DEVELOPED ONSHORE GAS FIELD

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- This field was discovered in 1977.
- Development target plan: Dehram and Dashtak reservoirs.
- 63 wells have been drilled in this field

Company : NISOC
Location : Khuzestan Province
Capex Estimation (MMUSD) : 440
Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 4.4
Reserve (TCF) : 2.2
Cumulative Field Production (CFP) (Trillion Cubic Feet) TCF : 0.3
Current production (MMcf/d) : 40
CGR (bbl/MMSCF) : 150

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

میادین گازی دریایی توسعه نیافته

NIOC

طرح توسعه میدان سلخ
طرح توسعه میدان هرمز آ
طرح توسعه میدان ایران دهر
طرح توسعه میدان هامون
طرح توسعه لایه گازي میدان بهرگانسر
طرح توسعه میدان فروز آ و ب
طرح توسعه میدان لاوان
طرح توسعه میدان گلشن و فردوسی
طرح توسعه میدان کیش
طرح توسعه میدان پارس شمالی
طرح توسعه میدان آرش
طرح توسعه میدان رشادت

UNDEVELOPED OFFSHORE GAS FIELDS

NIOC

Salakh Field Development Plan
Hormoz (A) Field Development Plan
Iran Dahr Fields Development Plan
Hamun Field Development Plan
The Gas Layer of the Bahrgansar Field Development Plan
Foroz (A) and (B) Fields Development Plan
Lavan Field Development Plan
Golshan and Ferdowsi Fields Development Plan
Kish Field Development Plan
North Pars Field Development Plan
Arash Field Development Plan
Reshadat Field Development Plan

Project Category
Offshore Fields Development

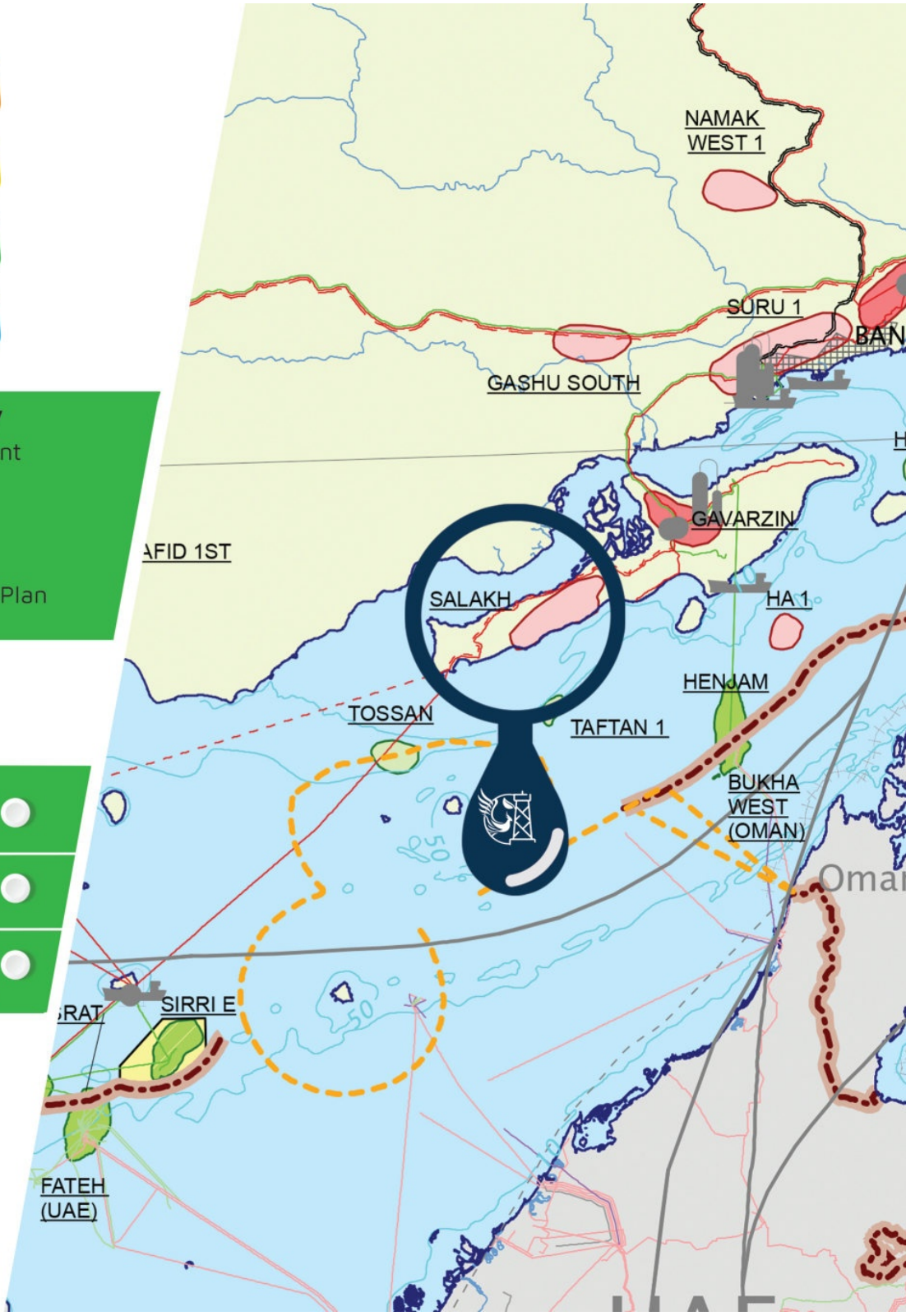
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Salakh Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
گازی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان سلخ



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- این میدان در سال ۱۳۴۱ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن خامی-بنگستان است.
- پنج حلقه چاه در این میدان حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران

محل جغرافیایی : خلیج فارس

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۲.۶

برآورد اولیه ذخیره نهایی (تریلیون فوت مکعب) : ۱.۹

میزان ترشی گاز (قسمت در میلیون) : ۲۷۰۰۰

نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۱۱

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۵۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌هاي كاري
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

نوع قرارداد پیشنهادی

EPDF/EPCF

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- This field was discovered in1962.
- Development Target Plan: Khami and Bangestan reservoirs.
- 5 wells have been drilled in this field

Company : IOOC

Location : Persian Gulf

Capex Estimation (MMUSD) : 150

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 2.6

Reserve Initial estimation (TCF) : 1.9

H2S (ppm) : 27000

CGR (bbl/MMSCF) : 11

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

Type of Contract

EPDF/EPCF

CAPEX ESTIMATION
(MMUSD)

- >1000
- 500-1000
- 100-500
- 0-100

Project Category
Offshore Fields Development

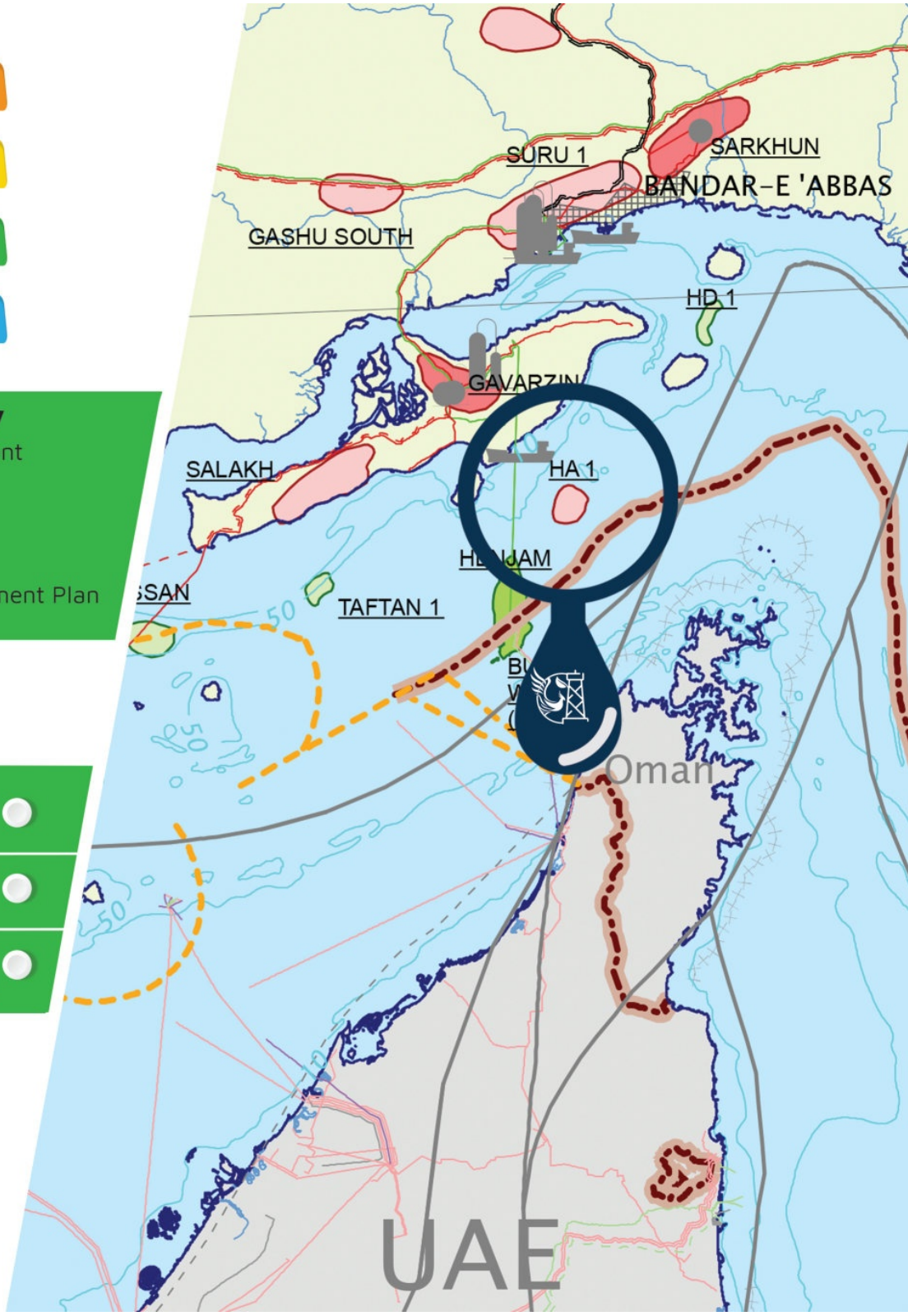
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Hormoz (A) Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
گازی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان هرمز آ



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- این میدان در سال ۱۳۵۵ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن ایلام-سروک و آسماری است.
- یک حلقه چاه در این میدان حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران

محل جغرافیایی : خلیج فارس

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۰.۷

برآورد اولیه ذخیره نهایی(تریلیون فوت مکعب) : ۰.۵

نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۵۰

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۲۰۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌هاي كاري
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

نوع قرارداد پیشنهادی
EPDF/EPCF

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- This field was discovered in 1976.
- Development Target Plan: Khami and Bangestan reservoirs.
- 1 well has been drilled in this field

Company : IOOC

Location : Persian Gulf

Capex Estimation (MMUSD) : 200

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 0.7

Reserve Initial estimation (TCF) : 0.5

CGR (bbl/MMSCF) : 50

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

Type of Contract
EPDF/EPCF

Project Category
Offshore Fields Development

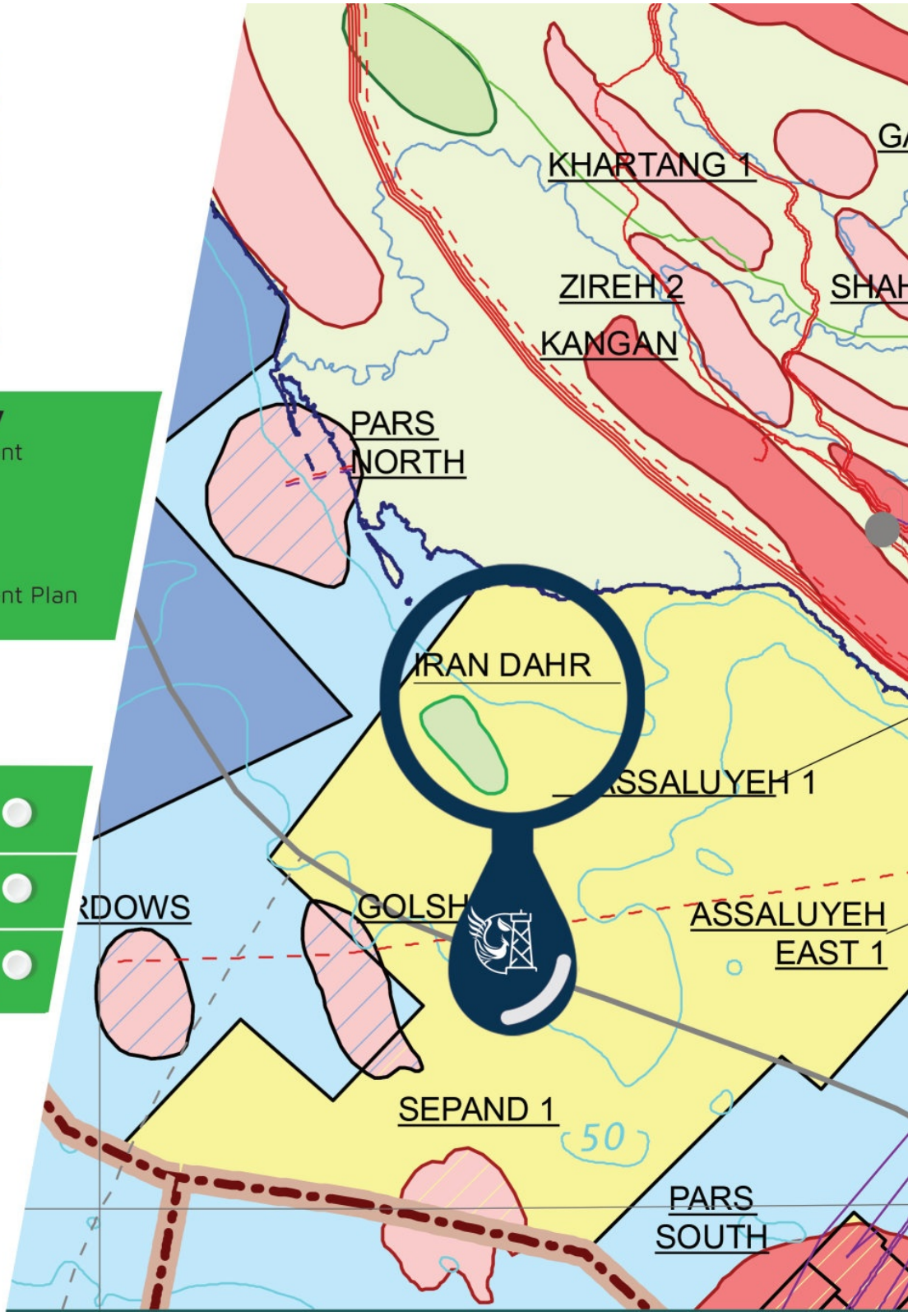
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Iran Dahr Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
گازی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان ایران دهر



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران

محل جغرافیایی : خلیج فارس

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۰.۹

برآورد اولیه ذخیره نهایی (تریلیون فوت مکعب) : ۰.۷

نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۹۱

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۲۵۰

شرح کلی پروژه

- این میدان در سال ۱۳۴۴ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن کنگان و دالان است.
- دو حلقه چاه در این میدان حفر شده است.

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

Company : IOOC

Location : Persian Gulf

Capex Estimation (MMUSD) : 250

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 0.9

Reserve Initial estimation (TCF) : 0.7

CGR (bbl/MMSCF) : 91

Project Scope of Work

- This field was discovered in 1965.
- Development Target Plan: Kangan and Dalan reservoirs.
- 2 wells have been drilled in this field

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Project Category
Offshore Fields Development

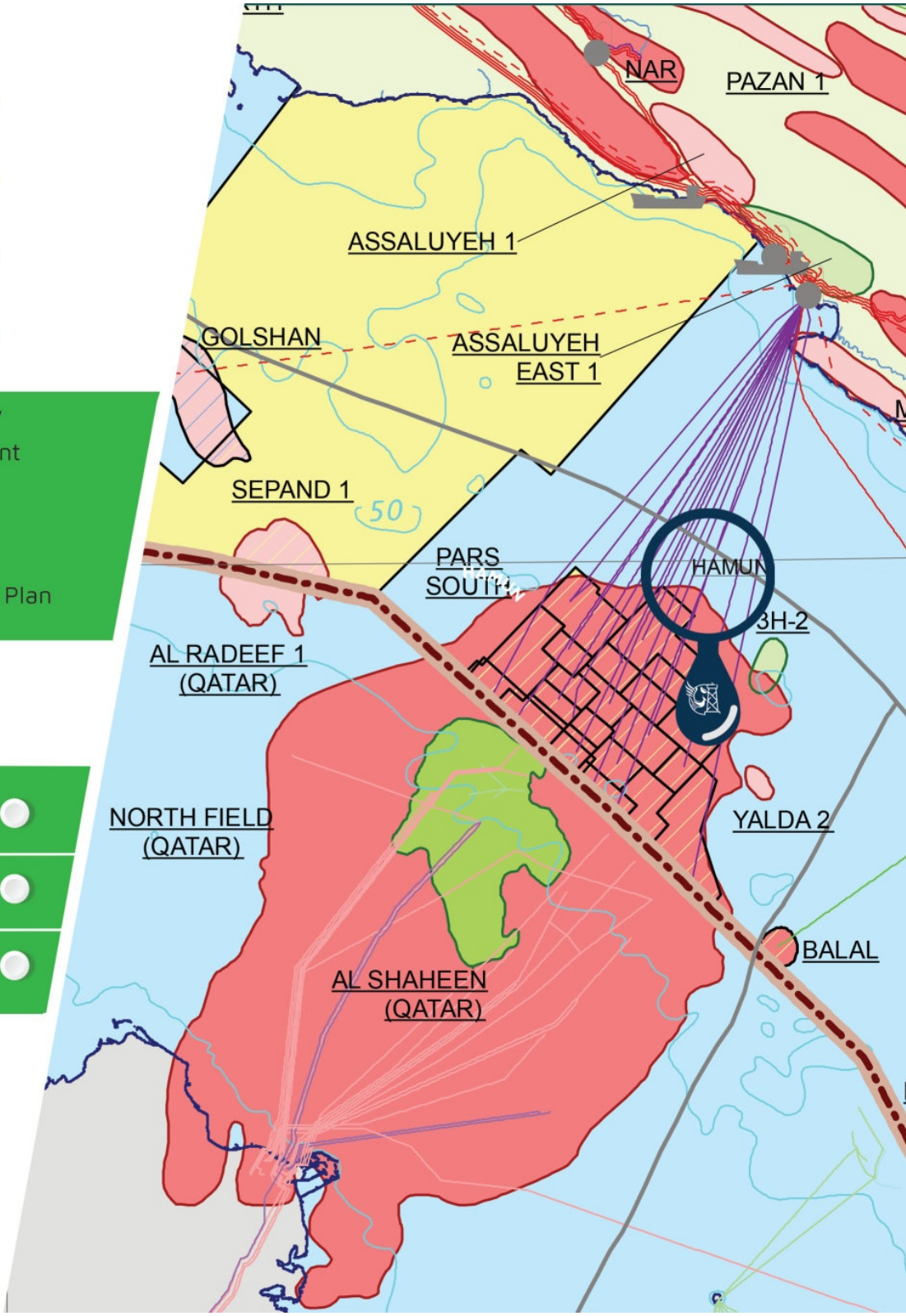
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Hamun Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
گازی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان هامون



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- این میدان در سال ۱۳۵۳ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن کنگان و دالان است.
- یک حلقه چاه در این میدان حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران

محل جغرافیایی : خلیج فارس

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۲.۳

برآورد اولیه ذخیره نهایی(تریلیون فوت مکعب) : ۱.۶

نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۹۱

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۴۰۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- This field was discovered in 1974.
- Development Target Plan: Kangan and Dalan reservoirs.
- 1 well has been drilled in this field

Company : IOOC

Location : Persian Gulf

Capex Estimation (MMUSD) : 400

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 2.3

Reserve Initial estimation (TCF) : 1.6

CGR (bbl/MMSCF) : 91

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Project Category
Offshore Fields Development

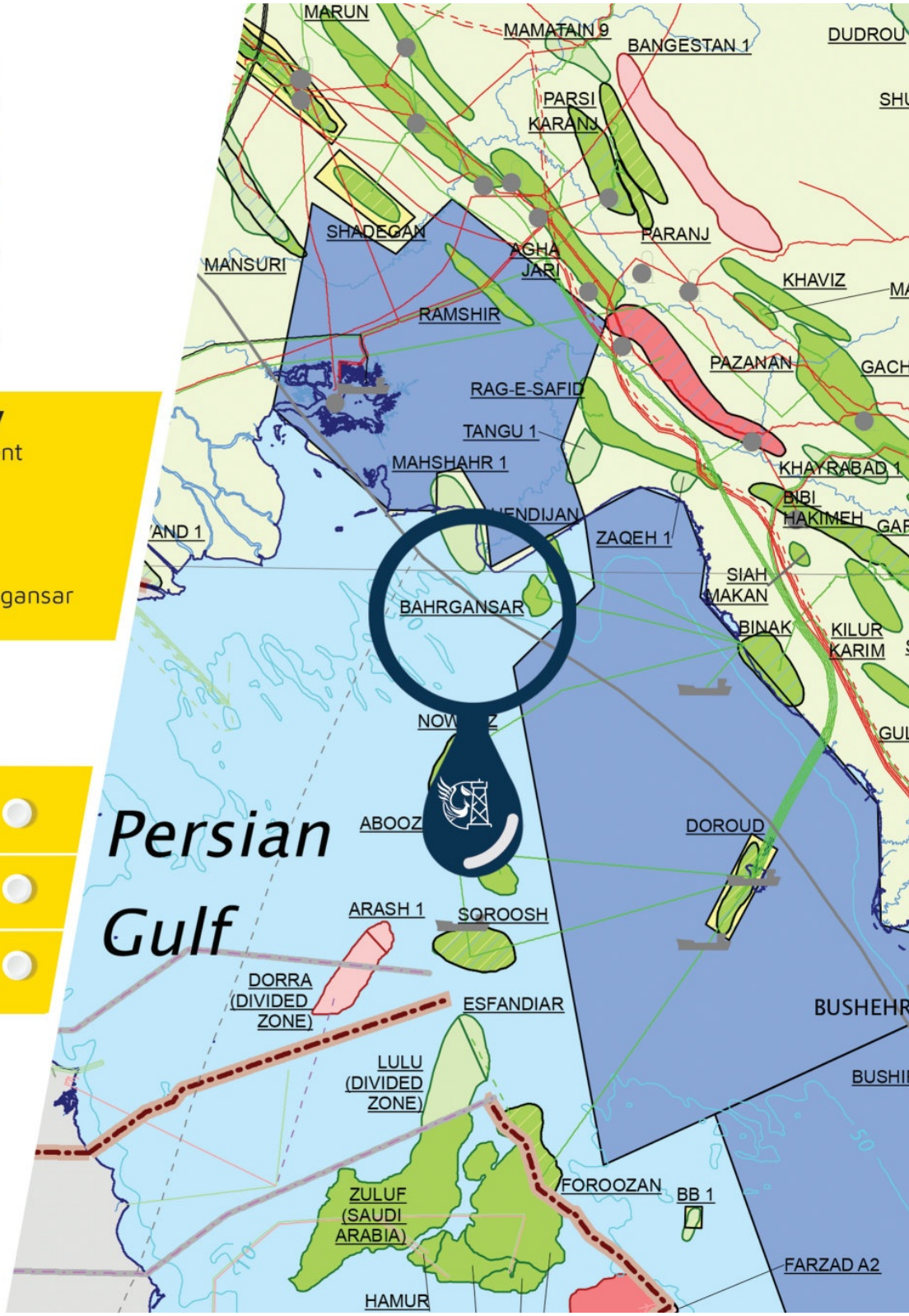
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
The Gas Layer of the Bahrgansar Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
گازی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه لایه گازی میدان بهرگانسر



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- این میدان در سال ۱۳۳۸ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن غار است.
- یک حلقه چاه در این میدان حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران

محل جغرافیایی : خلیج فارس

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۱.۵

برآورد اولیه ذخیره نهایی (تریلیون فوت مکعب) : ۱.۱

نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۳۳

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۶۰۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

نوع قرارداد پیشنهادی

IPC

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- This field was discovered in 1959.
- Development Target Plan: Kangan and Dalan reservoirs.
- 1 well has been drilled in this field

Company : IOOC

Location : Persian Gulf

Capex Estimation (MMUSD) : 600

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 1.5

Reserve Initial estimation (TCF) : 1.1

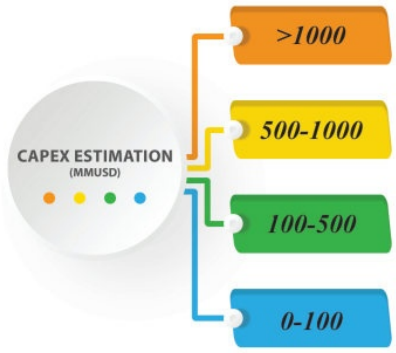
CGR (bbl/MMSCF) : 33

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Type of Contract

IPC



Project Category
Offshore Fields Development

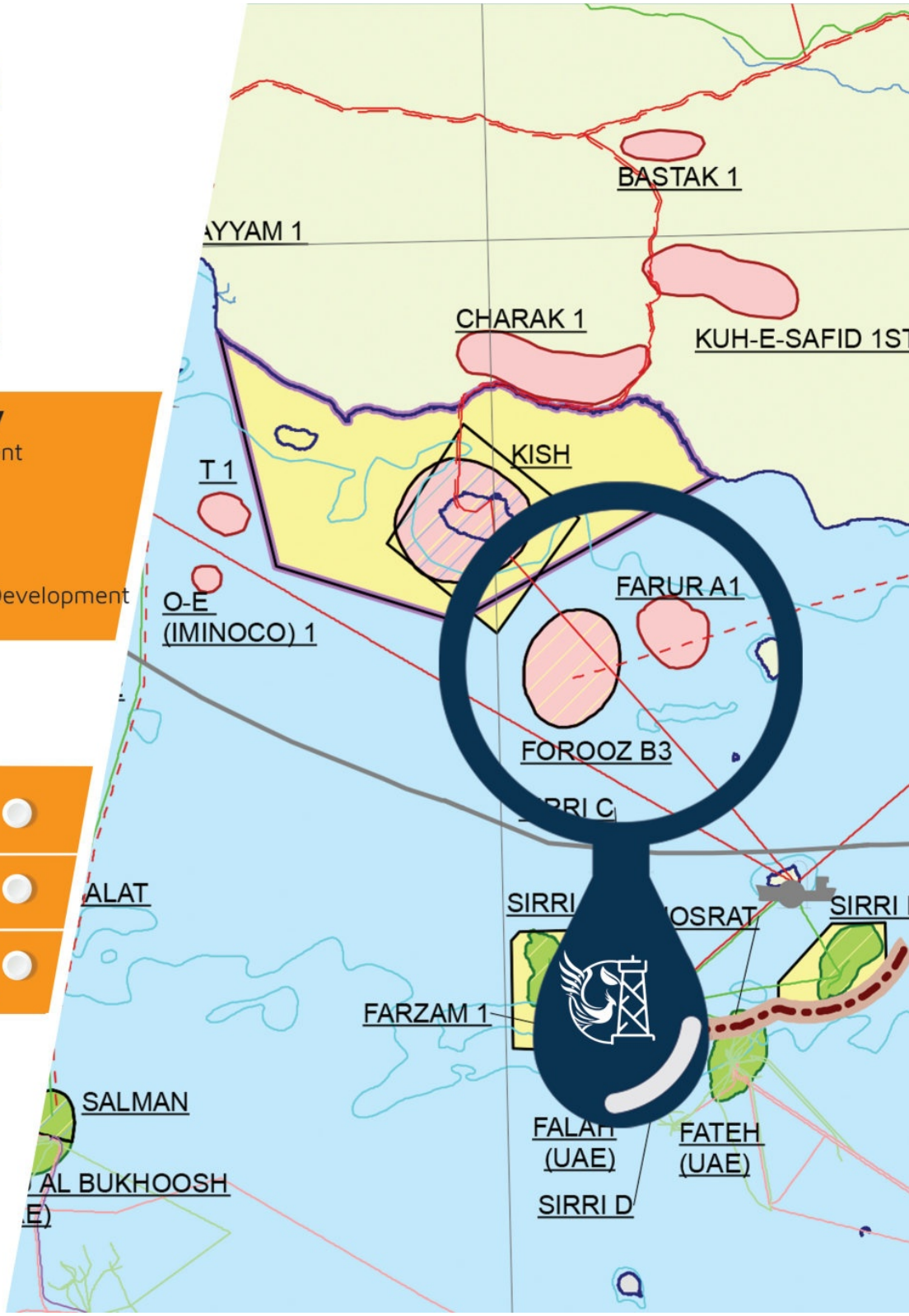
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Forooz (A) and (B) Fields Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
گازی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میادین فروز آ و ب



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- این میادین در سال ۱۳۴۵ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن کنگان، دالان و آسماری است.
- دو حلقه چاه در میدان فروز آ حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران

محل جغرافیایی : خلیج فارس

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۳۰.۴

برآورد اولیه ذخیره نهایی (تریلیون فوت مکعب) : ۲۵.۱

میزان ترشی گاز (قسمت در میلیون) : ۱۲۰۰۰

نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۵۰

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۳۳۹۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

نوع قرارداد پیشنهادی

IPC

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- This fields was discovered in 1966.
- Development Target Plan: Kangan, Dalan and Asmari reservoirs.
- 2 wells have been drilled in forooz A gas field

Company : IOOC

Location : Persian Gulf

Capex Estimation (MMUSD) : 3390

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 30.4

Reserve Initial estimation (TCF) : 25.1

H2S (ppm) : 12000

CGR (bbl/MMSCF) : 50

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Type of Contract

IPC

Project Category
Offshore Fields Development

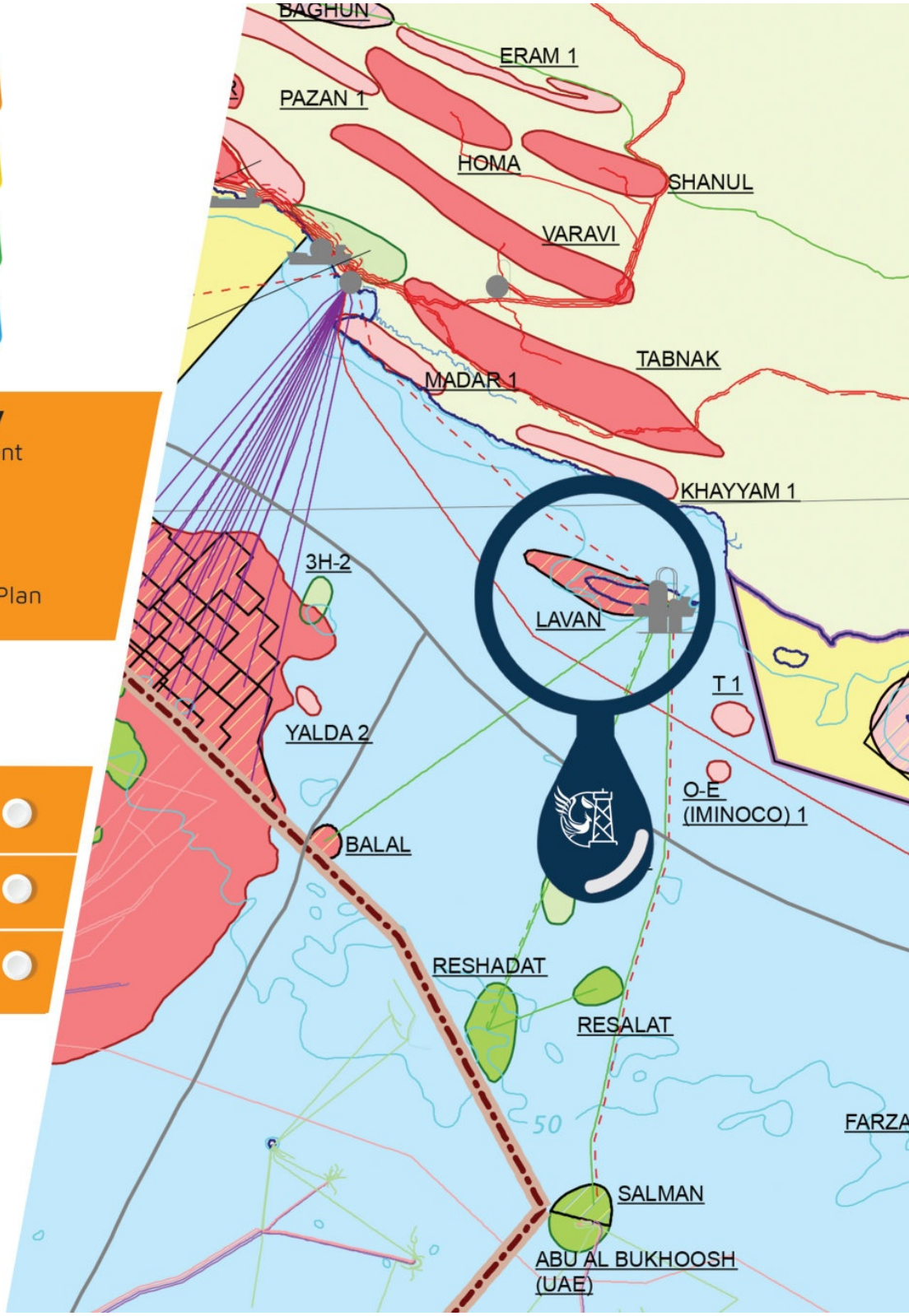
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Lavan Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
گازی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان لاوان



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- این میدان در سال ۱۳۸۲ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن کنگان و دالان است.
- ۵ حلقه چاه در این میدان حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران

محل جغرافیایی : خلیج فارس

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۱۰.۸

برآورد اولیه ذخیره نهایی(تریلیون فوت مکعب) : ۶.۱

میزان ترشی گاز (قسمت در میلیون) : ۴۰۰

نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۱۵

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۷۱۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

نوع قرارداد پیشنهادی

IPC

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- This field was discovered in 2003.
- Development Target Plan: Kangan and Dalan reservoirs.
- 5 wells have been drilled in this field.

Company : IOOC

Location : Persian Gulf

Capex Estimation (MMUSD) : 1710

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 10.8

Reserve Initial estimation (TCF) : 6.1

H2S (ppm) : 400

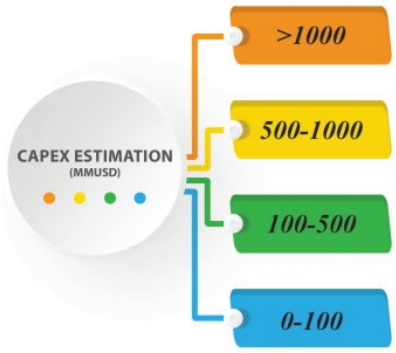
CGR (bbl/MMSCF) : 15

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Type of Contract

IPC



Project Category
Offshore Fields Development

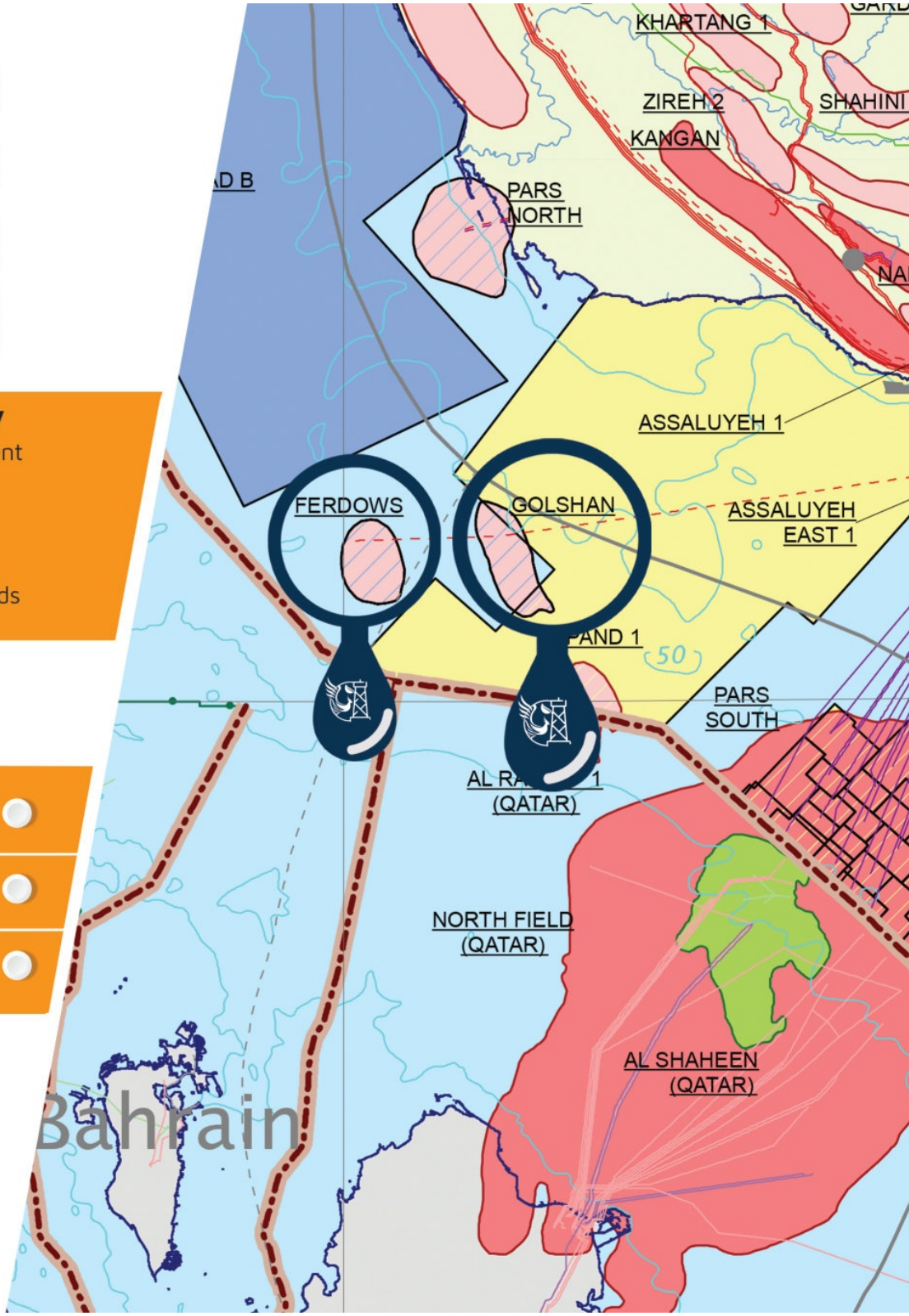
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Golshan and Ferdowsi Fields Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
گازی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میادین گلشن و فردوسی



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

• میدان گلشن در سال ۱۳۷۲ و میدان فردوسی در سال ۱۳۴۶ کشف شده اند.
•هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن کنگان و دالان است.
• یک حلقه چاه در میدان گلشن و یک حلقه چاه در میدان فردوسی حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت گاز پارس
محل جغرافیایی : خلیج فارس
حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۲۴
برآورد اولیه ذخیره نهایی (تریلیون فوت مکعب) : ۱۸
میزان ترشی گاز (قسمت در میلیون) : ۲۴۵۰۰
نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۱۲
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۶۰۰۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

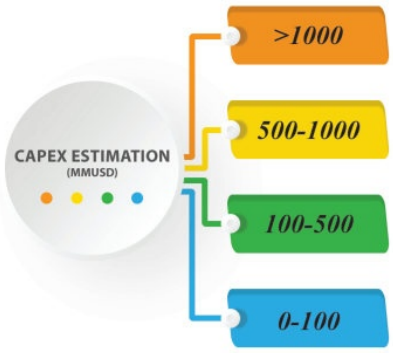
Project Scope of Work

• Golshan field was discovered in 1993 and Ferdowsi field in 1967.
• Development Target Plan: Kangan and Dalan reservoirs.
• 1 well in Golshan gas field, and 1 well in Ferdowsi gas field have been drilled

Company : POGC
Location : Persian Gulf
Capex Estimation (MMUSD) : 6000
Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 24
Reserve Initial estimation (TCF) : 18
H2S (ppm) : 24500
CGR (bbl/MMSCF) : 12

Main Keys of Contract

• • Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
• Recovery of all the investor cost oil during the contract period
• Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
• Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
• Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.



Project Category
Offshore Fields Development

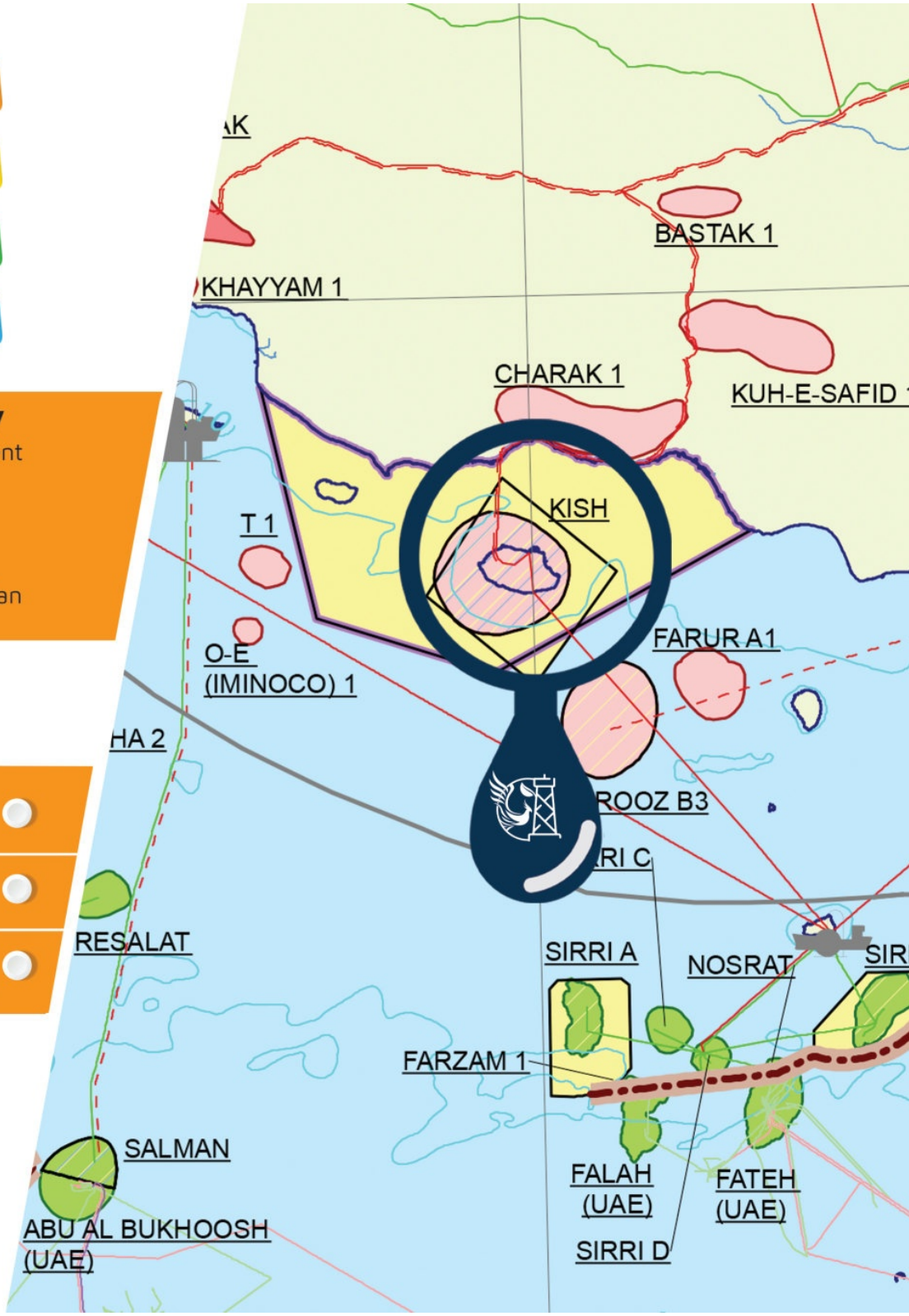
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Kish Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
گازی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان کیش



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- این میدان در سال ۱۳۸۴ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه فاز دو و سه مخزن دهرم است.
- ۱۶ حلقه چاه در این میدان حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت و گاز پارس

محل جغرافیایی : خلیج فارس

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۵۵

برآورد اولیه ذخیره نهایی(تریلیون فوت مکعب) : ۴۱

میزان ترشی گاز (قسمت در میلیون) : ۸۸

نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۲۳

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۶۰۰۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

نوع قرارداد پیشنهادی

IPC

UNDEVELOPED OFFSHORE GAS FIELDS

Project Specifications

NIOC

Company : POGC

Location : Persian Gulf

Capex Estimation (MMUSD) : 6000

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 55

Reserve Initial estimation (TCF) : 41

H2S (ppm) : 88

CGR (bbl/MMSCF) : 23

Project Scope of Work

- Kish field was discovered in 2005.
- The anticipated goal of the field development is to develop phases two and three of the Dehram reservoir.
- 16 wells have been drilled in this field

Type of Contract

IPC

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Project Category
Offshore Fields Development

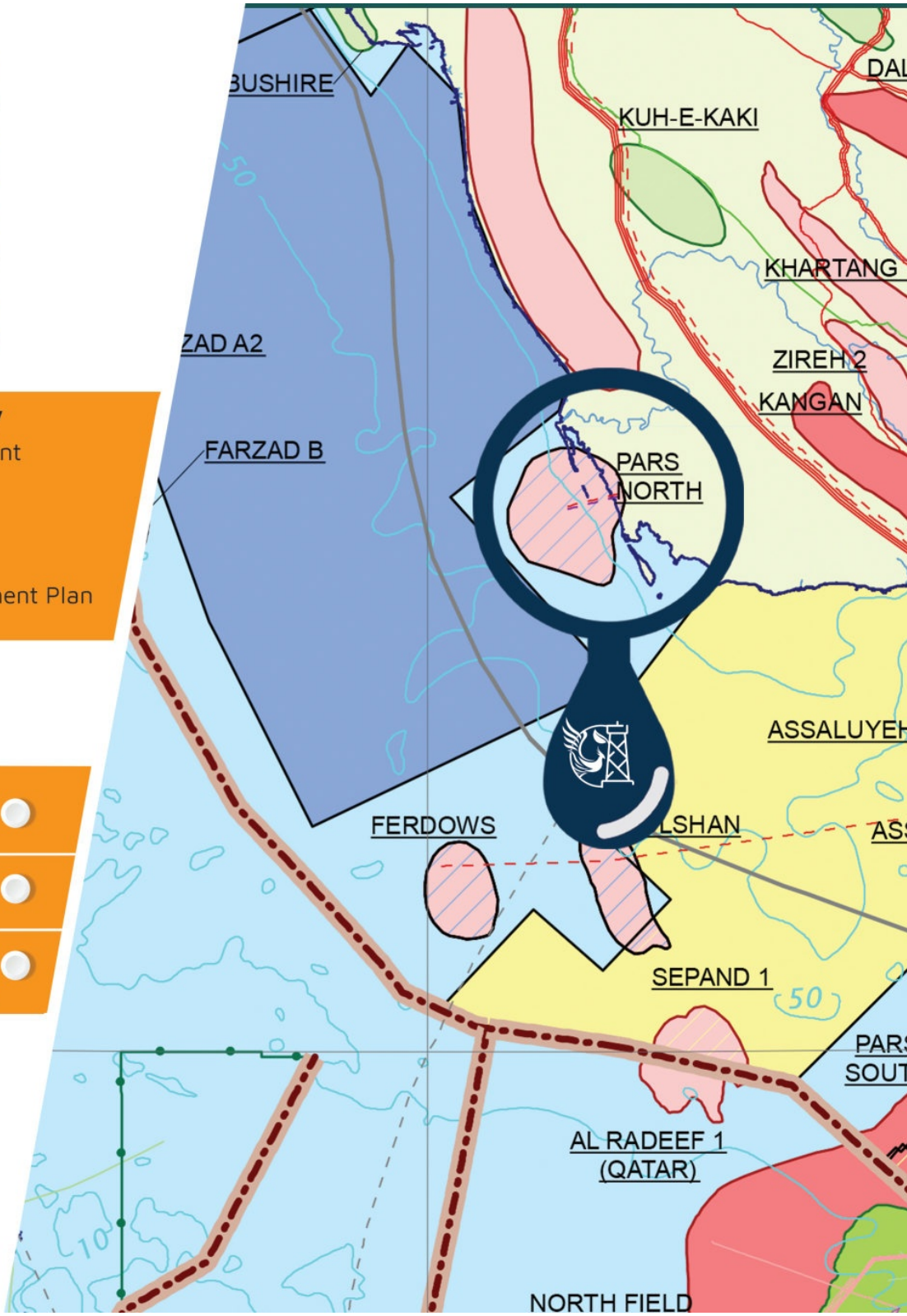
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
North Pars Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
گازي توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان پارس شمالی



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- این میدان در سال ۱۳۴۶ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخازن کنگان و دالان است.
- یک حلقه چاه در این میدان حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت و گاز پارس

محل جغرافیایی : خلیج فارس

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۶۱

برآورد اولیه ذخیره نهایی (تریلیون فوت مکعب) : ۴۶

میزان ترشی گاز (قسمت در میلیون) : ۶۰۰۰

نسبت میعانات به گاز تولیدی (بشکه در میلیون فوت مکعب) : ۳

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۶۰۰۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- This field was discovered in 1967.
- Development Target Plan: Kangan and Dalan reservoirs.
- 1 well has been drilled in this field

Company : POGC

Location : Persian Gulf

Capex Estimation (MMUSD) : 6000

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 61

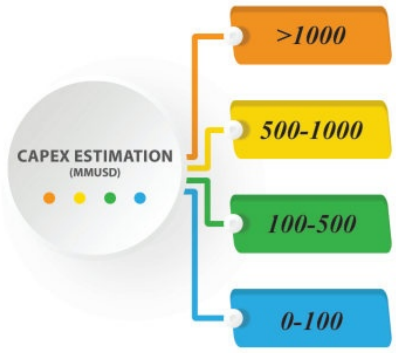
Reserve Initial estimation (TCF) : 46

H2S (ppm) : 6000

CGR (bbl/MMSCF) : 3

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.



Project Category
Offshore Fields Development

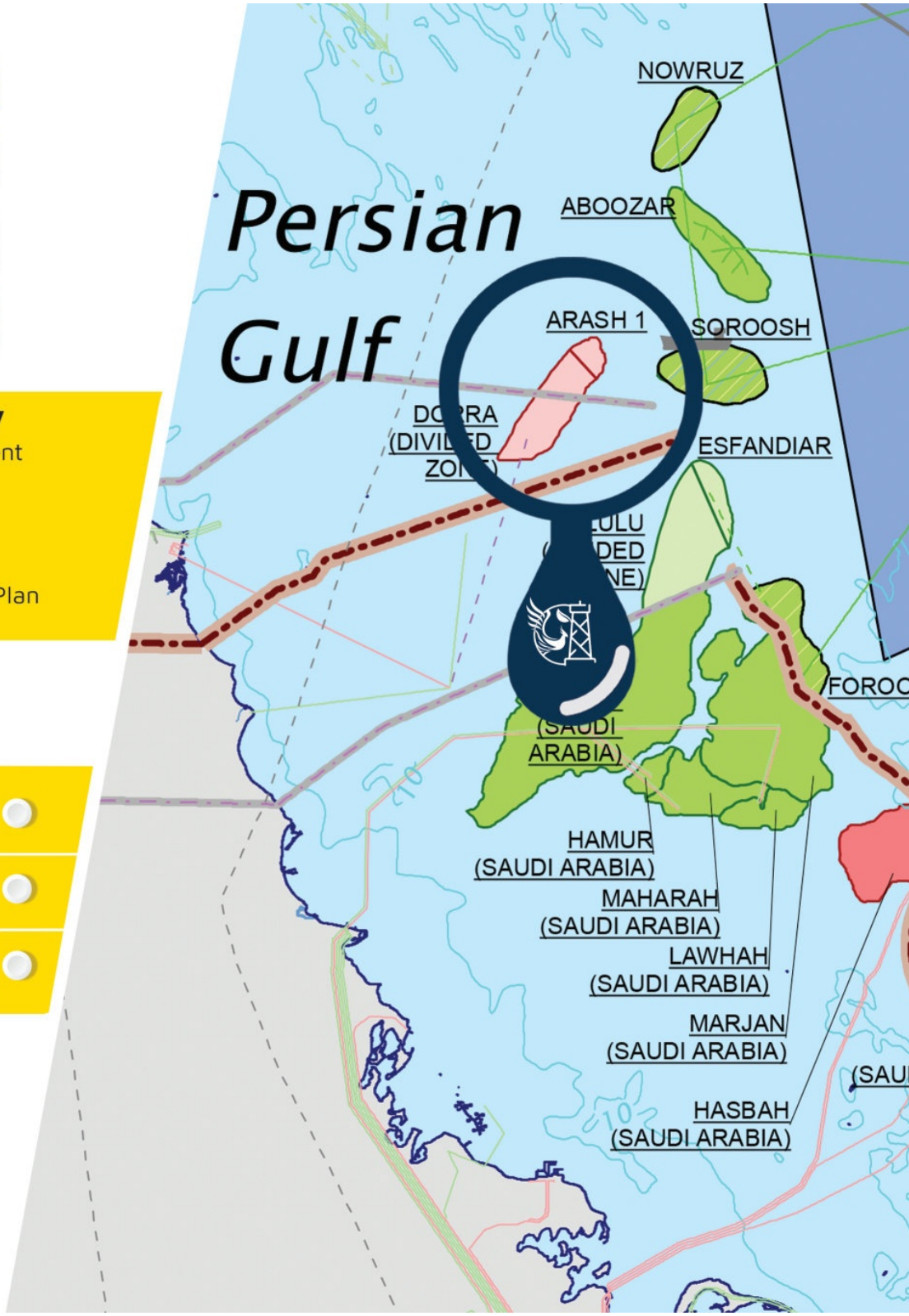
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Arash Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
گازی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان آرش



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران

محل جغرافیایی : خلیج فارس

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۲

برآورد اولیه ذخیره نهایی (تریلیون فوت مکعب) : ۱.۴

میزان ترشی گاز (قسمت در میلیون) : ۲۴۰۰

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۹۰۰

شرح کلی پروژه

- این میدان در سال ۱۳۸۱ کشف شده است.
- هدف پیش‌بینی شده از توسعه میدان توسعه مخزن یاماما است.
- یک حلقه چاه در این میدان حفر شده است.

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

نوع قرارداد پیشنهادی

PSC/IPC

Project Specifications

NIOC

Company : IOOC

Location : Persian Gulf

Capex Estimation (MMUSD) : 900

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 2

Reserve Initial estimation (TCF) : 1.4

H2S (ppm) : 2400

Project Scope of Work

- This field was discovered in 2002.
- Development Target Plan: Yamama reservoir.
- 1 well has been drilled in this field

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures of the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Type of Contract

PSC/IPC

Project Category
Offshore Fields Development

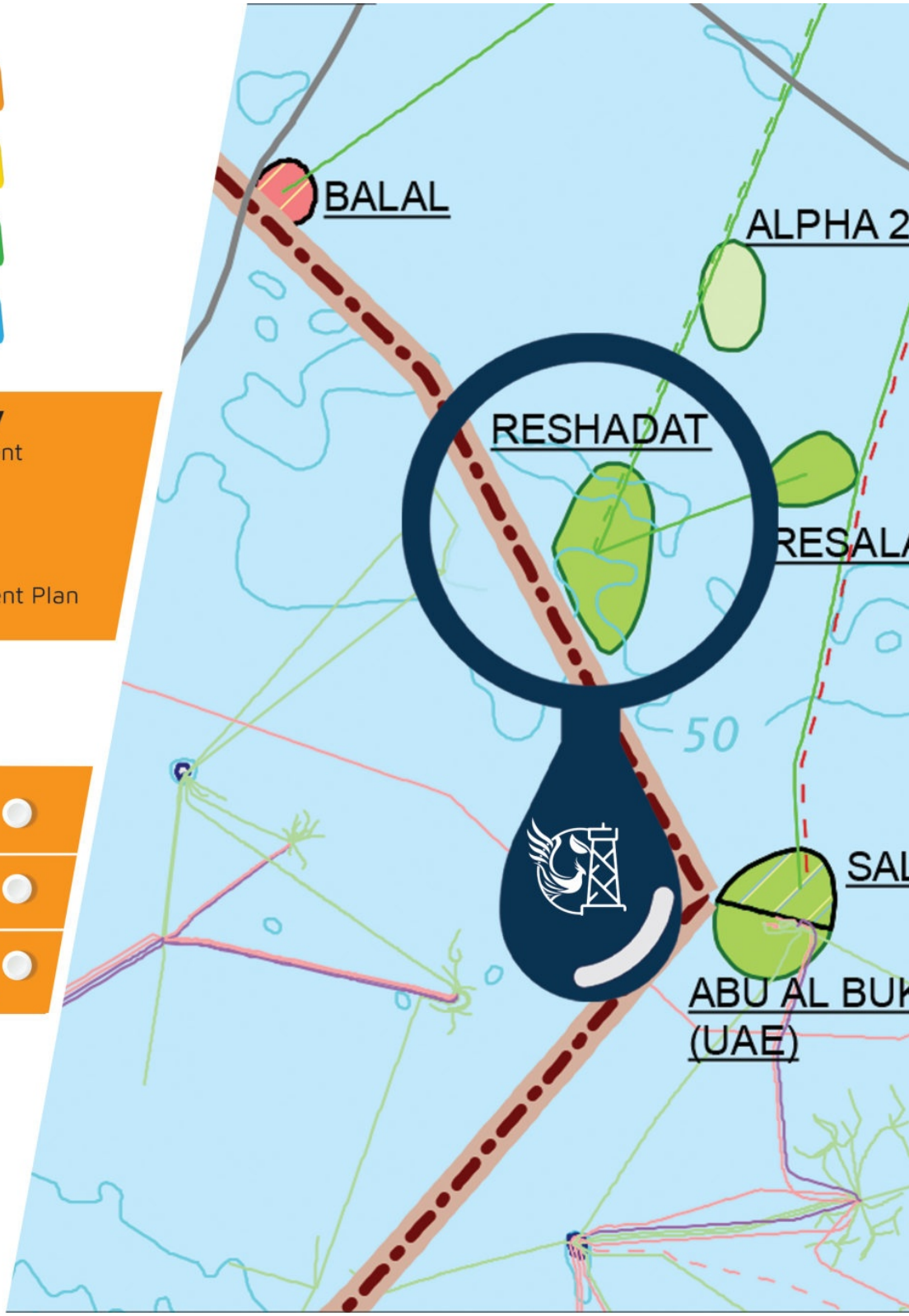
Type of Field
Undeveloped Gas Field

Project Title
Reshadat Field Development Plan

دسته‌بندی پروژه
توسعه میادین دریایی

نوع میدان
گازی توسعه نیافته

عنوان پروژه
طرح توسعه میدان رشادت



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- این میدان در سال ۱۳۴۵ کشف شده است.
- یک حلقه چاه در این میدان حفر شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران

محل جغرافیایی : خلیج فارس

حجم در جای اولیه (تریلیون فوت مکعب) : ۴.۷

برآورد اولیه ذخیره نهایی (تریلیون فوت مکعب) : ۳.۳

میزان ترشی کاز (قسمت در میلیون) : ۶۳۰۰

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۵۰۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق شرایط تولید اولیه (FTP)
- بازیافت تمامی هزینه‌های نفتی سرمایه‌گذار در طول مدت قرارداد
- لحاظ نمودن دستمزد (Fee) به عنوان پاداش افزایش تولید از میادین
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد
- استفاده از شیوه نامه تامین مالی قراردادهای بالادستی

نوع قرارداد پیشنهادی

IPC

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- This field was discovered in 1966.
- Development Target Plan: Arab and Mishrif reservoirs.
- 1 well has been drilled in this field

Company : IOOC

Location : Persian Gulf

Capex Estimation (MMUSD) : 1500

Gas Initially In Place (IGIP) - Trillion Cubic Feet (TCF) : 4.7

Reserve Initial estimation (TCF) : 3.3

H2S (ppm) : 6300

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expendituresof the Investor After the fulfillment of the First Targeted Production (FTP)
- Recovery of all the investor cost oil during the contract period
- Considering "Fee" as a Reward for Increased Production from the Fields.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .
- Utilization of the Financing guidelines for upstream Contract agreements.

Type of Contract

IPC

بلوک های اکتشافی

بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی ارژن
بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی بهار
بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی پاویون
بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی دیگداش
بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی هرمز
بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی کلات
بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی ماهان
بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی مهرگان
بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی مروارید
بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی پریزاد
بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی شوشتر
بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی سولک
بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی تندیس
بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی تانوش
بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی تیماب
بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی تودج
بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی یزدان
بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی ذهاب
بلوک بیست و نهم اکتشافی توسعه و تولیدی دریای خزر
بلوک هجده اکتشافی توسعه و تولیدی دریای خزر
بلوک هفت اکتشافی توسعه و تولیدی دریای خزر
بلوک هشت اکتشافی توسعه و تولیدی دریای خزر
بلوک چهارم اکتشافی توسعه و تولیدی دریای خزر

Exploration Blocks

NIOC

Arzhan Exploration, Development and Production Block
Bahar Exploration, Development and Production Block
Baviyoun Exploration, Development and Production Block
Digdash Exploration, Development and Production Block
Hormoz Exploration, Development and Production Block
Kalat Exploration, Development and Production Block
Mahan Exploration, Development and Production Block
Mehrgan Exploration, Development and Production Block
Morvarid Exploration, Development and Production Block
Parizad Exploration, Development and Production Block
Shushtar Exploration, Development and Production Block
Sulak Exploration, Development and Production Block
Tandis Exploration, Development and Production Block
Tanush Exploration, Development and Production Block
Timab Exploration, Development and Production Block
Tudej Exploration, Development and Production Block
Yazdan Exploration, Development and Production Block
Zahab Exploration, Development and Production Block

Caspian Block 29
Caspian Block 18
Caspian Block 07
Caspian Block 08
Caspian Block04

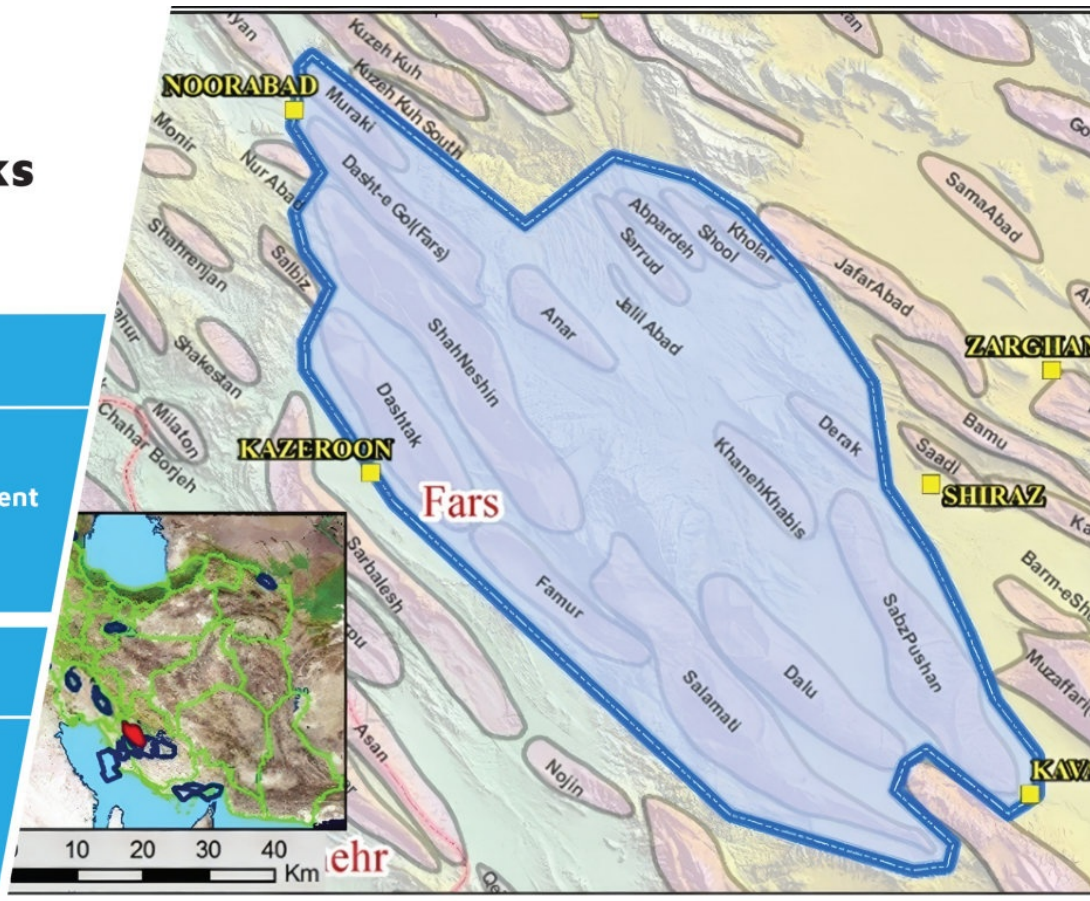
Exploration Blocks

Project Category
Exploration Blocks

Project Title
Arzhan Exploration, Development and Production Block

دسته‌بندی پروژه
بلوک های اکتشافی

عنوان پروژه
بلـوک اکتشـافی، توسـعه ای و تولیدی ارژن



Main Keys of Contract

- To determine commerciality for a field, the economic and commercial parameters of the field will be determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract.
- Minimum Exploration Obligations fulfillment specified for each block is mandatory.
- If production from field(s) is commercial, the project will continuously enter development and production phase by going through following steps:

i. After exploration phase, a development and production plan may be proposed for the field/block for approval of NIOC.
ii. Considering approved exploration expenditures, field production plan and capital, non-capital and operational expenditures agreed upon in pre-exploration negotiations, its calculation and reimbursement will be made from "First Targeted Production" (FTP).
iii. The exploration risk factor and a percentage of investment amount will be used to pay exploration period bonus. The coefficient for calculating amount of this bonus is determined by NIOC.

- To increase financing opportunities, forming a consortium with Iranian E&P companies based on requirements such as acceptance of "Joint Operating Committee" (JOC) is possible.

اهم شرایط قراردادی

۱) به منظور تعیین تجاری بودن یک میدان نفتی و یا گازی، پارامترهای اقتصادی و تجاری بودن میدان در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.
۲) طرف دوم متعهد به انجام حداقل تعهدات اکتشافی (Minimum Exploration Obligation) که برای هربلوک به تفکیک تهیه گردیده است، می باشد.
۳) در صورت تجاری‌بودن تولید از میدان/میادین، پروژه به طور پیوسته با طی مراحل زیر وارد بخش توسعه و تولید خواهد شد:

i. پس از طی دوره اکتشاف، طرف دوم قرارداد، اقدام به تهیه برنامه پیشنهادی توسعه و تولید از میدان/بلوک برای تأیید طرف اول قرارداد خواهد نمود.
ii. با توجه به هزینه‌های تأیید شده در فرایند اکتشاف، برنامه تولید میدان و هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و عملیاتی بهره‌برداری که در مذاکرات پیش از اکتشاف مورد توافق واقع شده بود، محاسبه و بازپرداخت آن از اولین تولید برنامه ریزی شده (FTP) صورت خواهد گرفت.
iii. جهت پرداخت پاداش دوره اکتشاف از عامل ریسک اکتشافی و درصدی از میزان سرمایه‌گذاری استفاده خواهد شد. ضریب محاسبه میزان این پاداش از سوی طرف اول قرارداد تعیین می‌گردد.

۴) به جهت افزایش امکان تأمین مالی، طرف دوم می‌تواند نسبت به ایجاد کنسرسیومی از شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید بر اساس الزاماتی از قبیل پذیرش کمیته مشترک راهبری (JOC) اقدام نماید.

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی ارژن در منطقه زمین شناسی فارس (استان فارس) با وسعت تقریبی ۹۲۰۰ کیلومترمربع واقع شده است. در این بلوک ۴ ساختمان حفاری شده و ۱۲ ساختمان حفاری نشده با پتانسیل اکتشاف گاز در افق دهرم وجود دارد.

شرکت سرمایه پذیر : مدیریت اکتشاف

محل جغرافیایی : استان فارس

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۲۸

تخمین ذخیره درجا : Gas>2TCF

برآورد زمان :

بخش اکتشاف: حداکثر ۴ سال قابل تمدید برای یک سال کل دوره اجرا شامل، اکتشاف، اکتشافات تکمیلی و توصیفی، ارزیابی، توسعه و تولید: حداکثر برابر ۲۵ سال

سایر موارد

عبور خط لوله گاز از محدوده بلوک و قرارگیری پتروشیمی های ممسنی و کازرون در نزدیکی بلوک و همچنین مجاورت با شهر شیراز از دلایل تعریف این بلوک برای جذب سرمایه گذار و سرعت بخشیدن به اکتشاف و تولید منابع هیدروکربنی در آن است.

محدوده نرخ بازده داخلی IRR

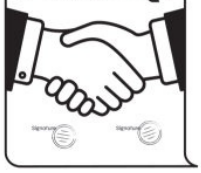
محدوده نرخ بازده داخلی در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد، با توجه به شرایط هر میدان توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.

تعهدات اکتشافی

۱) مطالعات علوم زمین و مهندسی
۲) ژئوفیزیک (برداشت و پردازش)
۳) حفاری یک حلقه چاه
۴) انتقال تکنولوژی و سایر فعالیت‌های اجرایی

نوع قرارداد

بیع متقابل یا IPC



Project Specifications

NIOC

Company : Exploration Directorate (NIOCEXP)

Location : Fars Province

Capex Estimation (MMEURO) : 28

Estimated Gas Initially In Place (GIIP) - TCF : >2

Project Period :
Exploration Phase: 4 years
Total Implementation Period Including Exploration, Appraisal, Development and Production Phases: max. 25 years

Project Scope of Work

• Arzhan Exploration, Development and Production Block is located in Fars geological region (Fars Province) with an area of 9,200 sq. km. 4 drilled and 12 undrilled structures with gas exploration potential in Dehram horizon exist in this block.

Arzhan Block - Firm Commitment

1) Geoscience and Engineering Studies
2) Geophysics (acquisition & Processing)
3) Drilling of One Well
4) General and Administrative, Technology Transfer Workshops & Training and etc.

OTHERS

The passage of gas pipeline through this block and location of Mamasani and Kazerun Petrochemical Plants near this block, as well as its proximity to the city of Shiraz are the main reasons for defining this block to be attractive for investors to accelerate exploration and production of hydrocarbon from this block.

IRR(%)

The IRR range is determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract and according to conditions of each field.

Type of Contract

Buy-Back or IPC

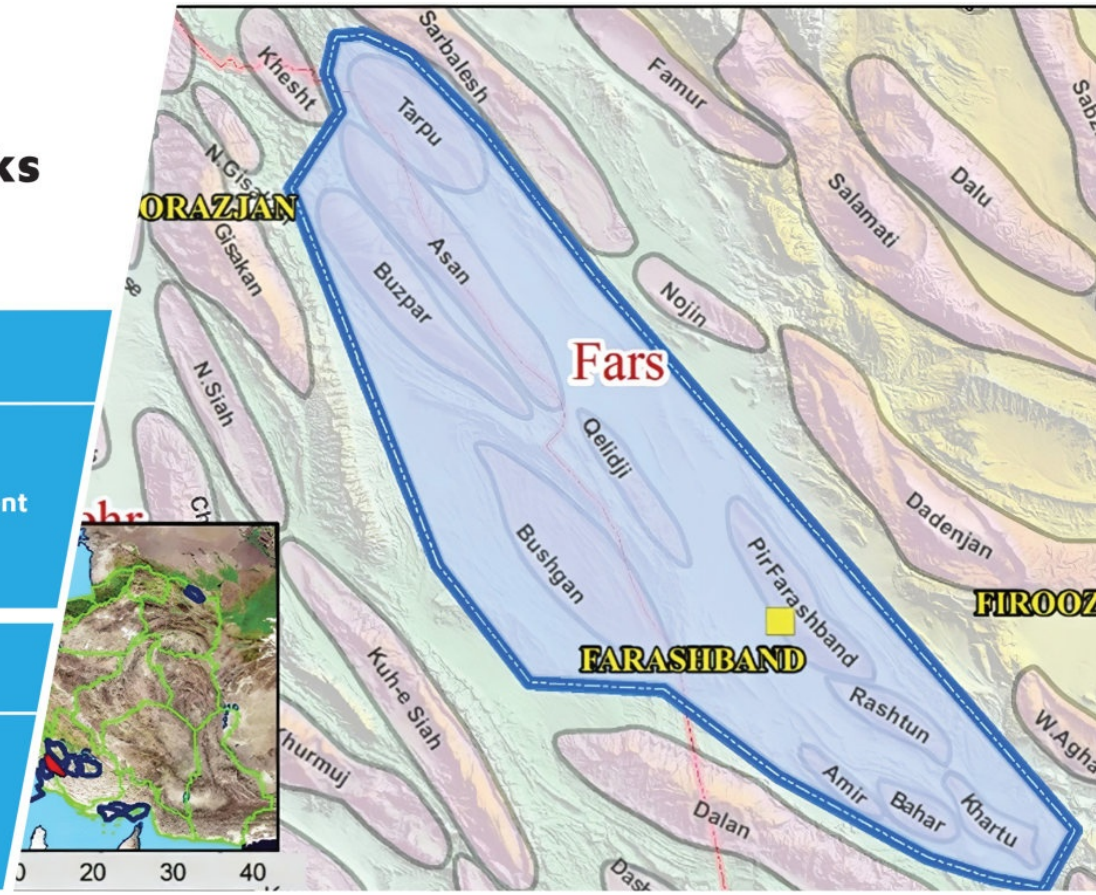
Exploration Blocks

Project Category
Exploration Blocks

Project Title
Bahar Exploration, Development and Production Block

دسته‌بندی پروژه
بلوک های اکتشافی

عنوان پروژه
بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی بهار



Main Keys of Contract

- To determine commerciality for a field, the economic and commercial parameters of the field will be determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract.
- Minimum Exploration Obligations fulfillment specified for each block is mandatory.
- If production from field(s) is commercial, the project will continuously enter development and production phase by going through following steps:

i. After exploration phase, a development and production plan may be proposed for the field/block for approval of NIOC.
ii. Considering approved exploration expenditures, field production plan and capital, non-capital and operational expenditures agreed upon in pre-exploration negotiations, its calculation and reimbursement will be made from "First Targeted Production" (FTP).
iii. The exploration risk factor and a percentage of investment amount will be used to pay exploration period bonus. The coefficient for calculating amount of this bonus is determined by NIOC.

- To increase financing opportunities, forming a consortium with Iranian E&P companies based on requirements such as acceptance of "Joint Operating Committee" (JOC) is possible.

اهم شرایط قراردادی

۱) به منظور تعیین تجاری بودن یک میدان نفتی و یا گازی، پارامترهای اقتصادی و تجاری بودن میدان در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.
۲) طرف دوم متعهد به انجام حداقل تعهدات اکتشافی (Minimum Exploration Obligation) که برای هربلوک به تفکیک تهیه گردیده است، می باشد.
۳) در صورت تجاری‌بودن تولید از میدان/میادین، پروژه به طور پیوسته با طی مراحل زیر وارد بخش توسعه و تولید خواهد شد:

i. پس از طی دوره اکتشاف، طرف دوم قرارداد، اقدام به تهیه برنامه پیشنهادی توسعه و تولید از میدان/بلوک برای تأیید طرف اول قرارداد خواهد نمود.
ii. با توجه به هزینه‌های تأیید شده در فرایند اکتشاف، برنامه تولید میدان و هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و عملیاتی بهره‌برداری که در مذاکرات پیش از اکتشاف مورد توافق واقع شده بود، محاسبه و بازپرداخت آن از اولین تولید برنامه ریزی شده (FTP) صورت خواهد گرفت.
iii. جهت پرداخت پاداش دوره اکتشاف از عامل ریسک اکتشافی و درصدی از میزان سرمایه‌گذاری استفاده خواهد شد. ضریب محاسبه میزان این پاداش از سوی طرف اول قرارداد تعیین می‌گردد.

۴) به جهت افزایش امکان تأمین مالی، طرف دوم می‌تواند نسبت به ایجاد کنسرسیومی از شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید بر اساس الزاماتی از قبیل پذیرش کمیته مشترک راهبری (JOC) اقدام نماید.

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی بهار در منطقه زمین شناسی فارس (استان های فارس و بوشهر) با وسعت تقریبی ۴۷۰۰ کیلومترمربع واقع شده است. در این بلوک ۳ ساختمان حفاری شده و ۱۰ ساختمان حفاری نشده با پتانسیل اکتشاف نفت و گاز در افق های بنگستان، خامی و دهرم وجود دارد.

شرکت سرمایه پذیر : مدیریت اکتشاف

محل جغرافیایی : استان فارس

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۲۲

تخمین ذخیره درجا : ارزیابی نشده است

برآورد زمان :

بخش اکتشاف: حداکثر ۴ سال قابل تمدید برای یک سال کل دوره اجرا شامل، اکتشاف، اکتشافات تکمیلی و توصیفی، ارزیابی، توسعه و تولید: حداکثر برابر ۲۵ سال

سایر موارد

عبور خط لوله گاز از محدوده بلوک و قرارگیری پتروشیمی های ممسنی و کازرون در نزدیکی بلوک و همچنین مجاورت با شهر شیراز از دلایل تعریف این بلوک برای جذب سرمایه گذار و سرعت بخشیدن به اکتشاف و تولید منابع هیدروکربنی در آن است.

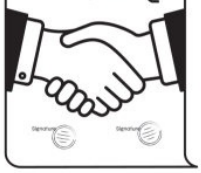
محدوده نرخ بازده داخلی IRR

محدوده نرخ بازده داخلی در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد، با توجه به شرایط هر میدان توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.

تعهدات اکتشافی

۱) مطالعات علوم زمین و مهندسی
۲) ژئوفیزیک (باز پردازش)
۳) حفاری یک حلقه چاه
۴) انتقال تکنولوژی و سایر فعالیت‌های اجرایی

نوع قرارداد
بیع متقابل یا IPC



Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

• Arzhan Exploration, Development and Production Block is located in Fars geological region (Fars and Bushehr Provinces) with an area of 4,700 sq. km. 3 drilled and 10 undrilled structures with oil and gas exploration potential in Bangestan, Khami and Dehram horizons exist in this block.

Company : Exploration Directorate (NIOCEXP)

Location : Fars and Bushehr Provinces

Capex Estimation (MMEURO) : 22

Estimated Gas Initially In Place (GIIP) - TCF : N/A

Project Period :
Exploration Phase: 4 years
Total Implementation Period Including Exploration, Appraisal, Development and Production Phases: max. 25 years

OTHERS

The passage of gas pipeline through this block and location of Mamasani and Kazerun Petrochemical Plants near this block, as well as its proximity to the city of Shiraz are the main reasons for defining this block to be attractive for investors to accelerate exploration and production of hydrocarbon from this block.

IRR(%)

The IRR range is determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract and according to conditions of each field.

Bahar Block - Firm Commitment

1) Geoscience and Engineering Studies
2) Geophysics (Reprocessing)
3) Drilling of One Well
4) General and Administrative, Technology Transfer Workshops & Training and etc.

Type of Contract
Buy-Back or IPC

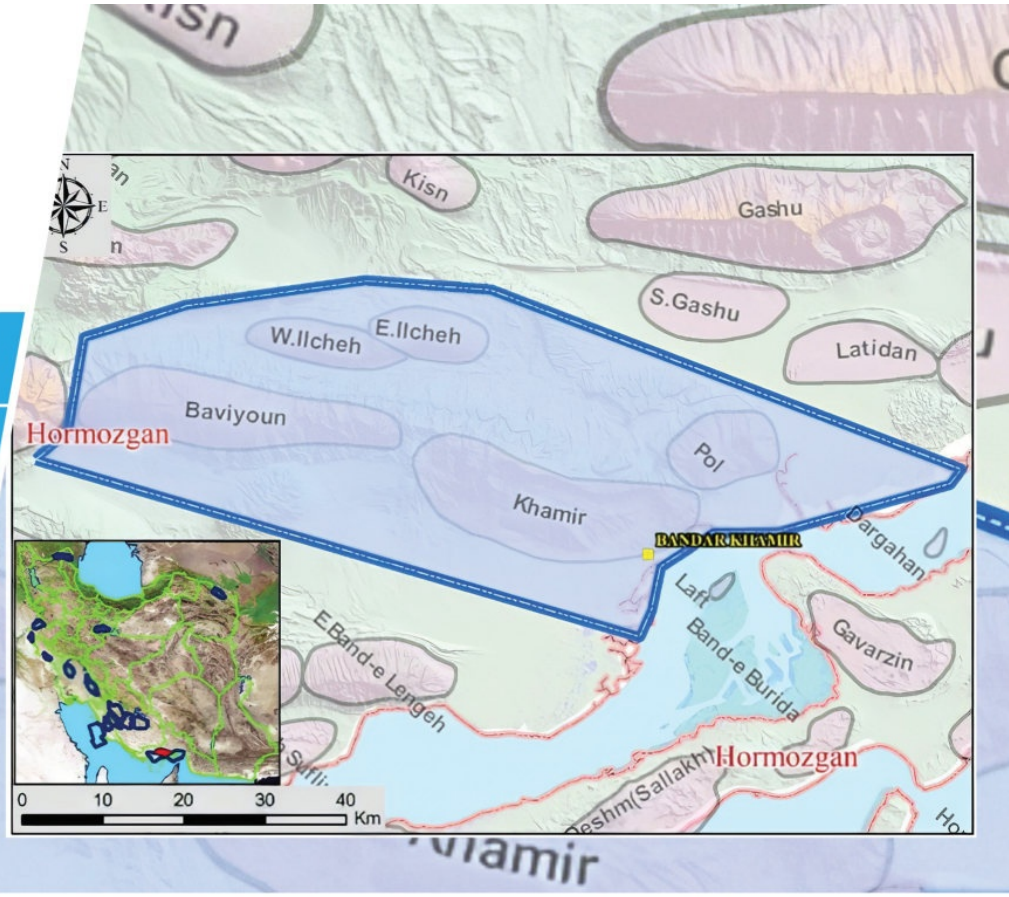
Exploration Blocks

Project Category
Exploration Blocks

Project Title
Baviyoun Exploration, Development and Production Block

دسته‌بندی پروژه
بلوک های اکتشافی

عنوان پروژه
بلـوک اکتشـافی، توسـعه ای و تولیدی باویون



Main Keys of Contract

- To determine commerciality for a field, the economic and commercial parameters of the field will be determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract.
- Minimum Exploration Obligations fulfillment specified for each block is mandatory.
- If production from field(s) is commercial, the project will continuously enter development and production phase by going through following steps:

i. After exploration phase, a development and production plan may be proposed for the field/block for approval of NIOC.
ii. Considering approved exploration expenditures, field production plan and capital, non-capital and operational expenditures agreed upon in pre-exploration negotiations, its calculation and reimbursement will be made from "First Targeted Production" (FTP).
iii. The exploration risk factor and a percentage of investment amount will be used to pay exploration period bonus. The coefficient for calculating amount of this bonus is determined by NIOC.

- To increase financing opportunities, forming a consortium with Iranian E&P companies based on requirements such as acceptance of "Joint Operating Committee" (JOC) is possible.

اهم شرایط قراردادی

۱) به منظور تعیین تجاری بودن یک میدان نفتی و یا گازی، پارامترهای اقتصادی و تجاری بودن میدان در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.
۲) طرف دوم متعهد به انجام حداقل تعهدات اکتشافی (Minimum Exploration Obligation) که برای هربلوک به تفکیک تهیه گردیده است، می باشد.
۳) در صورت تجاری‌بودن تولید از میدان/میادین، پروژه به طور پیوسته با طی مراحل زیر وارد بخش توسعه و تولید خواهد شد:

i. پس از طی دوره اکتشاف، طرف دوم قرارداد، اقدام به تهیه برنامه پیشنهادی توسعه و تولید از میدان/بلوک برای تأیید طرف اول قرارداد خواهد نمود.
ii. با توجه به هزینه‌های تأیید شده در فرایند اکتشاف، برنامه تولید میدان و هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و عملیاتی بهره‌برداری که در مذاکرات پیش از اکتشاف مورد توافق واقع شده بود، محاسبه و بازپرداخت آن از اولین تولید برنامه ریزی شده (FTP) صورت خواهد گرفت.
iii. جهت پرداخت پاداش دوره اکتشاف از عامل ریسک اکتشافی و درصدی از میزان سرمایه‌گذاری استفاده خواهد شد. ضریب محاسبه میزان این پاداش از سوی طرف اول قرارداد تعیین می‌گردد.

۴) به جهت افزایش امکان تأمین مالی، طرف دوم می‌تواند نسبت به ایجاد کنسرسیومی از شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید بر اساس الزاماتی از قبیل پذیرش کمیته مشترک راهبری (JOC) اقدام نماید.

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی باویون در منطقه زمین شناسی فارس (استان هرمزگان) با وسعت تقریبی ۳۴۵۰ کیلومترمربع واقع شده است. در این بلوک ۵ ساختمان حفاری نشده با پتانسیل اکتشاف نفت و گاز در افق های خامی و دهرم وجود دارد.

شرکت سرمایه پذیر : مدیریت اکتشاف

محل جغرافیایی : استان هرمزگان

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۳۷

تخمین ذخیره درجا : Gas>3.2TCF

برآورد زمان :

بخش اکتشاف: حداکثر ۴ سال قابل تمدید برای یک سال کل دوره اجرا شامل، اکتشاف، اکتشافات تکمیلی و توصیفی، ارزیابی، توسعه و تولید: حداکثر برابر ۲۵ سال

سایر موارد

عبور خط لوله گاز از محدوده بلوک و قرارگیری پتروشیمی های ممسنی و کازرون در نزدیکی بلوک و همچنین مجاورت با شهر شیراز از دلایل تعریف این بلوک برای جذب سرمایه گذار و سرعت بخشیدن به اکتشاف و تولید منابع هیدروکربنی در آن است.

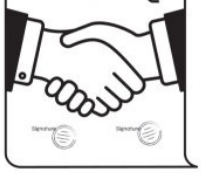
تعهدات اکتشافی

۱) مطالعات علوم زمین و مهندسی
۲) ژئوفیزیک (برداشت و پردازش)
۳) حفاری یک حلقه چاه
۴) انتقال تکنولوژی و سایر فعالیت‌های اجرایی

محدوده نرخ بازده داخلی IRR

محدوده نرخ بازده داخلی در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد، با توجه به شرایط هر میدان توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.

نوع قرارداد
بیع متقابل یا IPC



Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

•Baviyoun Exploration, Development and Production Block is located in Fars geological region (Hormozgan Province) with an area of 3,450 sq. km. 5 undrilled structures with oil and gas exploration potential in Khami and Dehram horizons exist in this block.

Company : Exploration Directorate (NIOCEXP)

Location : Hormozgan Province

Capex Estimation (MMEURO) : 37

Estimated Gas Initially In Place (GIIP) - TCF : >3.2

Project Period :
Exploration Phase: 4 years
Total Implementation Period Including Exploration, Appraisal, Development and Production Phases: max. 25 years

OTHERS

The passage of gas pipeline through this block and location of Mamasani and Kazerun Petrochemical Plants near this block, as well as its proximity to the city of Shiraz are the main reasons for defining this block to be attractive for investors to accelerate exploration and production of hydrocarbon from this block.

IRR(%)

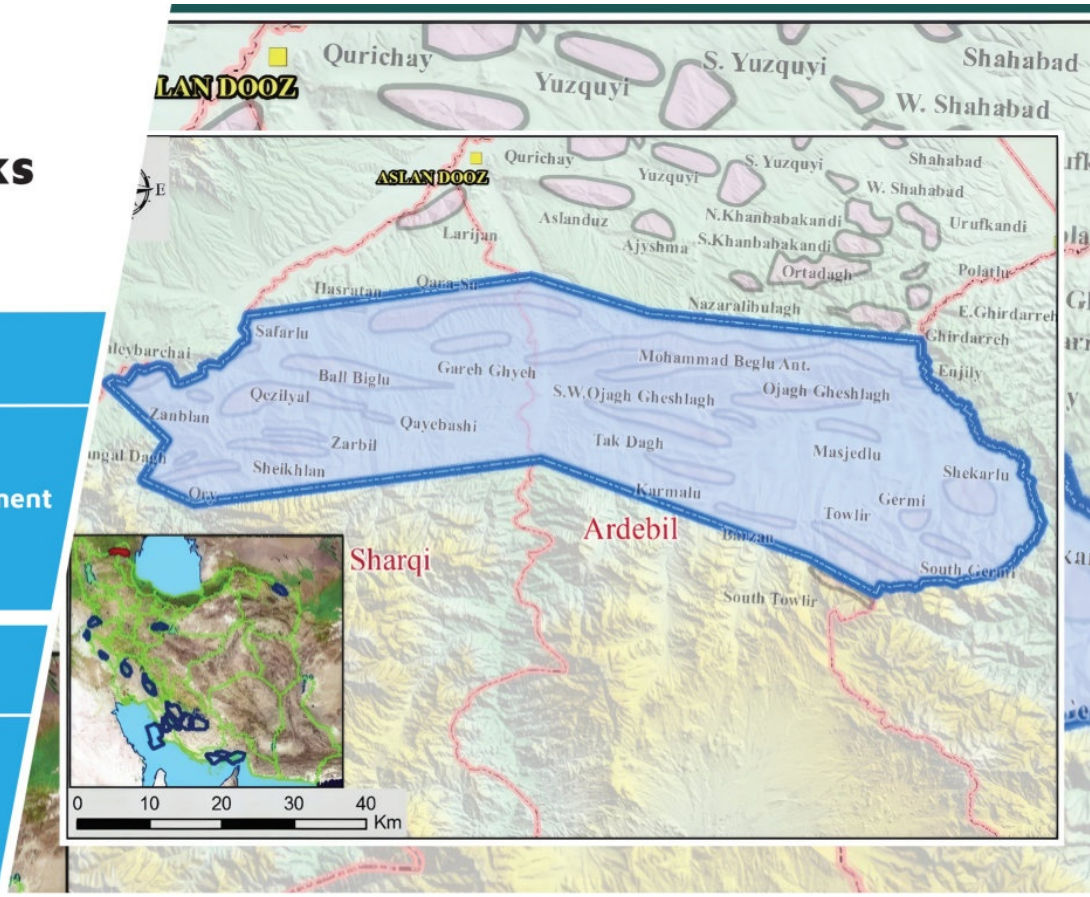
The IRR range is determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract and according to conditions of each field.

Baviyoun Block - Firm Commitment

1) Geoscience and Engineering Studies
2) Geophysics (acquisition & Processing)
3) Drilling of One Well
4) General and Administrative, Technology Transfer Workshops & Training and etc.

Type of Contract
Buy-Back or IPC

Exploration Blocks



Project Category
Exploration Blocks

Project Title
Digdash Exploration, Development and Production Block

دسته‌بندی پروژه
بلوک های اکتشافی

عنوان پروژه
بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی دیگداش

Main Keys of Contract

- To determine commerciality for a field, the economic and commercial parameters of the field will be determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract.
- Minimum Exploration Obligations fulfillment specified for each block is mandatory.
- If production from field(s) is commercial, the project will continuously enter development and production phase by going through following steps:

i. After exploration phase, a development and production plan may be proposed for the field/block for approval of NIOC.
ii. Considering approved exploration expenditures, field production plan and capital, non-capital and operational expenditures agreed upon in pre-exploration negotiations, its calculation and reimbursement will be made from "First Targeted Production" (FTP).
iii. The exploration risk factor and a percentage of investment amount will be used to pay exploration period bonus. The coefficient for calculating amount of this bonus is determined by NIOC.

- To increase financing opportunities, forming a consortium with Iranian E&P companies based on requirements such as acceptance of "Joint Operating Committee" (JOC) is possible.

اهم شرایط قراردادی

۱) به منظور تعیین تجاری بودن یک میدان نفتی و یا گازی، پارامترهای اقتصادی و تجاری بودن میدان در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.
۲) طرف دوم متعهد به انجام حداقل تعهدات اکتشافی (Minimum Exploration Obligation) که برای هربلوک به تفکیک تهیه گردیده است، می باشد.
۳) در صورت تجاری‌بودن تولید از میدان/میادین، پروژه به طور پیوسته با طی مراحل زیر وارد بخش توسعه و تولید خواهد شد:
i. پس از طی دوره اکتشاف، طرف دوم قرارداد، اقدام به تهیه برنامه پیشنهادی توسعه و تولید از میدان/بلوک برای تأیید طرف اول قرارداد خواهد نمود.
ii. با توجه به هزینه‌های تأیید شده در فرایند اکتشاف، برنامه تولید میدان و هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و عملیاتی بهره‌برداری که در مذاکرات پیش از اکتشاف مورد توافق واقع شده بود، محاسبه و بازپرداخت آن از اولین تولید برنامه ریزی شده (FTP) صورت خواهد گرفت.
iii. جهت پرداخت پاداش دوره اکتشاف از عامل ریسک اکتشافی و درصدی از میزان سرمایه‌گذاری استفاده خواهد شد. ضریب محاسبه میزان این پاداش از سوی طرف اول قرارداد تعیین می‌گردد.
۴) به جهت افزایش امکان تأمین مالی، طرف دوم می‌تواند نسبت به ایجاد کنسرسیومی از شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید بر اساس الزاماتی از قبیل پذیرش کمیته مشترک راهبری (JOC) اقدام نماید.

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی دیگداش در منطقه مغان (استان های اردبیل و آذربایجان شرقی) با وسعت تقریبی ۵۴۰۰ کیلومترمربع واقع شده است. در این بلوک یک ساختمان حفاری شده و ۲۴ ساختمان حفاری نشده با پتانسیل اکتشاف نفت در افق های زیور و اجاق قشلاق وجود دارد.

شرکت سرمایه پذیر : مدیریت اکتشاف

محل جغرافیایی : استان اردبیل

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۲۵.۸

تخمین ذخیره درجا : ارزیابی نشده است

برآورد زمان :

بخش اکتشاف: حداکثر ۴ سال قابل تمدید برای یک سال کل دوره اجرا شامل، اکتشاف، اکتشافات تکمیلی و توصیفی، ارزیابی، توسعه و تولید: حداکثر برابر ۲۵ سال

سایر موارد

اکتشاف منابع هیدروکربنی در محدوده مرزی، قرارگیری خط لوله انتقال گاز در محدوده بلوک و مجاورت خط لوله انتقال نفت از دلایل تعریف این بلوک برای جذب سرمایه گذار و سرعت بخشیدن به اکتشاف و تولید منابع هیدروکربنی در آن است.

محدوده نرخ بازده داخلی IRR

محدوده نرخ بازده داخلی در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد، با توجه به شرایط هر میدان توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.

تعهدات اکتشافی

۱) مطالعات علوم زمین و مهندسی
۲) ژئوفیزیک (برداشت و پردازش)
۳) حفاری یک حلقه چاه
۴) انتقال تکنولوژی و سایر فعالیت‌های اجرایی

نوع قرارداد
بیع متقابل یا IPC

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

•Digdash Exploration, Development and Production Block is located in Moghan geological region (Ardabil and East Azerbaijan Provinces) with an area of 5,400 sq. km. 1 drilled and 24 un-drilled structures with oil exploration potential in Zivar and OjaghGheshlagh horizons exist in this block.

Company : Exploration Directorate (NIOCEXP)

Location : Ardabil Province

Capex Estimation (MMEURO) : 25.8

Estimated Gas Initially In Place (GIIP) - TCF : N/A

Project Period :
Exploration Phase: 4 years
Total Implementation Period Including Exploration, Appraisal, Development and Production Phases: max. 25 years

OTHERS

Exploration hydrocarbon resources within the border area, placement of gas pipeline within block area and proximity of oil pipeline are the main reasons for defining this block to be attractive for investors to accelerate exploration and production of hydrocarbon from this block.

IRR(%)

The IRR range is determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract and according to conditions of each field.

Digdash Block - Firm Commitment

1) Geoscience and Engineering Studies
2) Geophysics (Acquisition & Processing)
3) Drilling of One Well
4) General and Administrative, Technology Transfer Workshops & Training and etc.

Type of Contract
Buy-Back or IPC

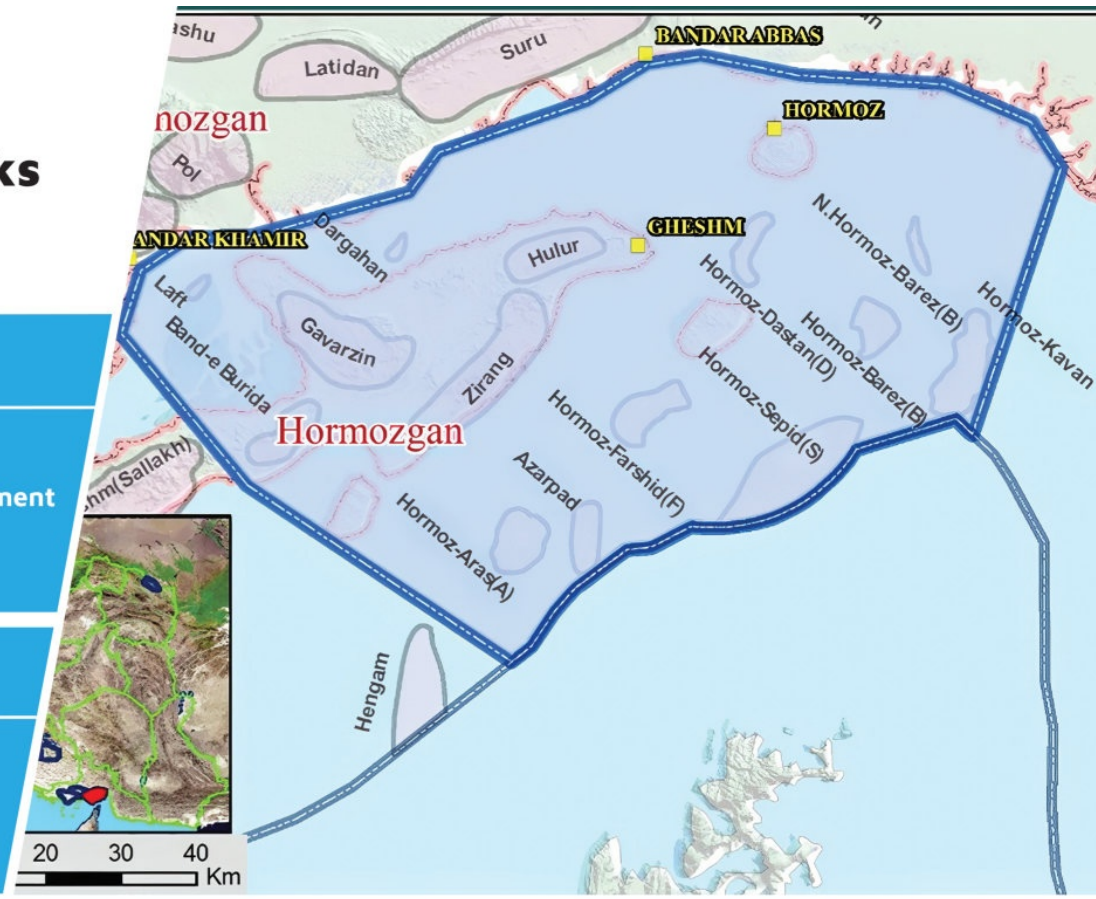
Exploration Blocks

Project Category
Exploration Blocks

Project Title
Hormoz Exploration, Development and Production Block

دسته‌بندی پروژه
بلوک های اکتشافی

عنوان پروژه
بلـوک اکتشـافی، توسـعه ای و تولیدی هرمز



Main Keys of Contract

- To determine commerciality for a field, the economic and commercial parameters of the field will be determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract.
- Minimum Exploration Obligations fulfillment specified for each block is mandatory.
- If production from field(s) is commercial, the project will continuously enter development and production phase by going through following steps:

i. After exploration phase, a development and production plan may be proposed for the field/block for approval of NIOC.
ii. Considering approved exploration expenditures, field production plan and capital, non-capital and operational expenditures agreed upon in pre-exploration negotiations, its calculation and reimbursement will be made from "First Targeted Production" (FTP).
iii. The exploration risk factor and a percentage of investment amount will be used to pay exploration period bonus. The coefficient for calculating amount of this bonus is determined by NIOC.

- To increase financing opportunities, forming a consortium with Iranian E&P companies based on requirements such as acceptance of "Joint Operating Committee" (JOC) is possible.

اهم شرایط قراردادی

۱) به منظور تعیین تجاری بودن یک میدان نفتی و یا گازی، پارامترهای اقتصادی و تجاری بودن میدان در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.
۲) طرف دوم متعهد به انجام حداقل تعهدات اکتشافی (Minimum Exploration Obligation) که برای هربلوک به تفکیک تهیه گردیده است، می باشد.
۳) در صورت تجاری‌بودن تولید از میدان/میادین، پروژه به طور پیوسته با طی مراحل زیر وارد بخش توسعه و تولید خواهد شد:

i. پس از طی دوره اکتشاف، طرف دوم قرارداد، اقدام به تهیه برنامه پیشنهادی توسعه و تولید از میدان/بلوک برای تأیید طرف اول قرارداد خواهد نمود.
ii. با توجه به هزینه‌های تأیید شده در فرایند اکتشاف، برنامه تولید میدان و هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و عملیاتی بهره‌برداری که در مذاکرات پیش از اکتشاف مورد توافق واقع شده بود، محاسبه و بازپرداخت آن از اولین تولید برنامه ریزی شده (FTP) صورت خواهد گرفت.
iii. جهت پرداخت پاداش دوره اکتشاف از عامل ریسک اکتشافی و درصدی از میزان سرمایه‌گذاری استفاده خواهد شد. ضریب محاسبه میزان این پاداش از سوی طرف اول قرارداد تعیین می‌گردد.

۴) به جهت افزایش امکان تأمین مالی، طرف دوم می‌تواند نسبت به ایجاد کنسرسیومی از شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید بر اساس الزاماتی از قبیل پذیرش کمیته مشترک راهبری (JOC) اقدام نماید.

مشخصات پروژه

شرکت سرمایه پذیر : مدیریت اکتشاف

محل جغرافیایی : استان هرمزگان

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۵۲

تخمین ذخیره درجا : Gas>1.2TCF

برآورد زمان :

بخش اکتشاف: حداکثر ۴ سال قابل تمدید برای یک سال کل دوره اجرا شامل، اکتشاف، اکتشافات تکمیلی و توصیفی، ارزیابی، توسعه و تولید: حداکثر برابر ۲۵ سال

شرح کلی پروژه

بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی هرمز در منطقه خلیج فارس (استان هرمزگان) با وسعت تقریبی ۷۳۰۰ کیلومترمربع واقع شده است. در این بلوک ۶ ساختمان حفاری شده و ۹ ساختمان حفاری نشده با پتانسیل اکتشاف نفت و گاز در افق های سروک و داریان وجود دارد.

سایر موارد

اکتشاف منابع هیدروکربنی در محدوده مرزی، قرارگیری خط لوله انتقال گاز در محدوده بلوک و مجاورت خط لوله انتقال نفت از دلایل تعریف این بلوک برای جذب سرمایه گذار و سرعت بخشیدن به اکتشاف و تولید منابع هیدروکربنی در آن است.

محدوده نرخ بازده داخلی IRR

محدوده نرخ بازده داخلی در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد، با توجه به شرایط هر میدان توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.

تعهدات اکتشافی

۱) مطالعات علوم زمین و مهندسی
۲) ژئوفیزیک (جمع آوری داده‌های PC2000 و پردازش)
۳) حفاری یک حلقه چاه
۴) انتقال تکنولوژی و سایر فعالیت‌های اجرایی

Project Specifications

NIOC

Company : Exploration Directorate (NIOCEXP)

Location : Hormozgan Province

Capex Estimation (MMEURO) : 52

Estimated Gas Initially In Place (GIIP) - TCF : >1.2

Project Period :
Exploration Phase: 4 years
Total Implementation Period Including Exploration, Appraisal, Development and Production Phases: max. 25 years

Project Scope of Work

•Hormoz Exploration, Development and Production Block is located in Persian Gulf geological region (Hormozgan Province) with an area of 7,300 sq. km. 6 drillied and 9 undrilled structures with oil and gas exploration potential in Sarvak and Dariyan horizons exist in this block.

Hormoz Block - Firm Commitment

1) Geoscience and Engineering Studies
2) Geophysics (PC2000 Data Collection & Processing)
3) Drilling of One Well
4) General and Administrative, Technology Transfer Workshops & Training and etc.

OTHERS

Exploration of hydrocarbon resources within border area, passage of gas pipeline through this block and location Bandar Abbas Oil Refinery and Sarkhoon and Qeshm Gas Refinery near this block, as well as proximity near Persian Gulf are the main reasons for defining this block to be attractive for investors to accelerate exploration and production of hydrocarbon from this block.

IRR(%)

The IRR range is determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract and according to conditions of each field.

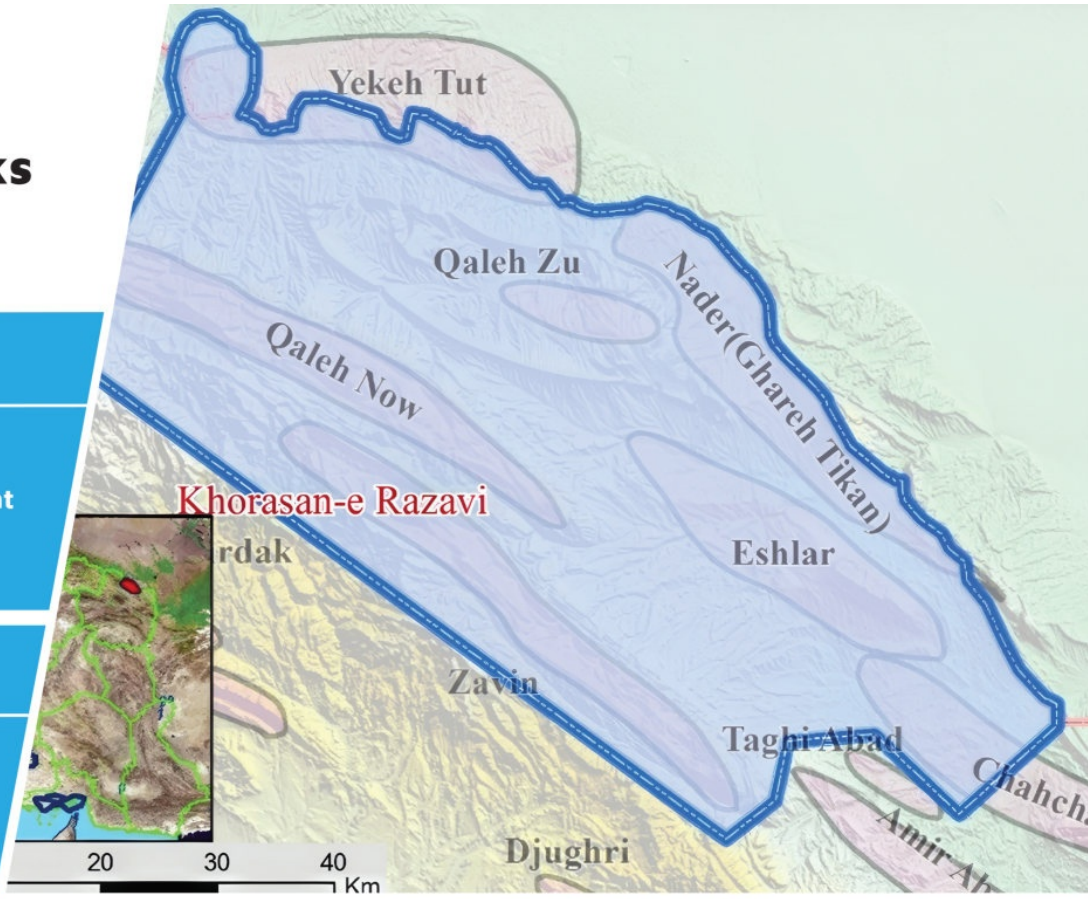
Exploration Blocks

Project Category
Exploration Blocks

Project Title
Kalat Exploration, Development and Production Block

دسته‌بندی پروژه
بلوک های اکتشافی

عنوان پروژه
بلـوک اکتشـافی، توسـعه ای و تولیدی کلات



Main Keys of Contract

- To determine commerciality for a field, the economic and commercial parameters of the field will be determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract.
- Minimum Exploration Obligations fulfillment specified for each block is mandatory.
- If production from field(s) is commercial, the project will continuously enter development and production phase by going through following steps:

i. After exploration phase, a development and production plan may be proposed for the field/block for approval of NIOC.
ii. Considering approved exploration expenditures, field production plan and capital, non-capital and operational expenditures agreed upon in pre-exploration negotiations, its calculation and reimbursement will be made from "First Targeted Production" (FTP).
iii. The exploration risk factor and a percentage of investment amount will be used to pay exploration period bonus. The coefficient for calculating amount of this bonus is determined by NIOC.

- To increase financing opportunities, forming a consortium with Iranian E&P companies based on requirements such as acceptance of "Joint Operating Committee" (JOC) is possible.

اهم شرایط قراردادی

۱) به منظور تعیین تجاری بودن یک میدان نفتی و یا گازی، پارامترهای اقتصادی و تجاری بودن میدان در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.
۲) طرف دوم متعهد به انجام حداقل تعهدات اکتشافی (Minimum Exploration Obligation) که برای هربلوک به تفکیک تهیه گردیده است، می باشد.
۳) در صورت تجاری‌بودن تولید از میدان/میادین، پروژه به طور پیوسته با طی مراحل زیر وارد بخش توسعه و تولید خواهد شد:

i. پس از طی دوره اکتشاف، طرف دوم قرارداد، اقدام به تهیه برنامه پیشنهادی توسعه و تولید از میدان/بلوک برای تأیید طرف اول قرارداد خواهد نمود.
ii. با توجه به هزینه‌های تأیید شده در فرایند اکتشاف، برنامه تولید میدان و هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و عملیاتی بهره‌برداری که در مذاکرات پیش از اکتشاف مورد توافق واقع شده بود، محاسبه و بازپرداخت آن از اولین تولید برنامه ریزی شده (FTP) صورت خواهد گرفت.
iii. جهت پرداخت پاداش دوره اکتشاف از عامل ریسک اکتشافی و درصدی از میزان سرمایه‌گذاری استفاده خواهد شد. ضریب محاسبه میزان این پاداش از سوی طرف اول قرارداد تعیین می‌گردد.

۴) به جهت افزایش امکان تأمین مالی، طرف دوم می‌تواند نسبت به ایجاد کنسرسیومی از شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید بر اساس الزاماتی از قبیل پذیرش کمیته مشترک راهبری (JOC) اقدام نماید.

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی کلات در منطقه کپه داغ (استان خراسان رضوی) با وسعت تقریبی ۴۱۵۰ کیلومترمربع واقع شده است. در این بلوک ۴ ساختمان حفاری نشده با پتانسیل اکتشاف گاز در افق های مزدوران و شوریجه وجود دارد.

شرکت سرمایه پذیر : مدیریت اکتشاف

محل جغرافیایی : استان خراسان رضوی

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۱۷.۷

تخمین ذخیره درجا : ارزیابی نشده

برآورد زمان :

بخش اکتشاف: حداکثر ۴ سال قابل تمدید برای یک سال کل دوره اجرا شامل، اکتشاف، اکتشافات تکمیلی و توصیفی، ارزیابی، توسعه و تولید: حداکثر برابر ۲۵ سال

سایر موارد

اکتشاف منابع هیدروکربنی در محدوده مرزی، استراتژیک بودن اکتشاف گاز در شمال شرق کشور، قرارگیری در نزدیکی خط لوله انتقال گاز شمال شرق و قرارگیری در نزدیکی پالایشگاه هاشمی نژاد از دلایل تعریف این بلوک برای جذب سرمایه گذار و سرعت بخشیدن به اکتشاف و تولید منابع هیدروکربنی در آن است.

محدوده نرخ بازده داخلی IRR

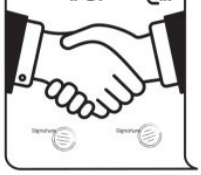
محدوده نرخ بازده داخلی در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد، با توجه به شرایط هر میدان توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.

تعهدات اکتشافی

۱) مطالعات علوم زمین و مهندسی
۲) ژئوفیزیک (پردازش)
۳) حفاری یک حلقه چاه
۴) انتقال تکنولوژی و سایر فعالیت‌های اجرایی

نوع قرارداد

بیع متقابل یا IPC



Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

•Kalat Exploration, Development and Production Block is located in Kopeh-Dagh geological region (Khorasan Razavi Province) with an area of 4,150 sq. km. 4 undrilled structures with gas exploration potential in Mozduran and Shurijeh horizons exist in this block.

Company : Exploration Directorate (NIOCEXP)

Location : Khorasan Razavi Province

Capex Estimation (MMEURO) : 17.7

Estimated Gas Initially In Place (GIIP) - TCF : NA

Project Period :
Exploration Phase: 4 years
Total Implementation Period Including Exploration, Appraisal, Development and Production Phases: max. 25 years

OTHERS

Exploration of hydrocarbon resources within border area, strategic importance of gas exploration in northeast of country, located near northeast gas pipeline and Khangiran Gas Refinery are the main reasons for defining this block to be attractive for investors to accelerate exploration and production of hydrocarbon from this block.

IRR(%)

The IRR range is determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract and according to conditions of each field.

Kalat Block - Firm Commitment

1) Geoscience and Engineering Studies
2) Geophysics (Processing)
3) Drilling of One Well
4) General and Administrative, Technology Transfer Workshops & Training and etc.

Type of Contract

Buy-Back or IPC

Exploration Blocks

Project Category
Exploration Blocks

Project Title
Mahan Exploration, Development and Production Block

دسته‌بندی پروژه
بلوک¬های اکتشافی

عنوان پروژه
بلـوک اکتشـافی، توسـعه ای و تولیدی ماهان

Main Keys of Contract

- To determine commerciality for a field, the economic and commercial parameters of the field will be determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract.
- Minimum Exploration Obligations fulfillment specified for each block is mandatory.
- If production from field(s) is commercial, the project will continuously enter development and production phase by going through following steps:

i. After exploration phase, a development and production plan may be proposed for the field/block for approval of NIOC.
ii. Considering approved exploration expenditures, field production plan and capital, non-capital and operational expenditures agreed upon in pre-exploration negotiations, its calculation and reimbursement will be made from "First Targeted Production" (FTP).
iii. The exploration risk factor and a percentage of investment amount will be used to pay exploration period bonus. The coefficient for calculating amount of this bonus is determined by NIOC.

- To increase financing opportunities, forming a consortium with Iranian E&P companies based on requirements such as acceptance of "Joint Operating Committee" (JOC) is possible.

اهم شرایط قراردادی

۱) به منظور تعیین تجاری بودن یک میدان نفتی و یا گازی، پارامترهای اقتصادی و تجاری بودن میدان در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.
۲) طرف دوم متعهد به انجام حداقل تعهدات اکتشافی (Minimum Exploration Obligation) که برای هربلوک به تفکیک تهیه گردیده است، می باشد.
۳) در صورت تجاری‌بودن تولید از میدان/میادین، پروژه به طور پیوسته با طی مراحل زیر وارد بخش توسعه و تولید خواهد شد:

i. پس از طی دوره اکتشاف، طرف دوم قرارداد، اقدام به تهیه برنامه پیشنهادی توسعه و تولید از میدان/بلوک برای تأیید طرف اول قرارداد خواهد نمود.
ii. با توجه به هزینه‌های تأیید شده در فرایند اکتشاف، برنامه تولید میدان و هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و عملیاتی بهره‌برداری که در مذاکرات پیش از اکتشاف مورد توافق واقع شده بود، محاسبه و بازپرداخت آن از اولین تولید برنامه ریزی شده (FTP) صورت خواهد گرفت.
iii. جهت پرداخت پاداش دوره اکتشاف از عامل ریسک اکتشافی و درصدی از میزان سرمایه‌گذاری استفاده خواهد شد. ضریب محاسبه میزان این پاداش از سوی طرف اول قرارداد تعیین می‌گردد.

۴) به جهت افزایش امکان تأمین مالی، طرف دوم می‌تواند نسبت به ایجاد کنسرسیومی از شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید بر اساس الزاماتی از قبیل پذیرش کمیته مشترک راهبری (JOC) اقدام نماید.

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی ماهان در منطقه خلیج فارس (استان بوشهر) با وسعت تقریبی ۱۴۹۰۰ کیلومترمربع واقع شده است. در این بلوک ۵ ساختمان حفاری شده و ۶ ساختمان حفاری نشده و سه تله چینه ای با پتانسیل اکتشاف نفت و گاز در افق های بنگستان، خامی و دهرم وجود دارد.

شرکت سرمایه پذیر : مدیریت اکتشاف

محل جغرافیایی : استان بوشهر

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۴۸.۶

تخمین ذخیره درجا : Gas>0.9TCF

برآورد زمان :

بخش اکتشاف: حداکثر ۴ سال قابل تمدید برای یک سال کل دوره اجرا شامل، اکتشاف، اکتشافات تکمیلی و توصیفی، ارزیابی، توسعه و تولید: حداکثر برابر ۲۵ سال

سایر موارد

اکتشاف منابع هیدروکربنی در محدوده مرزی و قرارگرفتن در خلیج فارس از دلایل تعریف این بلوک برای جذب سرمایه گذار و سرعت بخشیدن به اکتشاف و تولید منابع هیدروکربنی در آن است.

تعهدات اکتشافی

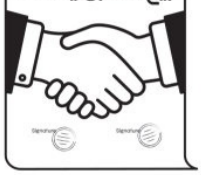
۱) مطالعات علوم زمین و مهندسی
۲) ژئوفیزیک (جمع آوری داده‌های PC2000 و پردازش)
۳) حفاری یک حلقه چاه
۴) انتقال تکنولوژی و سایر فعالیت‌های اجرایی

محدوده نرخ بازده داخلی IRR

محدوده نرخ بازده داخلی در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد، با توجه به شرایط هر میدان توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.

نوع قرارداد

بیع متقابل یا IPC



Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

• Mahan Exploration, Development and Production Block is located in Persian Gulf geological region (Bushehr Province) with an area of 14,900 sq. km. 5 drilled and 6 undrilled structures and 3 stratigraphic traps with oil and gas exploration potential in Bangestan, Khami and Dehram horizons exist in this block.

Company : Exploration Directorate (NIOCEXP)

Location : Bushehr Province

Capex Estimation (MMEURO) : 48.6

Estimated Gas Initially In Place (GIIP) - TCF : >0.9

Project Period :
Exploration Phase: 4 years
Total Implementation Period Including Exploration, Appraisal, Development and Production Phases: max. 25 years

OTHERS

Exploration of hydrocarbon resources within border area, as well as proximity near Persian Gulf are the main reasons for defining this block to be attractive for investors to accelerate exploration and production of hydrocarbon from this block.

IRR(%)

The IRR range is determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract and according to conditions of each field.

Mahan Block - Firm Commitment

1) Geoscience and Engineering Studies
2) Geophysics (PC2000 Data Collection & Processing)
3) Drilling of One Well
4) General and Administrative, Technology Transfer Workshops & Training and etc.

Type of Contract

Buy-Back or IPC

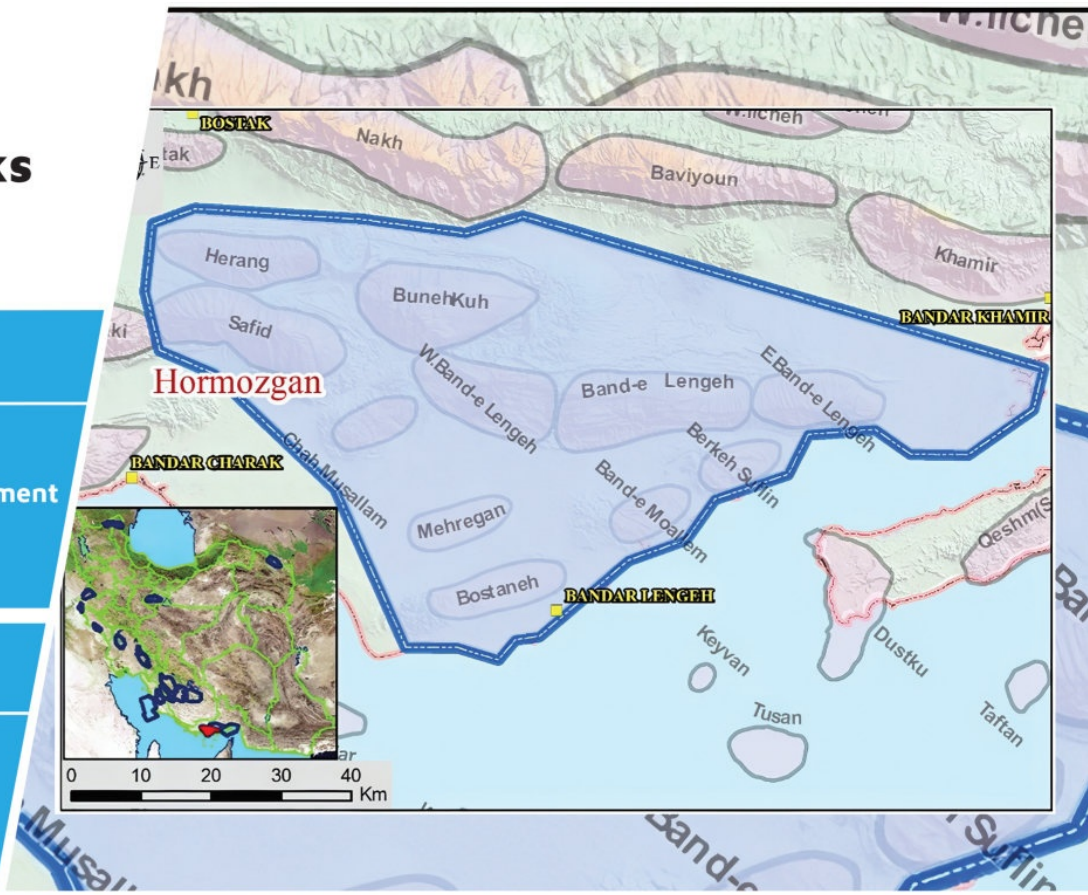
Exploration Blocks

Project Category
Exploration Blocks

Project Title
Mehrgan Exploration, Development and Production Block

دسته‌بندی پروژه
بلوک های اکتشافی

عنوان پروژه
بلـوک اکتشـافی، توسـعه ای و تولیدی مهرگان



Main Keys of Contract

- To determine commerciality for a field, the economic and commercial parameters of the field will be determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract.
- Minimum Exploration Obligations fulfillment specified for each block is mandatory.
- If production from field(s) is commercial, the project will continuously enter development and production phase by going through following steps:

i. After exploration phase, a development and production plan may be proposed for the field/block for approval of NIOC.
ii. Considering approved exploration expenditures, field production plan and capital, non-capital and operational expenditures agreed upon in pre-exploration negotiations, its calculation and reimbursement will be made from "First Targeted Production" (FTP).
iii. The exploration risk factor and a percentage of investment amount will be used to pay exploration period bonus. The coefficient for calculating amount of this bonus is determined by NIOC.

- To increase financing opportunities, forming a consortium with Iranian E&P companies based on requirements such as acceptance of "Joint Operating Committee" (JOC) is possible.

اهم شرایط قراردادی

۱) به منظور تعیین تجاری بودن یک میدان نفتی و یا گازی، پارامترهای اقتصادی و تجاری بودن میدان در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.
۲) طرف دوم متعهد به انجام حداقل تعهدات اکتشافی (Minimum Exploration Obligation) که برای هربلوک به تفکیک تهیه گردیده است، می باشد.
۳) در صورت تجاری‌بودن تولید از میدان/میادین، پروژه به طور پیوسته با طی مراحل زیر وارد بخش توسعه و تولید خواهد شد:
i. پس از طی دوره اکتشاف، طرف دوم قرارداد، اقدام به تهیه برنامه پیشنهادی توسعه و تولید از میدان/بلوک برای تأیید طرف اول قرارداد خواهد نمود.
ii. با توجه به هزینه‌های تأیید شده در فرایند اکتشاف، برنامه تولید میدان و هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و عملیاتی بهره‌برداری که در مذاکرات پیش از اکتشاف مورد توافق واقع شده بود، محاسبه و بازپرداخت آن از اولین تولید برنامه ریزی شده (FTP) صورت خواهد گرفت.
iii. جهت پرداخت پاداش دوره اکتشاف از عامل ریسک اکتشافی و درصدی از میزان سرمایه‌گذاری استفاده خواهد شد. ضریب محاسبه میزان این پاداش از سوی طرف اول قرارداد تعیین می‌گردد.
۴) به جهت افزایش امکان تأمین مالی، طرف دوم می‌تواند نسبت به ایجاد کنسرسیومی از شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید بر اساس الزاماتی از قبیل پذیرش کمیته مشترک راهبری (JOC) اقدام نماید.

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی مهرگان در منطقه زمین شناسی فارس (استان هرمزگان) با وسعت تقریبی ۵۴۰۰ کیلومترمربع واقع شده است. در این بلوک ۳ ساختمان حفاری شده و ۹ ساختمان حفاری نشده با پتانسیل اکتشاف گاز در افق دهرم وجود دارد.

شرکت سرمایه پذیر : مدیریت اکتشاف

محل جغرافیایی : استان هرمزگان

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۲۰.۵

تخمین ذخیره درجا : Gas>5TCF

برآورد زمان :

بخش اکتشاف: حداکثر ۴ سال قابل تمدید برای یک سال کل دوره اجرا شامل، اکتشاف، اکتشافات تکمیلی و توصیفی، ارزیابی، توسعه و تولید: حداکثر برابر ۲۵ سال

سایر موارد

عبور خط لوله گاز و قرارگیری پالایشگاه های نفتی بندرعباس و گازی قشم و سرخون در نزدیکی بلوک و همچنین واقع شدن در مجاورت خلیج فارس از دلایل تعریف این بلوک برای جذب سرمایه گذار و سرعت بخشیدن به اکتشاف و تولید منابع هیدروکربنی در آن است.

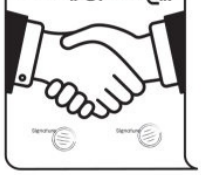
تعهدات اکتشافی

۱) مطالعات علوم زمین و مهندسی
۲) ژئوفیزیک (بازپردازش)
۳) حفاری یک حلقه چاه
۴) انتقال تکنولوژی و سایر فعالیت‌های اجرایی

محدوده نرخ بازده داخلی IRR

محدوده نرخ بازده داخلی در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد، با توجه به شرایط هر میدان توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.

نوع قرارداد
بیع متقابل یا IPC



Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

•Mehrgan Exploration, Development and Production Block is located in Persian Gulf geological region (Hormozgan Province) with an area of 5,400 sq. km. 3 drillied and 9 undrilled structures with gas exploration potential in Dehram horizon exist in this block.

Company : Exploration Directorate (NIOCEXP)

Location : Hormozgan Province

Capex Estimation (MMEURO) : 20.5

Estimated Gas Initially In Place (GIIP) - TCF : >5

Project Period :
Exploration Phase: 4 years
Total Implementation Period Including Exploration, Appraisal, Development and Production Phases: max. 25 years

OTHERS

Passage of gas pipeline through this block and location Bandar Abbas Oil Refinery and Sarkhoon and Qeshm Gas Refinery near this block, as well as proximity near Persian Gulf are the main reasons for defining this block to be attractive for investors to accelerate exploration and production of hydrocarbon from this block.

IRR(%)

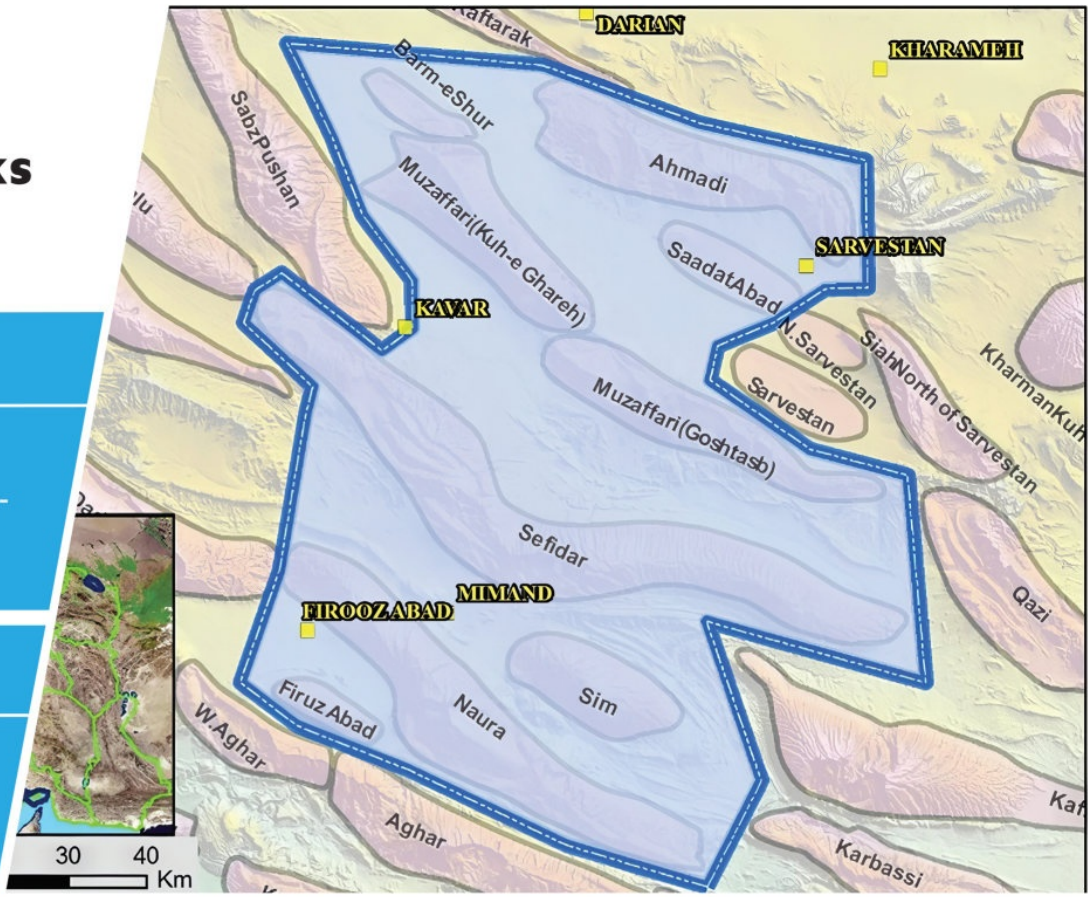
The IRR range is determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract and according to conditions of each field.

Mehrgan Block - Firm Commitment

1) Geoscience and Engineering Studies
2)Geophysics (Reprocessing)
3) Drilling of One Well
4) General and Administrative, Technology Transfer Workshops & Training and etc.

Type of Contract
Buy-Back or IPC

Exploration Blocks



Project Category
Exploration Blocks

Project Title
Morvarid Exploration, Development and Production Block

دسته‌بندی پروژه
بلوک های اکتشافی

عنوان پروژه
بلـوک اکتشـافی، توسـعه ای و تولیدی مروارید

Main Keys of Contract

- To determine commerciality for a field, the economic and commercial parameters of the field will be determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract.
- Minimum Exploration Obligations fulfillment specified for each block is mandatory.
- If production from field(s) is commercial, the project will continuously enter development and production phase by going through following steps:

i. After exploration phase, a development and production plan may be proposed for the field/block for approval of NIOC.
ii. Considering approved exploration expenditures, field production plan and capital, non-capital and operational expenditures agreed upon in pre-exploration negotiations, its calculation and reimbursement will be made from "First Targeted Production" (FTP).
iii. The exploration risk factor and a percentage of investment amount will be used to pay exploration period bonus. The coefficient for calculating amount of this bonus is determined by NIOC.

- To increase financing opportunities, forming a consortium with Iranian E&P companies based on requirements such as acceptance of "Joint Operating Committee" (JOC) is possible.

اهم شرایط قراردادی

۱) به منظور تعیین تجاری بودن یک میدان نفتی و یا گازی، پارامترهای اقتصادی و تجاری بودن میدان در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.
۲) طرف دوم متعهد به انجام حداقل تعهدات اکتشافی (Minimum Exploration Obligation) که برای هربلوک به تفکیک تهیه گردیده است، می باشد.
۳) در صورت تجاری‌بودن تولید از میدان/میادین، پروژه به طور پیوسته با طی مراحل زیر وارد بخش توسعه و تولید خواهد شد:
i. پس از طی دوره اکتشاف، طرف دوم قرارداد، اقدام به تهیه برنامه پیشنهادی توسعه و تولید از میدان/بلوک برای تأیید طرف اول قرارداد خواهد نمود.
ii. با توجه به هزینه‌های تأیید شده در فرایند اکتشاف، برنامه تولید میدان و هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و عملیاتی بهره‌برداری که در مذاکرات پیش از اکتشاف مورد توافق واقع شده بود، محاسبه و بازپرداخت آن از اولین تولید برنامه ریزی شده (FTP) صورت خواهد گرفت.
iii. جهت پرداخت پاداش دوره اکتشاف از عامل ریسک اکتشافی و درصدی از میزان سرمایه‌گذاری استفاده خواهد شد. ضریب محاسبه میزان این پاداش از سوی طرف اول قرارداد تعیین می‌گردد.
۴) به جهت افزایش امکان تأمین مالی، طرف دوم می‌تواند نسبت به ایجاد کنسرسیومی از شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید بر اساس الزاماتی از قبیل پذیرش کمیته مشترک راهبری (JOC) اقدام نماید.

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی مروارید در منطقه زمین شناسی فارس (استان فارس) با وسعت تقریبی ۸۱۰۰ کیلومترمربع واقع شده است. در این بلوک ۵ ساختمان حفاری شده و ۴ ساختمان حفاری نشده با پتانسیل اکتشاف گاز در افق دهرم وجود دارد.

شرکت سرمایه پذیر : مدیریت اکتشاف

محل جغرافیایی : استان فارس

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۲۸

تخمین ذخیره درجا : Gas>3.1TCF

برآورد زمان :

بخش اکتشاف: حداکثر ۴ سال قابل تمدید برای یک سال کل دوره اجرا شامل، اکتشاف، اکتشافات تکمیلی و توصیفی، ارزیابی، توسعه و تولید: حداکثر برابر ۲۵ سال

سایر موارد

عبور خط لوله گاز از محدوده بلوک و قرارگیری پتروشیمی های ممسنی و کازرون در نزدیکی بلوک و همچنین مجاورت با شهر شیراز از دلایل تعریف این بلوک برای جذب سرمایه گذار و سرعت بخشیدن به اکتشاف و تولید منابع هیدروکربنی در آن است.

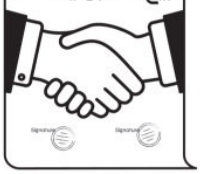
تعهدات اکتشافی

۱) مطالعات علوم زمین و مهندسی
۲) ژئوفیزیک (برداشت و پردازش)
۳) حفاری یک حلقه چاه
۴) انتقال تکنولوژی و سایر فعالیت‌های اجرایی

محدوده نرخ بازده داخلی IRR

محدوده نرخ بازده داخلی در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد، با توجه به شرایط هر میدان توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.

نوع قرارداد
بیع متقابل یا IPC



Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

• Morvarid Exploration, Development and Production Block is located in Fars geological region (Fars Province) with an area of 8,100 sq. km. 5 drilled and 4 undrilled structures with gas exploration potential in Dehram horizon exist in this block.

Company : Exploration Directorate (NIOCEXP)

Location : Fars Province

Capex Estimation (MMEURO) : 28

Estimated Gas Initially In Place (GIIP) - TCF : >3.1

Project Period :
Exploration Phase: 4 years
Total Implementation Period Including Exploration, Appraisal, Development and Production Phases: max. 25 years

Morvarid Block - Firm Commitment

1) Geoscience and Engineering Studies
2) Geophysics (acquisition & Processing)
3) Drilling of One Well
4) General and Administrative, Technology Transfer Workshops & Training and etc.

OTHERS

The passage of gas pipeline through this block and location of Mamasani and Kazerun Petrochemical Plants near this block, as well as its proximity to the city of Shiraz are the main reasons for defining this block to be attractive for investors to accelerate exploration and production of hydrocarbon from this block.

IRR(%)

The IRR range is determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract and according to conditions of each field.

Type of Contract
Buy-Back or IPC

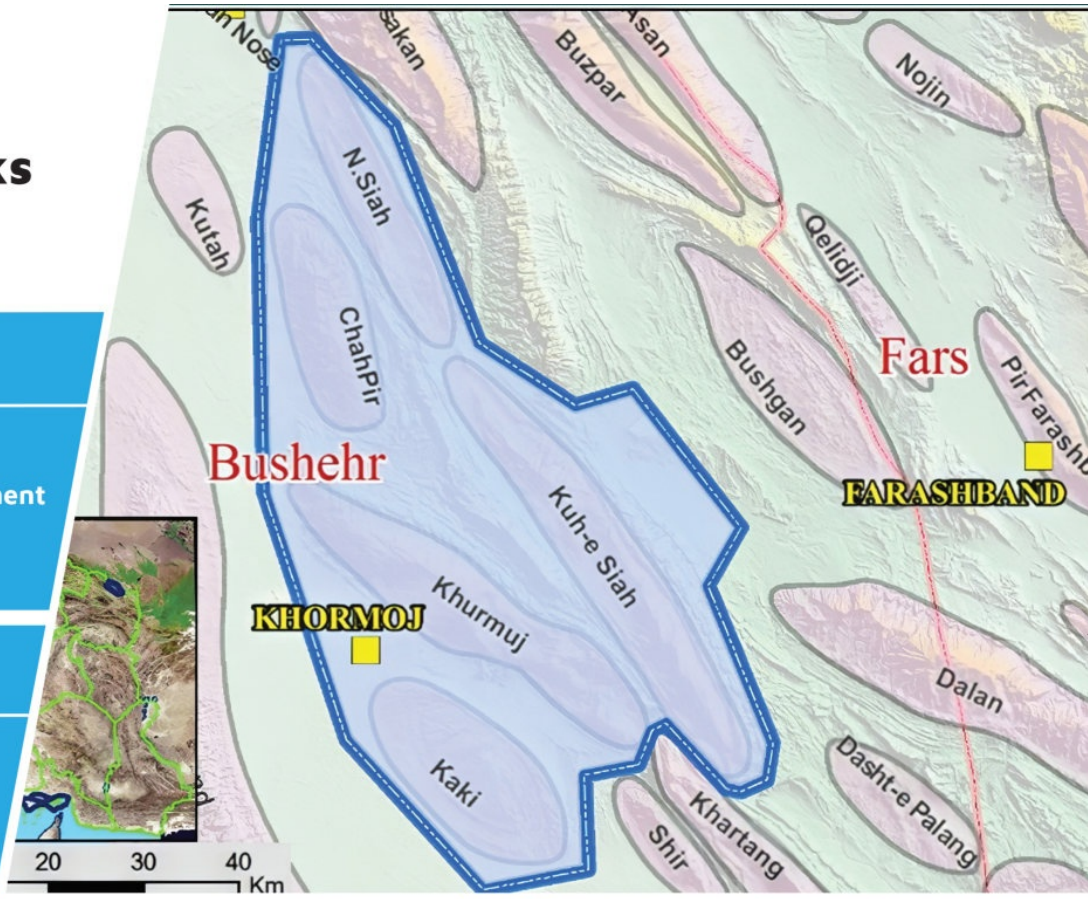
Exploration Blocks

Project Category
Exploration Blocks

Project Title
Parizad Exploration, Development and Production Block

دسته‌بندی پروژه
بلوک¬های اکتشافی

عنوان پروژه
بلـوک اکتشـافی، توسـعه ای و تولیدی پریزاد



Main Keys of Contract

- To determine commerciality for a field, the economic and commercial parameters of the field will be determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract.
- Minimum Exploration Obligations fulfillment specified for each block is mandatory.
- If production from field(s) is commercial, the project will continuously enter development and production phase by going through following steps:

i. After exploration phase, a development and production plan may be proposed for the field/block for approval of NIOC.
ii. Considering approved exploration expenditures, field production plan and capital, non-capital and operational expenditures agreed upon in pre-exploration negotiations, its calculation and reimbursement will be made from "First Targeted Production" (FTP).
iii. The exploration risk factor and a percentage of investment amount will be used to pay exploration period bonus. The coefficient for calculating amount of this bonus is determined by NIOC.

- To increase financing opportunities, forming a consortium with Iranian E&P companies based on requirements such as acceptance of "Joint Operating Committee" (JOC) is possible.

اهم شرایط قراردادی

۱) به منظور تعیین تجاری بودن یک میدان نفتی و یا گازی، پارامترهای اقتصادی و تجاری بودن میدان در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.
۲) طرف دوم متعهد به انجام حداقل تعهدات اکتشافی (Minimum Exploration Obligation) که برای هربلوک به تفکیک تهیه گردیده است، می باشد.
۳) در صورت تجاری‌بودن تولید از میدان/میادین، پروژه به طور پیوسته با طی مراحل زیر وارد بخش توسعه و تولید خواهد شد:
i. پس از طی دوره اکتشاف، طرف دوم قرارداد، اقدام به تهیه برنامه پیشنهادی توسعه و تولید از میدان/بلوک برای تأیید طرف اول قرارداد خواهد نمود.
ii. با توجه به هزینه‌های تأیید شده در فرایند اکتشاف، برنامه تولید میدان و هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و عملیاتی بهره‌برداری که در مذاکرات پیش از اکتشاف مورد توافق واقع شده بود، محاسبه و بازپرداخت آن از اولین تولید برنامه ریزی شده (FTP) صورت خواهد گرفت.
iii. جهت پرداخت پاداش دوره اکتشاف از عامل ریسک اکتشافی و درصدی از میزان سرمایه‌گذاری استفاده خواهد شد. ضریب محاسبه میزان این پاداش از سوی طرف اول قرارداد تعیین می‌گردد.
۴) به جهت افزایش امکان تأمین مالی، طرف دوم می‌تواند نسبت به ایجاد کنسرسیومی از شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید بر اساس الزاماتی از قبیل پذیرش کمیته مشترک راهبری (JOC) اقدام نماید.

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی پریزاد در منطقه زمین شناسی فارس (استان بوشهر) با وسعت تقریبی ۳۳۷۰ کیلومترمربع واقع شده است. در این بلوک ۲ ساختمان حفاری شده و ۳ ساختمان حفاری نشده با پتانسیل اکتشاف نفت و گاز در افق های بنگستان، خامی و دهرم وجود دارد.

شرکت سرمایه پذیر : مدیریت اکتشاف

محل جغرافیایی : استان بوشهر

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۲۰

تخمین ذخیره درجا : ارزیابی نشده است

برآورد زمان :

بخش اکتشاف: حداکثر ۴ سال قابل تمدید برای یک سال کل دوره اجرا شامل، اکتشاف، اکتشافات تکمیلی و توصیفی، ارزیابی، توسعه و تولید: حداکثر برابر ۲۵ سال

سایر موارد

عبور خط لوله گاز از محدوده بلوک و قرارگیری در محدوده فارس ساحلی در نزدیکی با خلیج فارس از دلایل تعریف این بلوک برای جذب سرمایه گذار و سرعت بخشیدن به اکتشاف و تولید منابع هیدروکربنی در آن است.

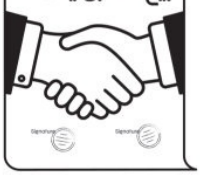
تعهدات اکتشافی

۱) مطالعات علوم زمین و مهندسی
۲) ژئوفیزیک (برداشت و پردازش)
۳) حفاری یک حلقه چاه
۴) انتقال تکنولوژی و سایر فعالیت‌های اجرایی

محدوده نرخ بازده داخلی IRR

محدوده نرخ بازده داخلی در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد، با توجه به شرایط هر میدان توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.

نوع قرارداد
بیع متقابل یا IPC



Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

• Parizad Exploration, Development and Production Block is located in Persian Gulf geological region (Bushehr Province) with an area of 3,370 sq. km. 2 drilled and 3 undrilled structures and 3 stratigraphic traps with oil and gas exploration potential in Bangestan, Khami and Dehram horizons exist in this block.

Company : Exploration Directorate (NIOCEXP)

Location : Bushehr Province

Capex Estimation (MMEURO) : 20

Estimated Gas Initially In Place (GIIP) - TCF : N/A

Project Period :
Exploration Phase: 4 years
Total Implementation Period Including Exploration, Appraisal, Development and Production Phases: max. 25 years

OTHERS

Passage of gas pipeline within this block, locating in Coastal Fars region as well as proximity near Persian Gulf are the main reasons for defining this block to be attractive for investors to accelerate exploration and production of hydrocarbon from this block.

IRR(%)

The IRR range is determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract and according to conditions of each field.

Parizad Block - Firm Commitment

1) Geoscience and Engineering Studies
2) Geophysics (acquisition & Processing)
3) Drilling of One Well
4) General and Administrative, Technology Transfer Workshops & Training and etc.

Type of Contract
Buy-Back or IPC

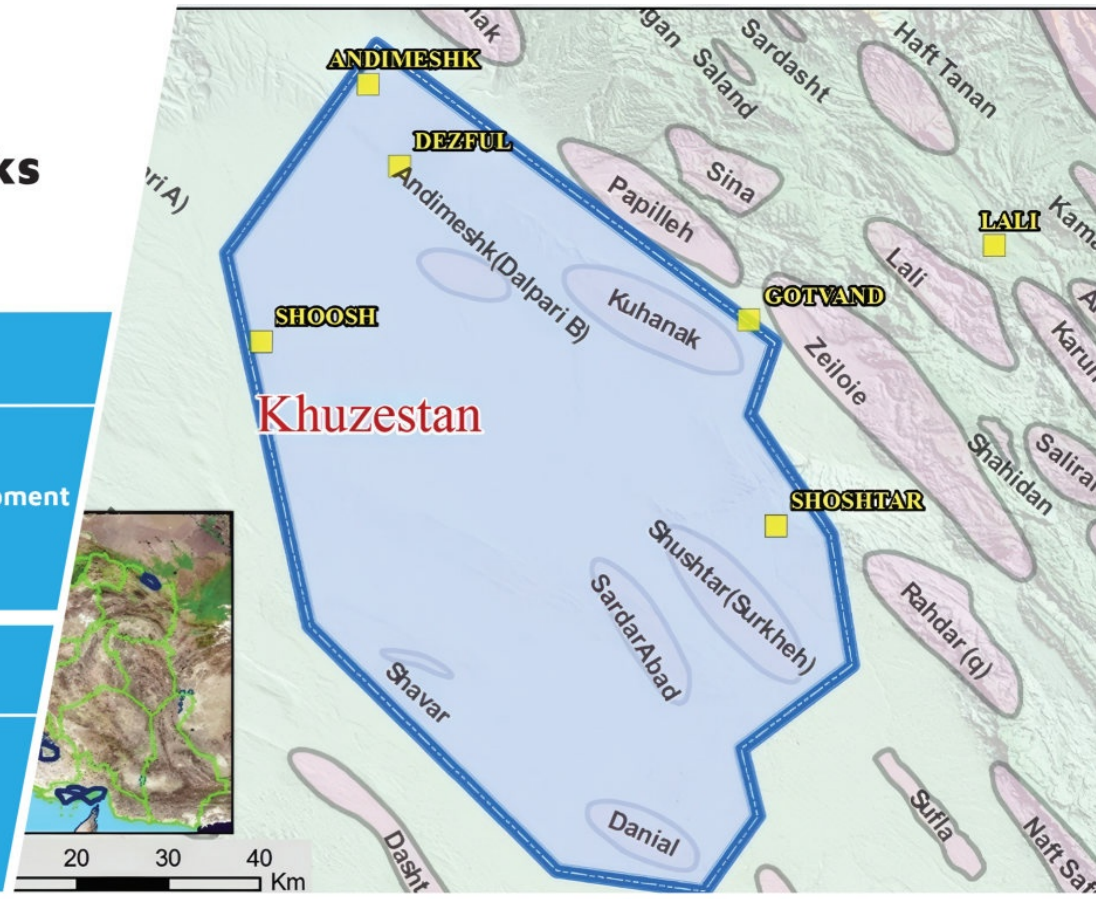
Exploration Blocks

Project Category
Exploration Blocks

Project Title
Shushtar Exploration, Development and Production Block

دسته‌بندی پروژه
بلوک-های اکتشافی

عنوان پروژه
بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی شوشتر



Main Keys of Contract

- To determine commerciality for a field, the economic and commercial parameters of the field will be determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract.
- Minimum Exploration Obligations fulfillment specified for each block is mandatory.
- If production from field(s) is commercial, the project will continuously enter development and production phase by going through following steps:

i. After exploration phase, a development and production plan may be proposed for the field/block for approval of NIOC.
ii. Considering approved exploration expenditures, field production plan and capital, non-capital and operational expenditures agreed upon in pre-exploration negotiations, its calculation and reimbursement will be made from "First Targeted Production" (FTP).
iii. The exploration risk factor and a percentage of investment amount will be used to pay exploration period bonus. The coefficient for calculating amount of this bonus is determined by NIOC.

- To increase financing opportunities, forming a consortium with Iranian E&P companies based on requirements such as acceptance of "Joint Operating Committee" (JOC) is possible.

اهم شرایط قراردادی

۱) به منظور تعیین تجاری بودن یک میدان نفتی و یا گازی، پارامترهای اقتصادی و تجاری بودن میدان در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.
۲) طرف دوم متعهد به انجام حداقل تعهدات اکتشافی (Minimum Exploration Obligation) که برای هربلوک به تفکیک تهیه گردیده است، می باشد.
۳) در صورت تجاری‌بودن تولید از میدان/میادین، پروژه به طور پیوسته با طی مراحل زیر وارد بخش توسعه و تولید خواهد شد:

i. پس از طی دوره اکتشاف، طرف دوم قرارداد، اقدام به تهیه برنامه پیشنهادی توسعه و تولید از میدان/بلوک برای تأیید طرف اول قرارداد خواهد نمود.
ii. با توجه به هزینه‌های تأیید شده در فرایند اکتشاف، برنامه تولید میدان و هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و عملیاتی بهره‌برداری که در مذاکرات پیش از اکتشاف مورد توافق واقع شده بود، محاسبه و بازپرداخت آن از اولین تولید برنامه ریزی شده (FTP) صورت خواهد گرفت.
iii. جهت پرداخت پاداش دوره اکتشاف از عامل ریسک اکتشافی و درصدی از میزان سرمایه‌گذاری استفاده خواهد شد. ضریب محاسبه میزان این پاداش از سوی طرف اول قرارداد تعیین می‌گردد.

۴) به جهت افزایش امکان تأمین مالی، طرف دوم می‌تواند نسبت به ایجاد کنسرسیومی از شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید بر اساس الزاماتی از قبیل پذیرش کمیته مشترک راهبری (JOC) اقدام نماید.

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرکت سرمایه پذیر : مدیریت اکتشاف

محل جغرافیایی : استان خوزستان

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۳۲

تخمین ذخیره درجا : Oil> 750 MMSTB

برآورد زمان :

بخش اکتشاف: حداکثر ۴ سال قابل تمدید برای یک سال کل دوره اجرا شامل، اکتشاف، اکتشافات تکمیلی و توصیفی، ارزیابی، توسعه و تولید: حداکثر برابر ۲۵ سال

شرح کلی پروژه

بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی شوشتر در منطقه زمین شناسی دزفول شمالی (استان خوزستان) با وسعت تقریبی ۵۳۰۰ کیلومترمربع واقع شده است. در این بلوک یک ساختمان حفاری شده و ۷ ساختمان حفاری نشده با پتانسیل اکتشاف نفت و گاز در افق های آسماری و بنگستان وجود دارد.

تعهدات اکتشافی

۱) مطالعات علوم زمین و مهندسی
۲) ژئوفیزیک (برداشت و پردازش)
۳) حفاری یک حلقه چاه
۴) انتقال تکنولوژی و سایر فعالیت‌های اجرایی

سایر موارد

عبور خط لوله انتقال نفت و گاز از محدوده بلوک و مجاورت با زیرساختهای مناطق نفت خیز جنوب و همچنین قرارگیری پتروشیمی اندیمشک در محدوده بلوک از دلایل تعریف این بلوک برای جذب سرمایه گذار و سرعت بخشیدن به اکتشاف و تولید منابع هیدروکربنی در آن است.

محدوده نرخ بازده داخلی IRR

محدوده نرخ بازده داخلی در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد، با توجه به شرایط هر میدان توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.

نوع قرارداد
بیع متقابل یا IPC

Project Specifications

NIOC

Company : Exploration Directorate (NIOCEXP)

Location : Khuzestan Province

Capex Estimation (MMEURO) : 32

Estimated Oil Initially In Place (OIIP) - MMSTB : >750

Project Period :
Exploration Phase: 4 years
Total Implementation Period Including Exploration, Appraisal, Development and Production Phases: max. 25 years

Project Scope of Work

• Shushtar Exploration, Development and Production Block is located in North Dezful geological region (Khuzestan Province) with an area of 5,300 sq. km. 1 drilled and 7 undrilled structures with oil and gas exploration potential in Asmari and Bangestan horizons exist in this block.

Shushtar Block - Firm Commitment

1) Geoscience and Engineering Studies
2) Geophysics (acquisition & Processing)
3) Drilling of One Well
4) General and Administrative, Technology Transfer Workshops & Training and etc.

OTHERS

Passage of oil pipeline through this block and proximity to infrastructures of NISOC and location of Andimeshk Petrochemical Plant near this block are the main reasons for defining this block to be attractive for investors to accelerate exploration and production of hydrocarbon from this block.

IRR(%)

The IRR range is determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract and according to conditions of each field.

Type of Contract
Buy-Back or IPC

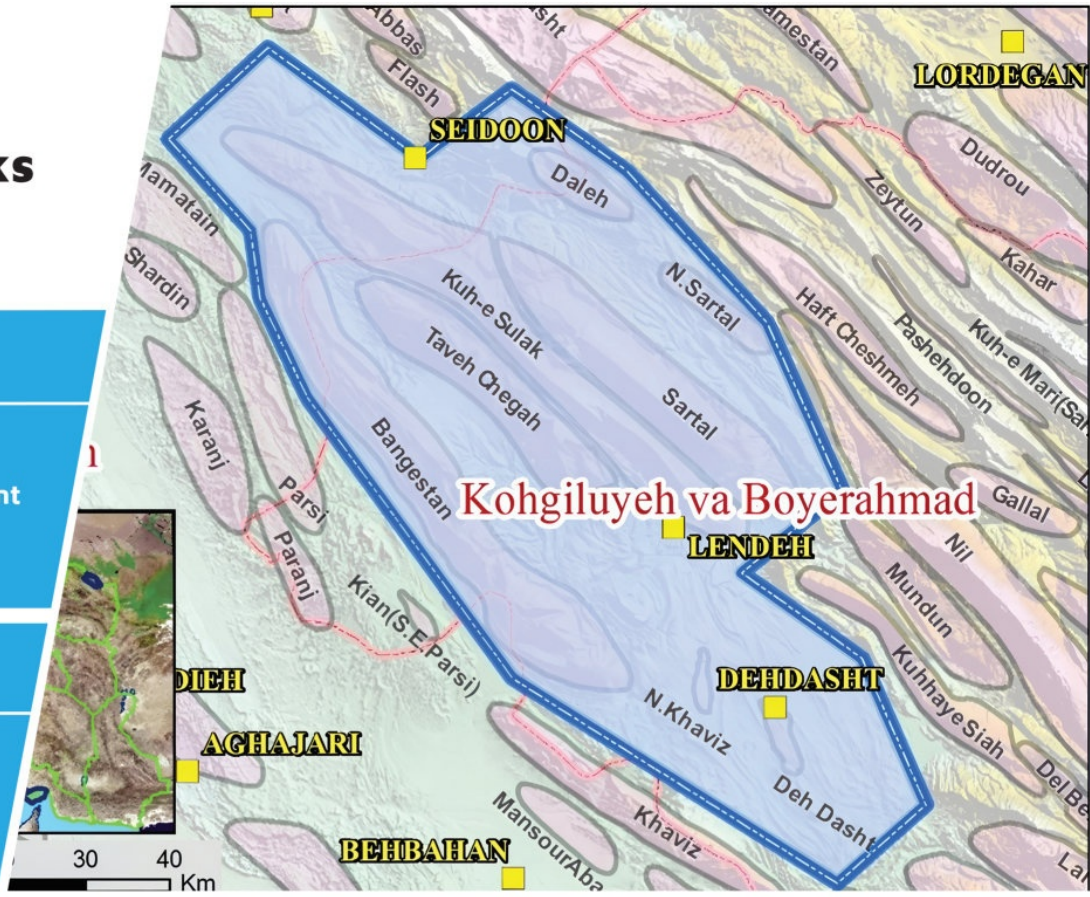
Exploration Blocks

Project Category
Exploration Blocks

Project Title
Sulak Exploration, Development and Production Block

دسته‌بندی پروژه
بلوک¬های اکتشافی

عنوان پروژه
بلـوک اکتشـافی، توسـعه ای و تولیدی سولک



Main Keys of Contract

- To determine commerciality for a field, the economic and commercial parameters of the field will be determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract.
- Minimum Exploration Obligations fulfillment specified for each block is mandatory.
- If production from field(s) is commercial, the project will continuously enter development and production phase by going through following steps:

i. After exploration phase, a development and production plan may be proposed for the field/block for approval of NIOC.
ii. Considering approved exploration expenditures, field production plan and capital, non-capital and operational expenditures agreed upon in pre-exploration negotiations, its calculation and reimbursement will be made from "First Targeted Production" (FTP).
iii. The exploration risk factor and a percentage of investment amount will be used to pay exploration period bonus. The coefficient for calculating amount of this bonus is determined by NIOC.

- To increase financing opportunities, forming a consortium with Iranian E&P companies based on requirements such as acceptance of "Joint Operating Committee" (JOC) is possible.

اهم شرایط قراردادی

۱) به منظور تعیین تجاری بودن یک میدان نفتی و یا گازی، پارامترهای اقتصادی و تجاری بودن میدان در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.
۲) طرف دوم متعهد به انجام حداقل تعهدات اکتشافی (Minimum Exploration Obligation) که برای هربلوک به تفکیک تهیه گردیده است، می باشد.
۳) در صورت تجاری‌بودن تولید از میدان/میادین، پروژه به طور پیوسته با طی مراحل زیر وارد بخش توسعه و تولید خواهد شد:

i. پس از طی دوره اکتشاف، طرف دوم قرارداد، اقدام به تهیه برنامه پیشنهادی توسعه و تولید از میدان/بلوک برای تأیید طرف اول قرارداد خواهد نمود.
ii. با توجه به هزینه‌های تأیید شده در فرایند اکتشاف، برنامه تولید میدان و هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و عملیاتی بهره‌برداری که در مذاکرات پیش از اکتشاف مورد توافق واقع شده بود، محاسبه و بازپرداخت آن از اولین تولید برنامه ریزی شده (FTP) صورت خواهد گرفت.
iii. جهت پرداخت پاداش دوره اکتشاف از عامل ریسک اکتشافی و درصدی از میزان سرمایه‌گذاری استفاده خواهد شد. ضریب محاسبه میزان این پاداش از سوی طرف اول قرارداد تعیین می‌گردد.

۴) به جهت افزایش امکان تأمین مالی، طرف دوم می‌تواند نسبت به ایجاد کنسرسیومی از شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید بر اساس الزاماتی از قبیل پذیرش کمیته مشترک راهبری (JOC) اقدام نماید.

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرکت سرمایه پذیر : مدیریت اکتشاف

محل جغرافیایی : استان خوزستان و کهکیلویه بویراحمد

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۵۸

تخمین ذخیره درجا : برآورد نشده

برآورد زمان :

بخش اکتشاف: حداکثر ۴ سال قابل تمدید برای یک سال کل دوره اجرا شامل، اکتشاف، اکتشافات تکمیلی و توصیفی، ارزیابی، توسعه و تولید: حداکثر برابر ۲۵ سال

شرح کلی پروژه

بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی سولک در منطقه زمین شناسی دزفول جنوبی (استان های خوزستان-کهگیلویه و بویراحمد) با وسعت تقریبی ۵۵۰۰ کیلومترمربع واقع شده است. در این بلوک ۲ ساختمان حفاری شده و ۵ ساختمان حفاری نشده با پتانسیل اکتشاف نفت و گاز در افق های آسماری، خامی و دهرم وجود دارد.

سایر موارد

عبور خط لوله انتقال نفت و گاز از محدوده بلوک و مجاورت با زیرساختهای مناطق نفت خیز جنوب و همچنین قرارگیری پتروشیمی دهدشت در محدوده بلوک از دلایل تعریف این بلوک برای جذب سرمایه گذار و سرعت بخشیدن به اکتشاف و تولید منابع هیدروکربنی در آن است.

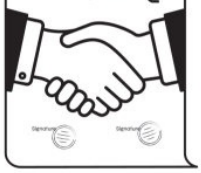
محدوده نرخ بازده داخلی IRR

محدوده نرخ بازده داخلی در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد، با توجه به شرایط هر میدان توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.

تعهدات اکتشافی

۱) مطالعات علوم زمین و مهندسی
۲) ژئوفیزیک (برداشت و پردازش)
۳) حفاری دو حلقه چاه
۴) انتقال تکنولوژی و سایر فعالیت‌های اجرایی

نوع قرارداد
بیع متقابل یا IPC



Project Specifications

NIOC

Company : Exploration Directorate (NIOCEXP)

Location : Khuzestan and Kohgiluyeh and Boyer-Ahmad Provinces

Capex Estimation (MMEURO) : 58

Estimated Gas Initially In Place (GIIP) - TCF : N/A

Project Period :
Exploration Phase: 4 years
Total Implementation Period Including Exploration, Appraisal, Development and Production Phases: max. 25 years

Project Scope of Work

• Sulak Exploration, Development and Production Block is located in North Dezful geological region (Khuzestan and Kohgiluyeh and Boyer-Ahmad Provinces) with an area of 5,500 sq. km. 1 drilled and 7 undrilled structures with oil and gas exploration potential in Asmari, Khami and Dehram horizons exist in this block.

Sulak Block - Firm Commitment

1) Geoscience and Engineering Studies
2) Geophysics (acquisition & Processing)
3) Drilling of 2 Well
4) General and Administrative, Technology Transfer Workshops & Training and etc.

OTHERS

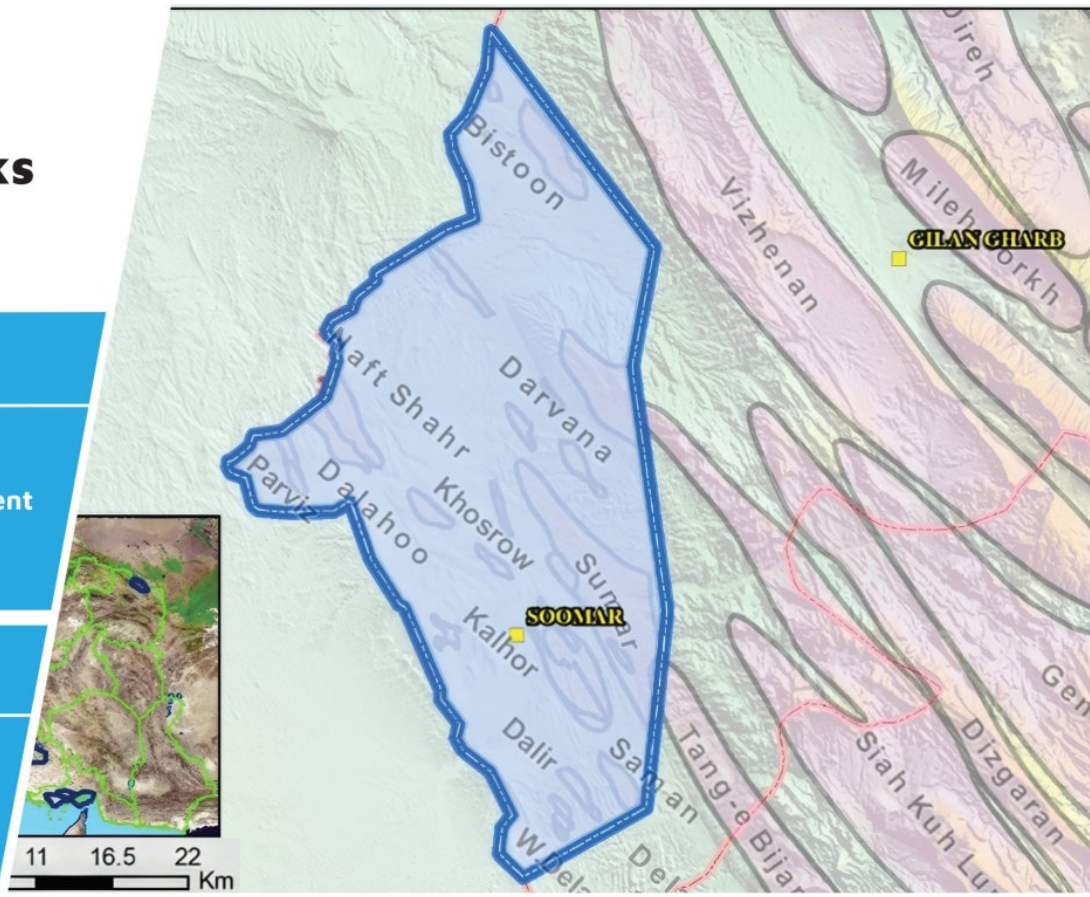
Passage of oil pipeline through this block and proximity to infrastructures of NISOC and location of Dehdasht Petrochemical Plant near this block are the main reasons for defining this block to be attractive for investors to accelerate exploration and production of hydrocarbon from this block.

IRR(%)

The IRR range is determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract and according to conditions of each field.

Type of Contract
Buy-Back or IPC

Exploration Blocks



Project Category
Exploration Blocks

Project Title
Tandis Exploration, Development and Production Block

دسته‌بندی پروژه
بلوک¬های اکتشافی

عنوان پروژه
بلـوک اکتشـافی، توسـعه ای و تولیدی تندیس

Main Keys of Contract

- To determine commerciality for a field, the economic and commercial parameters of the field will be determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract.
- Minimum Exploration Obligations fulfillment specified for each block is mandatory.
- If production from field(s) is commercial, the project will continuously enter development and production phase by going through following steps:

i. After exploration phase, a development and production plan may be proposed for the field/block for approval of NIOC.
ii. Considering approved exploration expenditures, field production plan and capital, non-capital and operational expenditures agreed upon in pre-exploration negotiations, its calculation and reimbursement will be made from "First Targeted Production" (FTP).
iii. The exploration risk factor and a percentage of investment amount will be used to pay exploration period bonus. The coefficient for calculating amount of this bonus is determined by NIOC.

- To increase financing opportunities, forming a consortium with Iranian E&P companies based on requirements such as acceptance of "Joint Operating Committee" (JOC) is possible.

اهم شرایط قراردادی

۱) به منظور تعیین تجاری بودن یک میدان نفتی و یا گازی، پارامترهای اقتصادی و تجاری بودن میدان در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.
۲) طرف دوم متعهد به انجام حداقل تعهدات اکتشافی (Minimum Exploration Obligation) که برای هربلوک به تفکیک تهیه گردیده است، می باشد.
۳) در صورت تجاری‌بودن تولید از میدان/میادین، پروژه به طور پیوسته با طی مراحل زیر وارد بخش توسعه و تولید خواهد شد:

i. پس از طی دوره اکتشاف، طرف دوم قرارداد، اقدام به تهیه برنامه پیشنهادی توسعه و تولید از میدان/بلوک برای تأیید طرف اول قرارداد خواهد نمود.
ii. با توجه به هزینه‌های تأیید شده در فرایند اکتشاف، برنامه تولید میدان و هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و عملیاتی بهره‌برداری که در مذاکرات پیش از اکتشاف مورد توافق واقع شده بود، محاسبه و بازپرداخت آن از اولین تولید برنامه ریزی شده (FTP) صورت خواهد گرفت.
iii. جهت پرداخت پاداش دوره اکتشاف از عامل ریسک اکتشافی و درصدی از میزان سرمایه‌گذاری استفاده خواهد شد. ضریب محاسبه میزان این پاداش از سوی طرف اول قرارداد تعیین می‌گردد.

۴) به جهت افزایش امکان تأمین مالی، طرف دوم می‌تواند نسبت به ایجاد کنسرسیومی از شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید بر اساس الزاماتی از قبیل پذیرش کمیته مشترک راهبری (JOC) اقدام نماید.

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی تندیس در منطقه زمین شناسی دزفول شمالی (استان کرمانشاه) با وسعت تقریبی ۱۴۰۰ کیلومترمربع واقع شده است. در این بلوک ۵ ساختمان حفاری شده و ۱۹ ساختمان حفاری نشده با پتانسیل اکتشاف نفت در افق های آسماری و پابده وجود دارد.

شرکت سرمایه پذیر : مدیریت اکتشاف

محل جغرافیایی : استان کرمانشاه

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۲۸

تخمین ذخیره درجا : Oil>45 MMBBL - Gas>50BCF

برآورد زمان :

بخش اکتشاف: حداکثر ۴ سال قابل تمدید برای یک سال کل دوره اجرا شامل، اکتشاف، اکتشافات تکمیلی و توصیفی، ارزیابی، توسعه و تولید: حداکثر برابر ۲۵ سال

سایر موارد

اکتشاف منابع هیدروکربنی در محدوده مرزی، عبور خط لوله نفت و قرارگیری پتروشیمی و پالایشگاه ایلام در محدوده بلوک از دلایل تعریف این بلوک برای جذب سرمایه گذار و سرعت بخشیدن به اکتشاف و تولید منابع هیدروکربنی در آن است.

تعهدات اکتشافی

۱) مطالعات علوم زمین و مهندسی
۲) ژئوفیزیک (برداشت و پردازش)
۳) حفاری دو حلقه چاه
۴) انتقال تکنولوژی و سایر فعالیت‌های اجرایی

محدوده نرخ بازده داخلی IRR

محدوده نرخ بازده داخلی در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد، با توجه به شرایط هر میدان توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.

نوع قرارداد

بیع متقابل یا IPC

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

•Tandis Exploration, Development and Production Block is located in North Dezful geological region (Kermanshah Province) with an area of 1,400 sq. km. 5 drilled and 19 undrilled structures with oil exploration potential in Asmari and Pabdeh horizons exist in this block.

Company : Exploration Directorate (NIOCEXP)

Location : Kermanshah Province

Capex Estimation (MMEURO) : 28

Estimated Initially In Place
(GIIP) - BCF > 50 bcf
(OIIP) - MMBBL >45 mmbbl

Project Period :
Exploration Phase: 4 years
Total Implementation Period Including Exploration, Appraisal, Development and Production Phases: max. 25 years

OTHERS

Exploration of hydrocarbon resources within border area, passage of oil pipeline through this block and location of Ilam Refinery and Petrochemical Plant near this block are the main reasons for defining this block to be attractive for investors to accelerate exploration and production of hydrocarbon from this block.

IRR(%)

The IRR range is determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract and according to conditions of each field.

Tandis Block - Firm Commitment

1) Geoscience and Engineering Studies
2) Geophysics (acquisition & Processing)
3) Drilling of Two Well
4) General and Administrative, Technology Transfer Workshops & Training and etc.

Type of Contract

Buy-Back or IPC

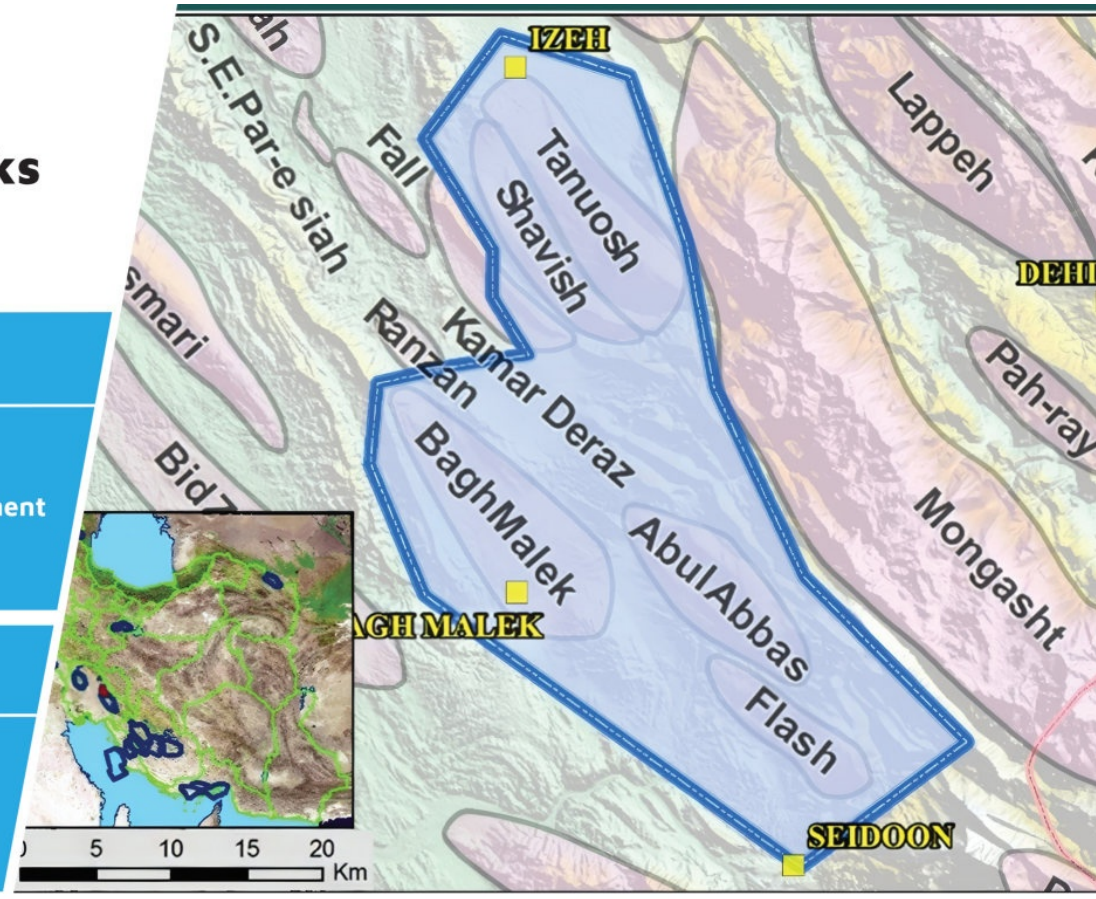
Exploration Blocks

Project Category
Exploration Blocks

Project Title
Tanush Exploration, Development and Production Block

دسته‌بندی پروژه
بلوک-های اکتشافی

عنوان پروژه
بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی تانوش



Main Keys of Contract

- To determine commerciality for a field, the economic and commercial parameters of the field will be determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract.
- Minimum Exploration Obligations fulfillment specified for each block is mandatory.
- If production from field(s) is commercial, the project will continuously enter development and production phase by going through following steps:

i. After exploration phase, a development and production plan may be proposed for the field/block for approval of NIOC.
ii. Considering approved exploration expenditures, field production plan and capital, non-capital and operational expenditures agreed upon in pre-exploration negotiations, its calculation and reimbursement will be made from "First Targeted Production" (FTP).
iii. The exploration risk factor and a percentage of investment amount will be used to pay exploration period bonus. The coefficient for calculating amount of this bonus is determined by NIOC.

- To increase financing opportunities, forming a consortium with Iranian E&P companies based on requirements such as acceptance of "Joint Operating Committee" (JOC) is possible.

اهم شرایط قراردادی

۱) به منظور تعیین تجاری بودن یک میدان نفتی و یا گازی، پارامترهای اقتصادی و تجاری بودن میدان در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.
۲) طرف دوم متعهد به انجام حداقل تعهدات اکتشافی (Minimum Exploration Obligation) که برای هربلوک به تفکیک تهیه گردیده است، می باشد.
۳) در صورت تجاری‌بودن تولید از میدان/میادین، پروژه به طور پیوسته با طی مراحل زیر وارد بخش توسعه و تولید خواهد شد:
i. پس از طی دوره اکتشاف، طرف دوم قرارداد، اقدام به تهیه برنامه پیشنهادی توسعه و تولید از میدان/بلوک برای تأیید طرف اول قرارداد خواهد نمود.
ii. با توجه به هزینه‌های تأیید شده در فرایند اکتشاف، برنامه تولید میدان و هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و عملیاتی بهره‌برداری که در مذاکرات پیش از اکتشاف مورد توافق واقع شده بود، محاسبه و بازپرداخت آن از اولین تولید برنامه ریزی شده (FTP) صورت خواهد گرفت.
iii. جهت پرداخت پاداش دوره اکتشاف از عامل ریسک اکتشافی و درصدی از میزان سرمایه‌گذاری استفاده خواهد شد. ضریب محاسبه میزان این پاداش از سوی طرف اول قرارداد تعیین می‌گردد.
۴) به جهت افزایش امکان تأمین مالی، طرف دوم می‌تواند نسبت به ایجاد کنسرسیومی از شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید بر اساس الزاماتی از قبیل پذیرش کمیته مشترک راهبری (JOC) اقدام نماید.

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرکت سرمایه پذیر : مدیریت اکتشاف

محل جغرافیایی : استان خوزستان

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۳۰

تخمین ذخیره درجا : ارزیابی نشده است

برآورد زمان :

بخش اکتشاف: حداکثر ۴ سال قابل تمدید برای یک سال کل دوره اجرا شامل، اکتشاف، اکتشافات تکمیلی و توصیفی، ارزیابی، توسعه و تولید: حداکثر برابر ۲۵ سال

شرح کلی پروژه

بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی تانوش در منطقه زمین شناسی دزفول جنوبی با وسعت تقریبی ۱۳۵۰ کیلومترمربع واقع شده است. در این بلوک ۵ ساختمان حفاری نشده با پتانسیل اکتشاف نفت در افق های خامی و دهرم وجود دارد.

سایر موارد

عبور خط لوله گاز از محدوده بلوک و شانس اکتشاف گاز (دهرم) به منظور تزریق در میادین نفتی از دلایل تعریف این بلوک برای جذب سرمایه گذار و سرعت بخشیدن به اکتشاف و تولید منابع هیدروکربنی در آن است.

محدوده نرخ بازده داخلی IRR

محدوده نرخ بازده داخلی در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد، با توجه به شرایط هر میدان توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.

تعهدات اکتشافی

۱) مطالعات علوم زمین و مهندسی
۲) ژئوفیزیک (برداشت و پردازش)
۳) حفاری یک حلقه چاه
۴) انتقال تکنولوژی و سایر فعالیت‌های اجرایی

Project Specifications

NIOC

Company : Exploration Directorate (NIOCEXP)

Location : Khuzestan Province

Capex Estimation (MMEURO) : 30

Estimated Gas Initially In Place (GIIP) - TCF : N/A

Project Period :
Exploration Phase: 4 years
Total Implementation Period Including Exploration, Appraisal, Development and Production Phases: max. 25 years

Project Scope of Work

• Tanush Exploration, Development and Production Block is located in South Dezful geological region (Khuzestan Province) with an area of 1,350 sq. km. 5 undrilled structures with oil exploration potential in Khami and Dehram horizons exist in this block.

Tanush Block - Firm Commitment

1) Geoscience and Engineering Studies
2) Geophysics (acquisition & Processing)
3) Drilling of One Well
4) General and Administrative, Technology Transfer Workshops & Training and etc.

OTHERS

Passage of oil pipeline through this block and chance of gas exploration for injection in oilfields are the main reasons for defining this block to be attractive for investors to accelerate exploration and production of hydrocarbon from this block.

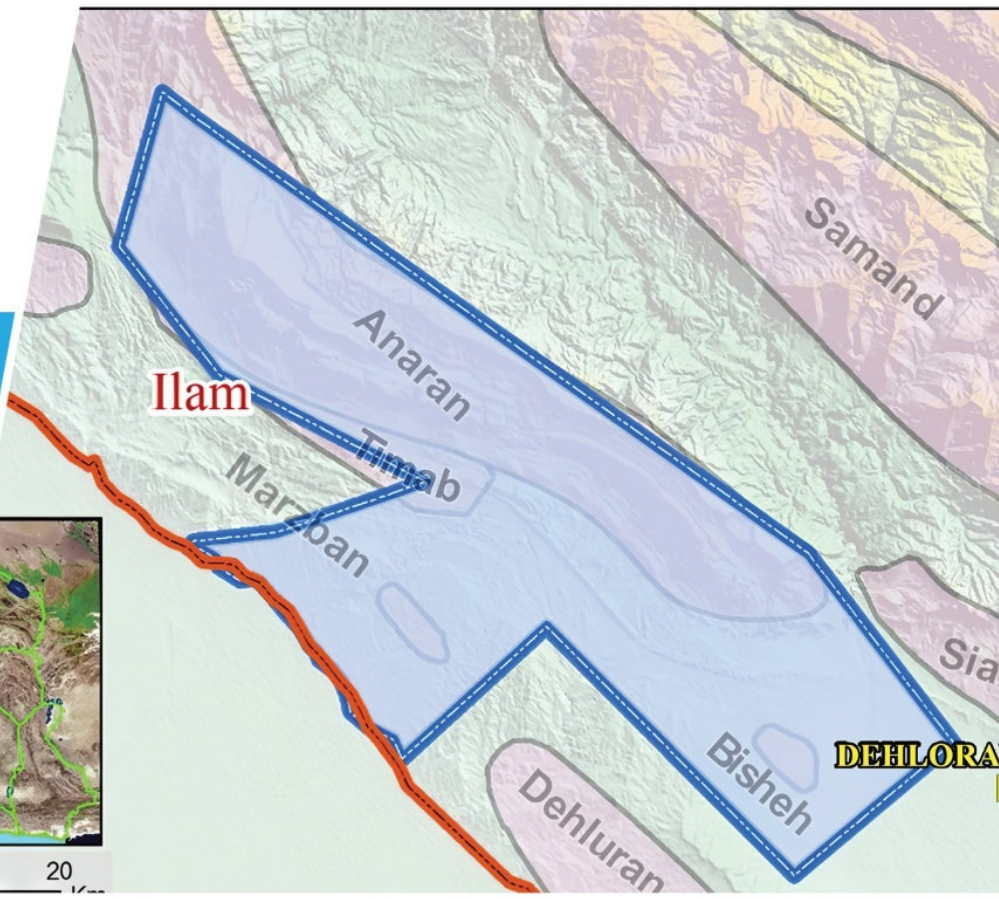
IRR(%)

The IRR range is determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract and according to conditions of each field.

Exploration Blocks

Project Category
Exploration Blocks

Project Title
Timab Exploration, Development and Production Block



دسته‌بندی پروژه
بلوک های اکتشافی

عنوان پروژه
بلـوک اکتشـافی، توسـعه ای و تولیدی تیماب

Main Keys of Contract

- To determine commerciality for a field, the economic and commercial parameters of the field will be determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract.
- Minimum Exploration Obligations fulfillment specified for each block is mandatory.
- If production from field(s) is commercial, the project will continuously enter development and production phase by going through following steps:

i. After exploration phase, a development and production plan may be proposed for the field/block for approval of NIOC.
ii. Considering approved exploration expenditures, field production plan and capital, non-capital and operational expenditures agreed upon in pre-exploration negotiations, its calculation and reimbursement will be made from "First Targeted Production" (FTP).
iii. The exploration risk factor and a percentage of investment amount will be used to pay exploration period bonus. The coefficient for calculating amount of this bonus is determined by NIOC.

- To increase financing opportunities, forming a consortium with Iranian E&P companies based on requirements such as acceptance of "Joint Operating Committee" (JOC) is possible.

اهم شرایط قراردادی

۱) به منظور تعیین تجاری بودن یک میدان نفتی و یا گازی، پارامترهای اقتصادی و تجاری بودن میدان در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.
۲) طرف دوم متعهد به انجام حداقل تعهدات اکتشافی (Minimum Exploration Obligation) که برای هربلوک به تفکیک تهیه گردیده است، می باشد.
۳) در صورت تجاری‌بودن تولید از میدان/میادین، پروژه به طور پیوسته با طی مراحل زیر وارد بخش توسعه و تولید خواهد شد:

i. پس از طی دوره اکتشاف، طرف دوم قرارداد، اقدام به تهیه برنامه پیشنهادی توسعه و تولید از میدان/بلوک برای تأیید طرف اول قرارداد خواهد نمود.
ii. با توجه به هزینه‌های تأیید شده در فرایند اکتشاف، برنامه تولید میدان و هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و عملیاتی بهره‌برداری که در مذاکرات پیش از اکتشاف مورد توافق واقع شده بود، محاسبه و بازپرداخت آن از اولین تولید برنامه ریزی شده (FTP) صورت خواهد گرفت.
iii. جهت پرداخت پاداش دوره اکتشاف از عامل ریسک اکتشافی و درصدی از میزان سرمایه‌گذاری استفاده خواهد شد. ضریب محاسبه میزان این پاداش از سوی طرف اول قرارداد تعیین می‌گردد.

۴) به جهت افزایش امکان تأمین مالی، طرف دوم می‌تواند نسبت به ایجاد کنسرسیومی از شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید بر اساس الزاماتی از قبیل پذیرش کمیته مشترک راهبری (JOC) اقدام نماید.

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرکت سرمایه پذیر : مدیریت اکتشاف

محل جغرافیایی : استان ایلام

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۲۹

تخمین ذخیره درجا : Oil>650MMBBL - Gas>2.4TCF

برآورد زمان :

بخش اکتشاف: حداکثر ۴ سال قابل تمدید برای یک سال کل دوره اجرا شامل، اکتشاف، اکتشافات تکمیلی و توصیفی، ارزیابی، توسعه و تولید: حداکثر برابر ۲۵ سال

شرح کلی پروژه

بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی تیماب در منطقه زمین شناسی دزفول شمالی (استان ایلام) با وسعت تقریبی ۱۴۷۰ کیلومترمربع واقع شده است. در این بلوک ۳ ساختمان حفاری نشده با پتانسیل اکتشاف نفت و گاز در افق های آسماری و بنگستان وجود دارد.

تعهدات اکتشافی

۱) مطالعات علوم زمین و مهندسی
۲) ژئوفیزیک (برداشت و پردازش)
۳) حفاری یک حلقه چاه
۴) انتقال تکنولوژی و سایر فعالیت‌های اجرایی

سایر موارد

سرعت بخشیدن به اکتشاف منابع هیدروکربنی در محدوده مرزی از دلایل تعریف این بلوک برای جذب سرمایه گذار و سرعت بخشیدن به اکتشاف و تولید منابع هیدروکربنی در آن است.

محدوده نرخ بازده داخلی IRR

محدوده نرخ بازده داخلی در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد، با توجه به شرایط هر میدان توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.

نوع قرارداد

بیع متقابل یا IPC

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

• Timab Exploration, Development and Production Block is located in North Dezful geological region (Ilam Province) with an area of 1,470 sq. km. 3 undrilled structures with oil and gas exploration potential in Asmari and Bangestan horizons exist in this block.

Company : Exploration Directorate (NIOCEXP)

Location : Ilam Province

Capex Estimation (MMEURO) : 29

Estimated Initially In Place
(GIIP) - TCF > 2.4 tcf
(OIIP) - MMBBL >650 mmbbl

Project Period :
Exploration Phase: 4 years
Total Implementation Period Including Exploration, Appraisal, Development and Production Phases: max. 25 years

OTHERS

Exploration of hydrocarbon resources within border area is the main reason for defining this block to be attractive for investors to accelerate exploration and production of hydrocarbon from this block.

IRR(%)

The IRR range is determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract and according to conditions of each field.

Timab Block - Firm Commitment

1) Geoscience and Engineering Studies
2) Geophysics (acquisition & Processing)
3) Drilling of One Well
4) General and Administrative, Technology Transfer Workshops & Training and etc.

Type of Contract

Buy-Back or IPC

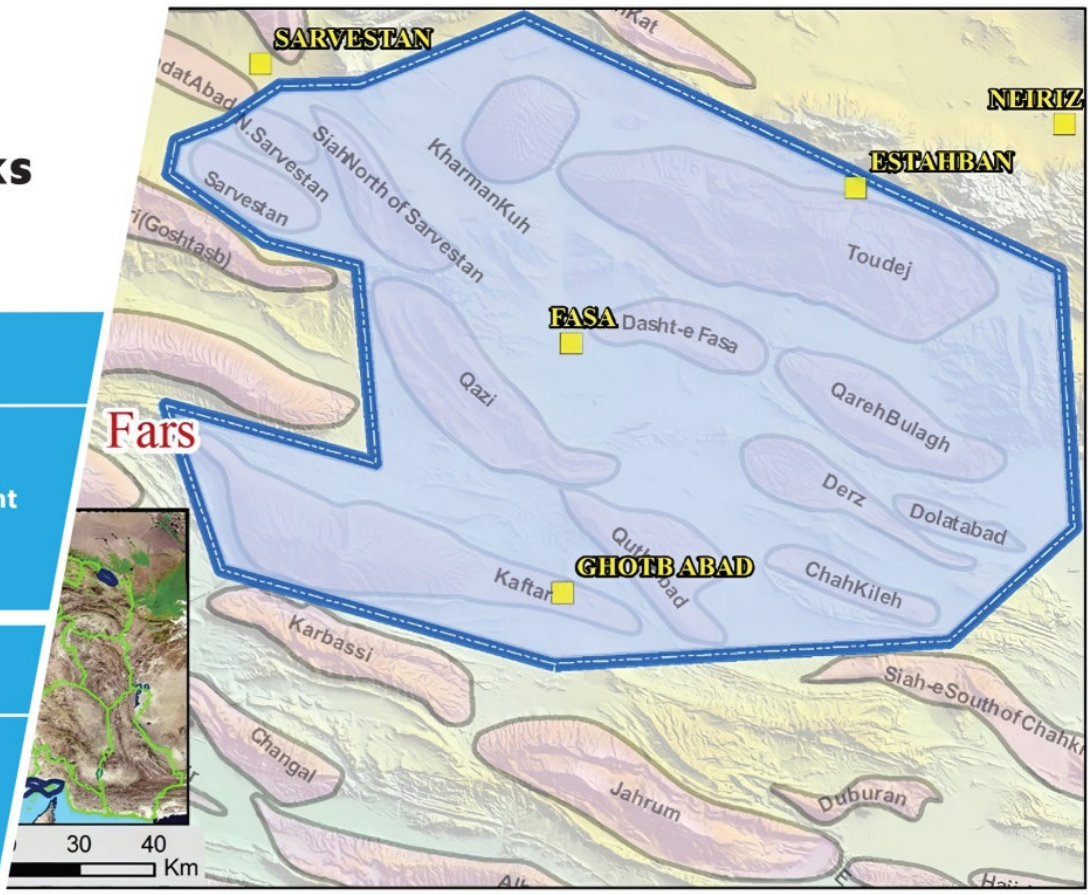
Exploration Blocks

Project Category
Exploration Blocks

Project Title
Tudej Exploration, Development and Production Block

دسته بندی پروژه
بلوک های اکتشافی

عنوان پروژه
بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی تودج



Main Keys of Contract

- To determine commerciality for a field, the economic and commercial parameters of the field will be determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract.
- Minimum Exploration Obligations fulfillment specified for each block is mandatory.
- If production from field(s) is commercial, the project will continuously enter development and production phase by going through following steps:

i. After exploration phase, a development and production plan may be proposed for the field/block for approval of NIOC.
ii. Considering approved exploration expenditures, field production plan and capital, non-capital and operational expenditures agreed upon in pre-exploration negotiations, its calculation and reimbursement will be made from "First Targeted Production" (FTP).
iii. The exploration risk factor and a percentage of investment amount will be used to pay exploration period bonus. The coefficient for calculating amount of this bonus is determined by NIOC.

- To increase financing opportunities, forming a consortium with Iranian E&P companies based on requirements such as acceptance of "Joint Operating Committee" (JOC) is possible.

اهم شرایط قراردادی

۱) به منظور تعیین تجاری بودن یک میدان نفتی و یا گازی، پارامترهای اقتصادی و تجاری بودن میدان در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.
۲) طرف دوم متعهد به انجام حداقل تعهدات اکتشافی (Minimum Exploration Obligation) که برای هربلوک به تفکیک تهیه گردیده است، می باشد.
۳) در صورت تجاری‌بودن تولید از میدان/میادین، پروژه به طور پیوسته با طی مراحل زیر وارد بخش توسعه و تولید خواهد شد:

i. پس از طی دوره اکتشاف، طرف دوم قرارداد، اقدام به تهیه برنامه پیشنهادی توسعه و تولید از میدان/بلوک برای تأیید طرف اول قرارداد خواهد نمود.
ii. با توجه به هزینه‌های تأیید شده در فرایند اکتشاف، برنامه تولید میدان و هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و عملیاتی بهره‌برداری که در مذاکرات پیش از اکتشاف مورد توافق واقع شده بود، محاسبه و بازپرداخت آن از اولین تولید برنامه ریزی شده (FTP) صورت خواهد گرفت.
iii. جهت پرداخت پاداش دوره اکتشاف از عامل ریسک اکتشافی و درصدی از میزان سرمایه‌گذاری استفاده خواهد شد. ضریب محاسبه میزان این پاداش از سوی طرف اول قرارداد تعیین می‌گردد.

۴) به جهت افزایش امکان تأمین مالی، طرف دوم می‌تواند نسبت به ایجاد کنسرسیومی از شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید بر اساس الزاماتی از قبیل پذیرش کمیته مشترک راهبری (JOC) اقدام نماید.

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی تودج در منطقه زمین شناسی فارس (استان فارس) با وسعت تقریبی ۷۳۰۰ کیلومترمربع واقع شده است. در این بلوک سه ساختمان حفاری شده و ۹ ساختمان حفاری نشده با پتانسیل اکتشاف گاز در افق های خامی و دهرم وجود دارد.

شرکت سرمایه پذیر : مدیریت اکتشاف

محل جغرافیایی : استان فارس

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۳۰

تخمین ذخیره درجا : Gas>25TCF

برآورد زمان :

بخش اکتشاف: حداکثر ۴ سال قابل تمدید برای یک سال کل دوره اجرا شامل، اکتشاف، اکتشافات تکمیلی و توصیفی، ارزیابی، توسعه و تولید: حداکثر برابر ۲۵ سال

سایر موارد

عبور خط لوله گاز و قرارگیری پتروشیمی های فسا، جهرم، داراب و استهبان در این محدوده از دلایل تعریف این بلوک برای جذب سرمایه گذار و سرعت بخشیدن به اکتشاف و تولید منابع هیدروکربنی در آن است.

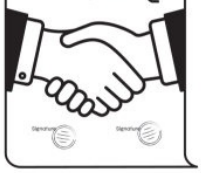
تعهدات اکتشافی

۱) مطالعات علوم زمین و مهندسی
۲) ژئوفیزیک (برداشت و پردازش)
۳) حفاری یک حلقه چاه
۴) انتقال تکنولوژی و سایر فعالیت‌های اجرایی

محدوده نرخ بازده داخلی IRR

محدوده نرخ بازده داخلی در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد، با توجه به شرایط هر میدان توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.

نوع قرارداد
بیع متقابل یا IPC



Project Specifications

NIOC

Company : Exploration Directorate (NIOCEXP)

Location : Fars Province

Capex Estimation (MMEURO) : 30

Estimated Gas Initially In Place (GIIP) - TCF : >25

Project Period :
Exploration Phase: 4 years
Total Implementation Period Including Exploration, Appraisal, Development and Production Phases: max. 25 years

Project Scope of Work

•Tudej Exploration, Development and Production Block is located in Fars geological region (Fars Province) with an area of 7,300 sq. km. 3 drilled and 9 undrilled structures with gas exploration potential in Khami and Dehram horizons exist in this block.

OTHERS

The passage of gas pipeline through this block and location of Fasa, Jahrom, Darab and Estahban Petrochemical Plants near this block are the main reasons for defining this block to be attractive for investors to accelerate exploration and production of hydrocarbon from this block.

IRR(%)

The IRR range is determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract and according to conditions of each field.

Tudej Block - Firm Commitment

1) Geoscience and Engineering Studies
2) Geophysics (acquisition & Processing)
3) Drilling of One Well
4) General and Administrative, Technology Transfer Workshops & Training and etc.

Type of Contract
Buy-Back or IPC

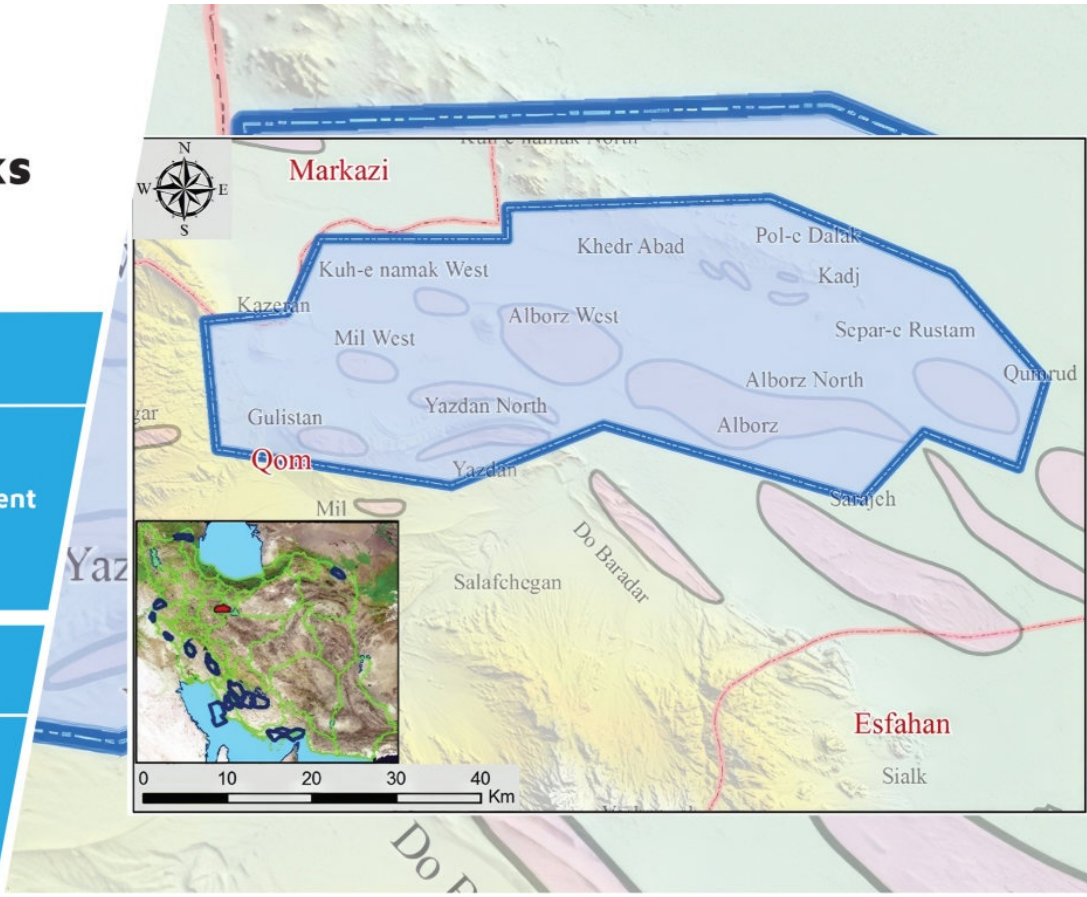
Exploration Blocks

Project Category
Exploration Blocks

Project Title
Yazdan Exploration, Development and Production Block

دسته‌بندی پروژه
بلوک های اکتشافی

عنوان پروژه
بلـوک اکتشـافی، توسـعه ای و تولیدی یزدان



Main Keys of Contract

- To determine commerciality for a field, the economic and commercial parameters of the field will be determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract.
- Minimum Exploration Obligations fulfillment specified for each block is mandatory.
- If production from field(s) is commercial, the project will continuously enter development and production phase by going through following steps:

i. After exploration phase, a development and production plan may be proposed for the field/block for approval of NIOC.
ii. Considering approved exploration expenditures, field production plan and capital, non-capital and operational expenditures agreed upon in pre-exploration negotiations, its calculation and reimbursement will be made from "First Targeted Production" (FTP).
iii. The exploration risk factor and a percentage of investment amount will be used to pay exploration period bonus. The coefficient for calculating amount of this bonus is determined by NIOC.

- To increase financing opportunities, forming a consortium with Iranian E&P companies based on requirements such as acceptance of "Joint Operating Committee" (JOC) is possible.

اهم شرایط قراردادی

۱) به منظور تعیین تجاری بودن یک میدان نفتی و یا گازی، پارامترهای اقتصادی و تجاری بودن میدان در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.
۲) طرف دوم متعهد به انجام حداقل تعهدات اکتشافی (Minimum Exploration Obligation) که برای هربلوک به تفکیک تهیه گردیده است، می باشد.
۳) در صورت تجاری‌بودن تولید از میدان/میادین، پروژه به طور پیوسته با طی مراحل زیر وارد بخش توسعه و تولید خواهد شد:

i. پس از طی دوره اکتشاف، طرف دوم قرارداد، اقدام به تهیه برنامه پیشنهادی توسعه و تولید از میدان/بلوک برای تأیید طرف اول قرارداد خواهد نمود.
ii. با توجه به هزینه‌های تأیید شده در فرایند اکتشاف، برنامه تولید میدان و هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و عملیاتی بهره‌برداری که در مذاکرات پیش از اکتشاف مورد توافق واقع شده بود، محاسبه و بازپرداخت آن از اولین تولید برنامه ریزی شده (FTP) صورت خواهد گرفت.
iii. جهت پرداخت پاداش دوره اکتشاف از عامل ریسک اکتشافی و درصدی از میزان سرمایه‌گذاری استفاده خواهد شد. ضریب محاسبه میزان این پاداش از سوی طرف اول قرارداد تعیین می‌گردد.

۴) به جهت افزایش امکان تأمین مالی، طرف دوم می‌تواند نسبت به ایجاد کنسرسیومی از شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید بر اساس الزاماتی از قبیل پذیرش کمیته مشترک راهبری (JOC) اقدام نماید.

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرکت سرمایه پذیر : مدیریت اکتشاف

محل جغرافیایی : استان قم

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۲۱.۷

تخمین ذخیره درجا : Oil>130 MMSTB - Gas>140BSCF

برآورد زمان :

بخش اکتشاف: حداکثر ۴ سال قابل تمدید برای یک سال کل دوره اجرا شامل، اکتشاف، اکتشافات تکمیلی و توصیفی، ارزیابی، توسعه و تولید: حداکثر برابر ۲۵ سال

شرح کلی پروژه

بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی یزدان در منطقه ایران مرکزی (استان قم) با وسعت تقریبی ۳۷۰۰ کیلومترمربع واقع شده است. در این بلوک یک ساختمان حفاری شده و ۱۱ ساختمان حفاری نشده با پتانسیل اکتشاف نفت در افق قم وجود دارد.

تعهدات اکتشافی

۱) مطالعات علوم زمین و مهندسی
۲) ژئوفیزیک (پردازش)
۳) حفاری یک حلقه چاه
۴) انتقال تکنولوژی و سایر فعالیت‌های اجرایی

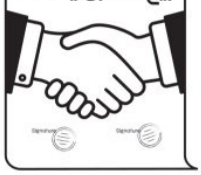
سایر موارد

قرارگیری در مسیر خط لوله نفت و گاز و همچنین نزدیکی به پایتخت و پالایشگاه تهران از دلایل تعریف این بلوک برای جذب سرمایه گذار و سرعت بخشیدن به اکتشاف و تولید منابع هیدروکربنی در آن است.

محدوده نرخ بازده داخلی IRR

محدوده نرخ بازده داخلی در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد، با توجه به شرایط هر میدان توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.

نوع قرارداد
بیع متقابل یا IPC



Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

• Yazdan Exploration, Development and Production Block is located in Central Iran geological region (Qom Province) with an area of 3,700 sq. km. One drilled and 11 undrilled structures with oil exploration potential in Qom horizon exist in this block.

Company : Exploration Directorate (NIOCEXP)

Location : Qom Province

Capex Estimation (MMEURO) : 21.7

Estimated Gas Initially In Place (GIIP) - TCF : Gas > 140 BSCF - Oil > 130 MMSTB

Project Period :
Exploration Phase: 4 years
Total Implementation Period Including Exploration, Appraisal, Development and Production Phases: max. 25 years

OTHERS

Passage of oil and gas pipelines from nearby of this block and proximity to capital of country and Tehran Refinery are the main reasons for defining this block to be attractive for investors to accelerate exploration and production of hydrocarbon from this block.

IRR(%)

The IRR range is determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract and according to conditions of each field.

Yazdan Block - Firm Commitment

1) Geoscience and Engineering Studies
2) Geophysics (Processing)
3) Drilling of One Well
4) General and Administrative, Technology Transfer Workshops & Training and etc.

Type of Contract
Buy-Back or IPC

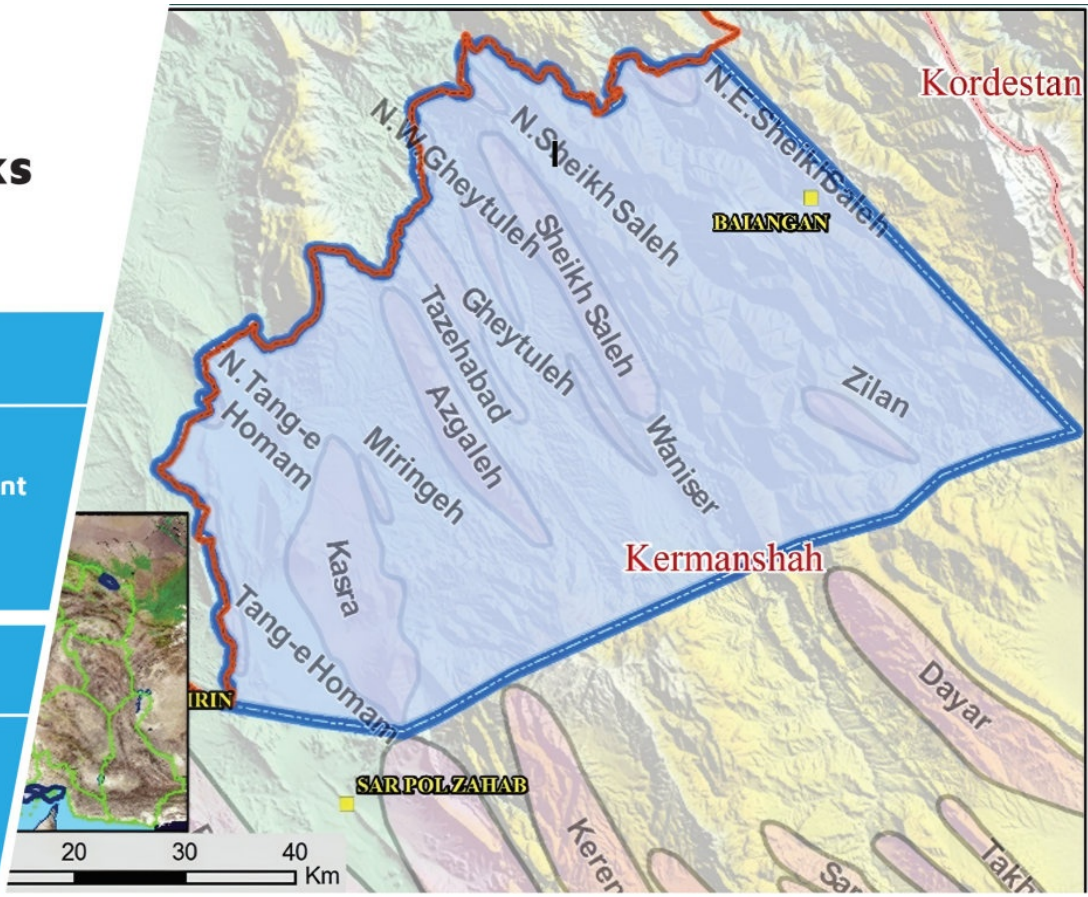
Exploration Blocks

Project Category
Exploration Blocks

Project Title
Zahab Exploration, Development and Production Block

دسته‌بندی پروژه
بلوک-های اکتشافی

عنوان پروژه
بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی ذهاب



Main Keys of Contract

- To determine commerciality for a field, the economic and commercial parameters of the field will be determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract.
- Minimum Exploration Obligations fulfillment specified for each block is mandatory.
- If production from field(s) is commercial, the project will continuously enter development and production phase by going through following steps:

i. After exploration phase, a development and production plan may be proposed for the field/block for approval of NIOC.
ii. Considering approved exploration expenditures, field production plan and capital, non-capital and operational expenditures agreed upon in pre-exploration negotiations, its calculation and reimbursement will be made from "First Targeted Production" (FTP).
iii. The exploration risk factor and a percentage of investment amount will be used to pay exploration period bonus. The coefficient for calculating amount of this bonus is determined by NIOC.

- To increase financing opportunities, forming a consortium with Iranian E&P companies based on requirements such as acceptance of "Joint Operating Committee" (JOC) is possible.

اهم شرایط قراردادی

۱) به منظور تعیین تجاری بودن یک میدان نفتی و یا گازی، پارامترهای اقتصادی و تجاری بودن میدان در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.
۲) طرف دوم متعهد به انجام حداقل تعهدات اکتشافی (Minimum Exploration Obligation) که برای هربلوک به تفکیک تهیه گردیده است، می باشد.
۳) در صورت تجاری‌بودن تولید از میدان/میادین، پروژه به طور پیوسته با طی مراحل زیر وارد بخش توسعه و تولید خواهد شد:

i. پس از طی دوره اکتشاف، طرف دوم قرارداد، اقدام به تهیه برنامه پیشنهادی توسعه و تولید از میدان/بلوک برای تأیید طرف اول قرارداد خواهد نمود.
ii. با توجه به هزینه‌های تأیید شده در فرایند اکتشاف، برنامه تولید میدان و هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و عملیاتی بهره‌برداری که در مذاکرات پیش از اکتشاف مورد توافق واقع شده بود، محاسبه و بازپرداخت آن از اولین تولید برنامه ریزی شده (FTP) صورت خواهد گرفت.
iii. جهت پرداخت پاداش دوره اکتشاف از عامل ریسک اکتشافی و درصدی از میزان سرمایه‌گذاری استفاده خواهد شد. ضریب محاسبه میزان این پاداش از سوی طرف اول قرارداد تعیین می‌گردد.

۴) به جهت افزایش امکان تأمین مالی، طرف دوم می‌تواند نسبت به ایجاد کنسرسیومی از شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید بر اساس الزاماتی از قبیل پذیرش کمیته مشترک راهبری (JOC) اقدام نماید.

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

بلوک اکتشافی، توسعه ای و تولیدی ذهاب در منطقه زمین شناسی لرستان (استان کرمانشاه) با وسعت تقریبی ۴۳۰۰ کیلومترمربع واقع شده است. در این بلوک یک ساختمان حفاری شده و ۱۲ ساختمان حفاری نشده با پتانسیل اکتشاف نفت و گاز در افق های خامی و دهرم وجود دارد.

شرکت سرمایه پذیر : مدیریت اکتشاف

محل جغرافیایی : استان کرمانشاه

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۲۲.۵

تخمین ذخیره درجا : Oil>500 MMSTB - Gas>1 TCF

برآورد زمان :

بخش اکتشاف: حداکثر ۴ سال قابل تمدید برای یک سال کل دوره اجرا شامل، اکتشاف، اکتشافات تکمیلی و توصیفی، ارزیابی، توسعه و تولید: حداکثر برابر ۲۵ سال

سایر موارد

اکتشاف منابع هیدروکربنی در محدوده مرزی و قرارگیری در نزدیکی خط لوله نفت و پالایشگاه کرمانشاه از دلایل تعریف این بلوک برای جذب سرمایه گذار و سرعت بخشیدن به اکتشاف و تولید منابع هیدروکربنی در آن است.

تعهدات اکتشافی

۱) مطالعات علوم زمین و مهندسی
۲) ژئوفیزیک (برداشت و پردازش)
۳) حفاری یک حلقه چاه
۴) انتقال تکنولوژی و سایر فعالیت‌های اجرایی

محدوده نرخ بازده داخلی IRR

محدوده نرخ بازده داخلی در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد، با توجه به شرایط هر میدان توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.

نوع قرارداد

بیع متقابل یا IPC

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

• Zahab Exploration, Development and Production Block is located in Lurestan geological region (Kermanshah Province) with an area of 4,300 sq. km. One drilled and 12 undrilled structures with oil and gas exploration potential in Khami and Dehram horizons exist in this block.

Company : Exploration Directorate (NIOCEXP)

Location : Kermanshah Province

Capex Estimation (MMEURO) : 22.5

Estimated Gas Initially In Place (GIIP) - TCF : Gas > 1 TCF - Oil > 500 MMSTB

Project Period :
Exploration Phase: 4 years
Total Implementation Period Including Exploration, Appraisal, Development and Production Phases: max. 25 years

OTHERS

Exploration of hydrocarbon resources within border area, passage of oil pipeline through this block and location of Kermanshah Refinery near this block are the main reasons for defining this block to be attractive for investors to accelerate exploration and production of hydrocarbon from this block.

IRR(%)

The IRR range is determined by NIOC during negotiation period before conclusion of contract and according to conditions of each field.

Zahab Block - Firm Commitment

1) Geoscience and Engineering Studies
2) Geophysics (acquisition & Processing)
3) Drilling of One Well
4) General and Administrative, Technology Transfer Workshops & Training and etc.

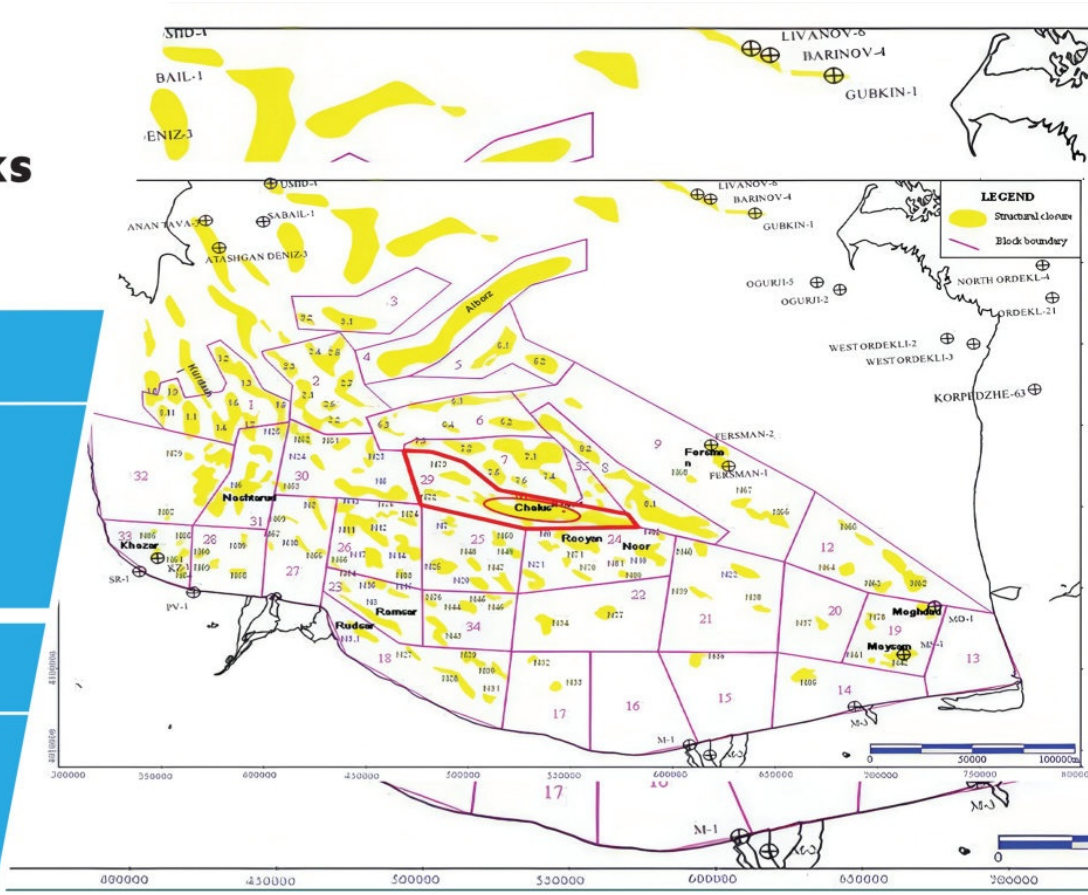
Type of Contract

Buy-Back or IPC

Exploration Blocks

Project Category
Exploration Blocks

Project Title
Caspian Block 29



دسته‌بندی پروژه
بلوک های اکتشافی

عنوان پروژه
بلـوک ۲۹ اکتشـافی، توسـعه‌ای و تولیدی دریای خزر

Main Keys of Contract

1-The economic parameters to approve commerciality of an oil and gas field will be defined by NIOC during pre-contract negotiations
2- The second party shall be committed to fulfill the Minimum Exploration Obligations (MEO) that have been separately prepared for each block.
3- Following the exploration phase, if the field is deemed commercially viable, the development and production of the field/block will continue uninterrupted under a Production Sharing Contract (PSC) or other common contractual methods.
4- Cost recovery will be calculated based on the approved exploration costs, field production plan, capital expenditures, non-capital expenditures, and operational costs that were agreed upon during pre-exploration negotiations, and reimbursement will begin from the First Target Production (FTP).
5- For the exploration bonus, both the exploration risk factor and some percentage of the investment costs will be considered. The coefficient for this bonus will be determined by mutual agreement between the parties.
6- To facilitate financing, the second party may establish authorized partnership with qualified Iranian E&P companies by forming a Joint Operating Company (JOC) or executing a joint operating agreement.

اهم شرایط قراردادی

۱) به منظور تعیین تجاری بودن یک میدان نفتی و یا گازی، پارامترهای اقتصادی و تجاری بودن میدان در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.
۲) طرف دوم متعهد به انجام حداقل تعهدات اکتشافی (Minimum Exploration Obligation) که برای هر بلوک به تفکیک تهیه گردیده است می‌باشد.
۳) پس از طی دوره اکتشاف، در صورت تجاری بودن میدان، توسعه و تولید از میدان/بلوک به صورت پیوسته در یک قرارداد PSC یا سایر روش های قراردادی متداول ادامه می یابد.
۴) بازپرداخت هزینه‌ها با توجه به هزینه‌های تأیید شده در فرآیند اکتشاف، برنامه تولید میدان و هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیر سرمایه‌ای و عملیاتی بهره‌برداری که در مذاکرات پیش از اکتشاف مورد توافق واقع شده بود، محاسبه و باز پرداخت آن از اولین تولید برنامه‌ریزی شده (FTP) صورت خواهد گرفت.
۵)جهت پرداخت پاداش دوره اکتشاف از عامل ریسک اکتشافی و درصدی از میزان سرمایه‌گذاری استفاده خواهد شد. ضریب محاسبه میزان این پاداش با توافق طرفین تعیین می گردد.
۶) جهت افزایش امکان تأمین مالی، طرف دوم می‌تواند نسبت به ایجاد مشارکت مجاز با شرکت‌های ایرانی صاحب صلاحیت اکتشاف و تولید از طریق ثبت شرکت عملیاتی مشترک (JOC) و یا انعقاد موافقت‌نامه عملیاتی مشترک، اقدام نماید

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت خزر
محل جغرافیایی : دریای خزر

برآورد سرمایه‌گذاری ارزی (میلیون دلار): ۱۰۰

تخمین ذخیره درجا : Oil>26 Bbbl - Gas>102 TCF در هر سناریو

برآورد زمان :

بخش اکتشاف: حداکثر ۴ سال قابل تمدید برای یک سال کل دوره اجرا شامل، اکتشاف، اکتشافات تکمیلی و توصیفی، ارزیابی، توسعه و تولید: حداکثر برابر ۲۵ سال

شرح کلی پروژه

بلوک ۲۹ اکتشافی، توسعه‌ای و تولیدی دریای خزر با وسعت تقریبی ۲۲۵۹ کیلومترمربع در حوضه رسوبی خزر جنوبی واقع شده است. بر اساس مطالعات زمین شناسی و ژئوفیزیکی (G&G) به عمل آمده در این بلوک ۳ ساختمان زمین شناسی با پتانسیل اکتشاف هیدروکربنی نفت و گاز در افق‌های آقچاگیل و چلکن (SC-300-500) وجود دارد.

سایر موارد

اکتشاف و توسعه منابع عظیم هیدروکربنی بستر دریای خزر و همچنین نزدیکی به مقاصد مصرفی در شمال کشور از دلایل اصلی تعریف این بلوک برای جذب سرمایه‌گذار و سرعت بخشیدن به اکتشاف و تولید از آن است.

محدوده نرخ بازده داخلی IRR

محدوده نرخ بازده داخلی در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد، با توجه به شرایط هر میدان توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.

Project Specifications

NIOC

Company : Khazar Exploration & Production Company (KEPCO)
Location : Caspian Sea
Capex Estimation (MMUSD) : 100

Estimated Initially In Place
(GIIP) - TCF > 102 Tcf
(OIIP) - MMBBL >26 mmbbl

Project Period :
Exploration Phase: 4 years
Total Implementation Period Including Exploration, Appraisal, Development and Production Phases: max. 25 years

Project Scope of Work

Caspian Exploration block 29 covers an area of approximately 2259 square kilometers is located in South Caspian Basin. Based on geological and geophysical studies, in this block there are 3 geological structures with hydrocarbon potential in Akchagyl and Cheleken (SC300-600) horizons.

OTHERS

The exploration and development of huge hydrocarbon resources in the Caspian Sea, along with proximity to consumption hubs in the northern part of the country are key reason for defining this block to encourage investors and accelerate exploration and production.

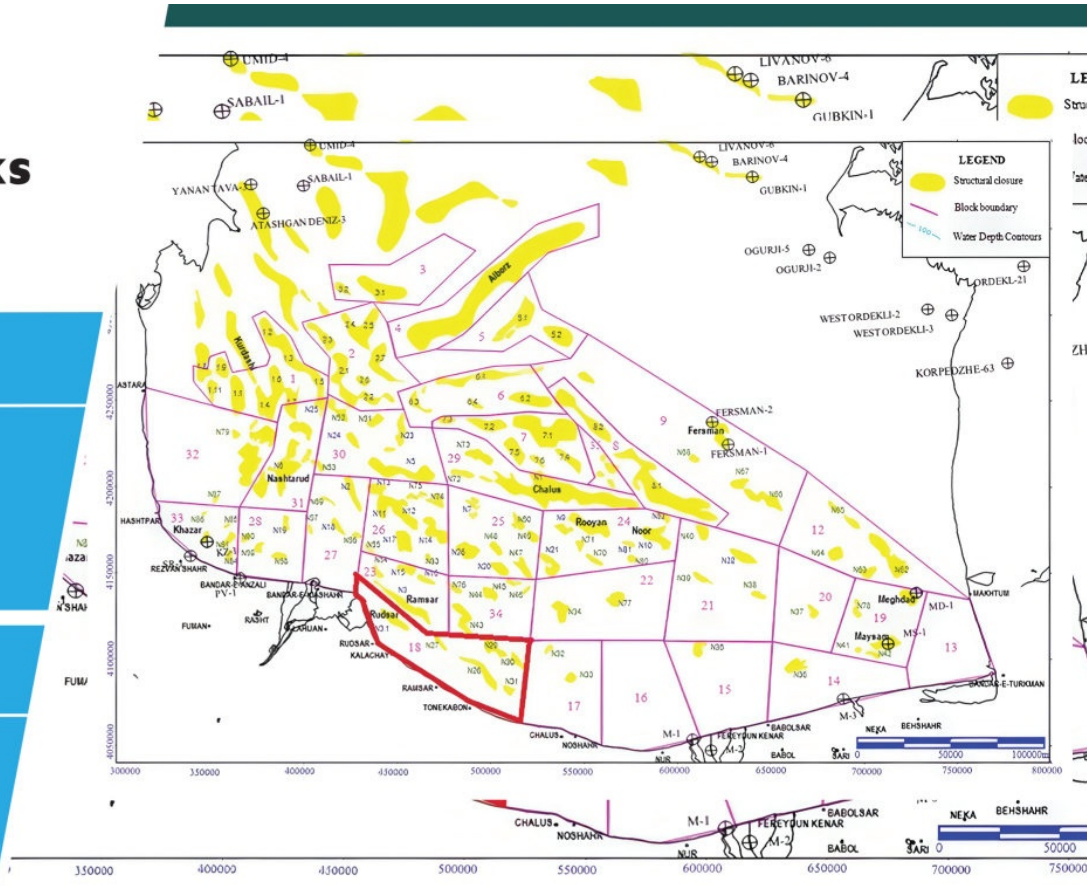
IRR(%)

The range of Internal Rate of Return (IRR) will be determined according to each field by NIOC in negotiation period prior to signing the contract.

Exploration Blocks

Project Category
Exploration Blocks

Project Title
Caspian Block 18



دسته‌بندی پروژه
بلوک های اکتشافی

عنوان پروژه
بلـوک ۱۸ اکتشـافی، توسـعه‌ای و تولیدی دریای خزر

Main Keys of Contract

1-The economic parameters to approve commerciality of an oil and gas field will be defined by NIOC during pre-contract negotiations
2- The second party shall be committed to fulfill the Minimum Exploration Obligations (MEO) that have been separately prepared for each block.
3- Following the exploration phase, if the field is deemed commercially viable, the development and production of the field/block will continue uninterrupted under a Production Sharing Contract (PSC) or other common contractual methods.
4- Cost recovery will be calculated based on the approved exploration costs, field production plan, capital expenditures, non-capital expenditures, and operational costs that were agreed upon during pre-exploration negotiations, and reimbursement will begin from the First Target Production (FTP).
5- For the exploration bonus, both the exploration risk factor and some percentage of the investment costs will be considered. The coefficient for this bonus will be determined by mutual agreement between the parties.
6- To facilitate financing, the second party may establish authorized partnership with qualified Iranian E&P companies by forming a Joint Operating Company (JOC) or executing a joint operating agreement.

اهم شرایط قراردادی

۱) به منظور تعیین تجاری بودن یک میدان نفتی و یا گازی، پارامترهای اقتصادی و تجاری بودن میدان در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.
۲) طرف دوم متعهد به انجام حداقل تعهدات اکتشافی (Minimum Exploration Obligation) که برای هر بلوک به تفکیک تهیه گردیده است می‌باشد.
۳) پس از طی دوره اکتشاف، در صورت تجاری بودن میدان، توسعه و تولید از میدان/بلوک به صورت پیوسته در یک قرارداد PSC یا سایر روش های قراردادی متداول ادامه می یابد.
۴) بازپرداخت هزینه‌ها با توجه به هزینه‌های تأیید شده در فرآیند اکتشاف، برنامه تولید میدان و هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیر سرمایه‌ای و عملیاتی بهره‌برداری که در مذاکرات پیش از اکتشاف مورد توافق واقع شده بود، محاسبه و باز پرداخت آن از اولین تولید برنامه‌ریزی شده (FTP) صورت خواهد گرفت.
۵)جهت پرداخت پاداش دوره اکتشاف از عامل ریسک اکتشافی و درصدی از میزان سرمایه‌گذاری استفاده خواهد شد. ضریب محاسبه میزان این پاداش با توافق طرفین تعیین می گردد.
۶) جهت افزایش امکان تأمین مالی، طرف دوم می‌تواند نسبت به ایجاد مشارکت مجاز با شرکت‌های ایرانی صاحب صلاحیت اکتشاف و تولید از طریق ثبت شرکت عملیاتی مشترک (JOC) و یا انعقاد موافقت‌نامه عملیاتی مشترک، اقدام نماید

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت خزر
محل جغرافیایی : دریای خزر
برآورد سرمایه‌گذاری ارزی (میلیون دلار): ۱۰۰
تخمین ذخیره درجا : Oil>523 Bbbl - Gas>2 TCF در هر سناریو
(تخمین حجم در ساختار مهم N۳.۱ انجام شده است)
برآورد زمان :
بخش اکتشاف: حداکثر ۴ سال قابل تمدید برای یک سال
کل دوره اجرا شامل، اکتشاف، اکتشافات تکمیلی و
توصیفی، ارزیابی، توسعه و تولید: حداکثر برابر ۲۵ سال

شرح کلی پروژه

بلوک ۱۸ اکتشافی، توسعه‌ای و تولیدی دریای خزر با وسعت تقریبی ۲۹۱۱ کیلومترمربع در حوضه رسوبی خزر جنوبی واقع شده است. بر اساس مطالعات زمین شناسی و ژئوفیزیکی (G&G) به عمل آمده در این بلوک ۶ ساختمان زمین شناسی با پتانسیل اکتشاف هیدروکربنی نفت و گاز در افق‌های آقچاگیل و چلکن (SC-300-500) وجود دارد.

سایر موارد

اکتشاف و توسعه منابع عظیم هیدروکربنی بستر دریای خزر و همچنین نزدیکی به مقاصد مصرفی در شمال کشور از دلایل اصلی تعریف این بلوک برای جذب سرمایه‌گذار و سرعت بخشیدن به اکتشاف و تولید از آن است.

محدوده نرخ بازده داخلی IRR

محدوده نرخ بازده داخلی در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد، با توجه به شرایط هر میدان توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.

نوع قرارداد پیشنهادی

PSC/IPC

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

Caspian Exploration block 18 covers an area of approximately2911 square kilometerss is located in South Caspian Basin. Based on geological and geophysical studies, in this block there are 6 geological structures with hydrocarbon potential in Akchagyl and Cheleken (SC300-600) horizons.

Company : Khazar Exploration & Production Company (KEPCO)
Location : Caspian Sea
Capex Estimation (MMUSD) : 100

Estimated Initially In Place
(GIIP) - TCF > 2 Tcf
(OIIP) - MMBBL >523 mmbbl

Project Period :Exploration period:
maximum of 4 years (Extendable for one year)
The total execution period, including exploration
, appraisal, development and production:
25 years (extendable for five years)

OTHERS

The exploration and development of huge hydrocarbon resources in the Caspian Sea, along with proximity to consumption hubs in the northern part of the country are key reason for defining this block to encourage investors and accelerate exploration and production.

IRR(%)

The range of Internal Rate of Return (IRR) will be determined according to each field by NIOC in negotiation period prior to signing the contract.

Type of Contract

PSC/IPC

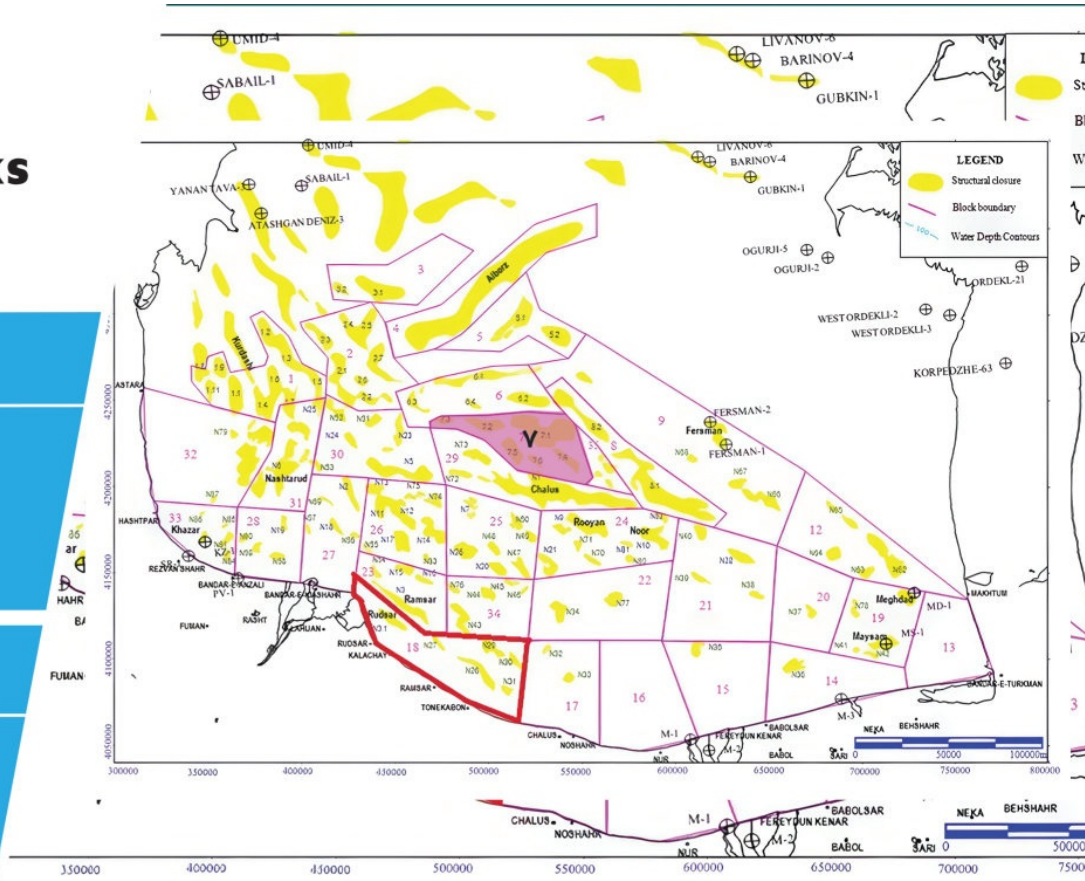
Exploration Blocks

Project Category
Exploration Blocks

Project Title
Caspian Block 07

دسته‌بندی پروژه
بلوک های اکتشافی

عنوان پروژه
بلـوک ۷ اکتشـافی، توسـعه‌ای و تولیدی دریای خزر



Main Keys of Contract

1-The economic parameters to approve commerciality of an oil and gas field will be defined by NIOC during pre-contract negotiations
2- The second party shall be committed to fulfill the Minimum Exploration Obligations (MEO) that have been separately prepared for each block.
3- Following the exploration phase, if the field is deemed commercially viable, the development and production of the field/block will continue uninterrupted under a Production Sharing Contract (PSC) or other common contractual methods.
4- Cost recovery will be calculated based on the approved exploration costs, field production plan, capital expenditures, non-capital expenditures, and operational costs that were agreed upon during pre-exploration negotiations, and reimbursement will begin from the First Target Production (FTP).
5- For the exploration bonus, both the exploration risk factor and some percentage of the investment costs will be considered. The coefficient for this bonus will be determined by mutual agreement between the parties.
6- To facilitate financing, the second party may establish authorized partnership with qualified Iranian E&P companies by forming a Joint Operating Company (JOC) or executing a joint operating agreement.

اهم شرایط قراردادی

۱) به منظور تعیین تجاری بودن یک میدان نفتی و یا گازی، پارامترهای اقتصادی و تجاری بودن میدان در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.
۲) طرف دوم متعهد به انجام حداقل تعهدات اکتشافی (Minimum Exploration Obligation) که برای هر بلوک به تفکیک تهیه گردیده است می‌باشد.
۳) پس از طی دوره اکتشاف، در صورت تجاری بودن میدان، توسعه و تولید از میدان/بلوک به صورت پیوسته در یک قرارداد PSC یا سایر روش های قراردادی متداول ادامه می یابد.
۴) بازپرداخت هزینه‌ها با توجه به هزینه‌های تأیید شده در فرآیند اکتشاف، برنامه تولید میدان و هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیر سرمایه‌ای و عملیاتی بهره‌برداری که در مذاکرات پیش از اکتشاف مورد توافق واقع شده بود، محاسبه و باز پرداخت آن از اولین تولید برنامه‌ریزی شده (FTP) صورت خواهد گرفت.
۵)جهت پرداخت پاداش دوره اکتشاف از عامل ریسک اکتشافی و درصدی از میزان سرمایه‌گذاری استفاده خواهد شد. ضریب محاسبه میزان این پاداش با توافق طرفین تعیین می گردد.
۶) جهت افزایش امکان تأمین مالی، طرف دوم می‌تواند نسبت به ایجاد مشارکت مجاز با شرکت‌های ایرانی صاحب صلاحیت اکتشاف و تولید از طریق ثبت شرکت عملیاتی مشترک (JOC) و یا انعقاد موافقت‌نامه عملیاتی مشترک، اقدام نماید

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت خزر
محل جغرافیایی : دریای خزر
برآورد سرمایه‌گذاری ارزی (میلیون دلار): ۱۰۰
تخمین ذخیره درجا : Oil>20.3 Bbbl - Gas>78 TCF در هر سناریو
(تخمین حجم در دو ساختار مهم ۷.۱ و ۷.۲ انجام شده است)
برآورد زمان :
بخش اکتشاف: حداکثر ۴ سال قابل تمدید برای یک سال
کل دوره اجرا شامل اکتشاف، اکتشاف تکمیلی و توصیفی، ارزیابی، توسعه و تولید: ۲۵ سال قابل تمدید به مدت ۵ سال

شرح کلی پروژه

بلوک ۱۸ اکتشافی، توسعه‌ای و تولیدی دریای خزر با وسعت تقریبی ۲۹۱۱ کیلومترمربع در حوضه رسوبی خزر جنوبی واقع شده است. بر اساس مطالعات زمین شناسی و ژئوفیزیکی (G&G) به عمل آمده در این بلوک ۶ ساختمان زمین شناسی با پتانسیل اکتشاف هیدروکربنی نفت و گاز در افق‌های آقچاگیل و چلکن (SC-300-500) وجود دارد.

سایر موارد

اکتشاف و توسعه منابع عظیم هیدروکربنی بستر دریای خزر و همچنین نزدیکی به مقاصد مصرفی در شمال کشور از دلایل اصلی تعریف این بلوک برای جذب سرمایه‌گذار و سرعت بخشیدن به اکتشاف و تولید از آن است.

محدوده نرخ بازده داخلی IRR

محدوده نرخ بازده داخلی در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد، با توجه به شرایط هر میدان توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.

Project Specifications

NIOC

Company : Khazar Exploration & Production Company (KEPCO)
Location : Caspian Sea
Capex Estimation (MMUSD) : 100

P50- Estimated In-Place Hydrocarbon Volume :
Oil scenario: >20.3 Bbbl
Gas scenario: >78 Tcf
(Volumetric estimation has been done for 7.1 and 7.2 structures)

Time Estimation :Exploration period: maximum of 4 years (Extendable for one year)
The total execution period, including exploration, appraisal, development and production: 25 years (extendable for five years)

Project Scope of Work

Caspian Exploration block 07 covers an area of approximately 1956 square kilometers is located in South Caspian Basin. Based on geological and geophysical studies, in this block, there are 6 geological structures with hydrocarbon potential in Akchagyl and Cheleken (SC300-600) horizons.

OTHERS

The exploration and development of huge hydrocarbon resources in the Caspian Sea, along with proximity to consumption hubs in the northern part of the country are key reason for defining this block to encourage investors and accelerate exploration and production.

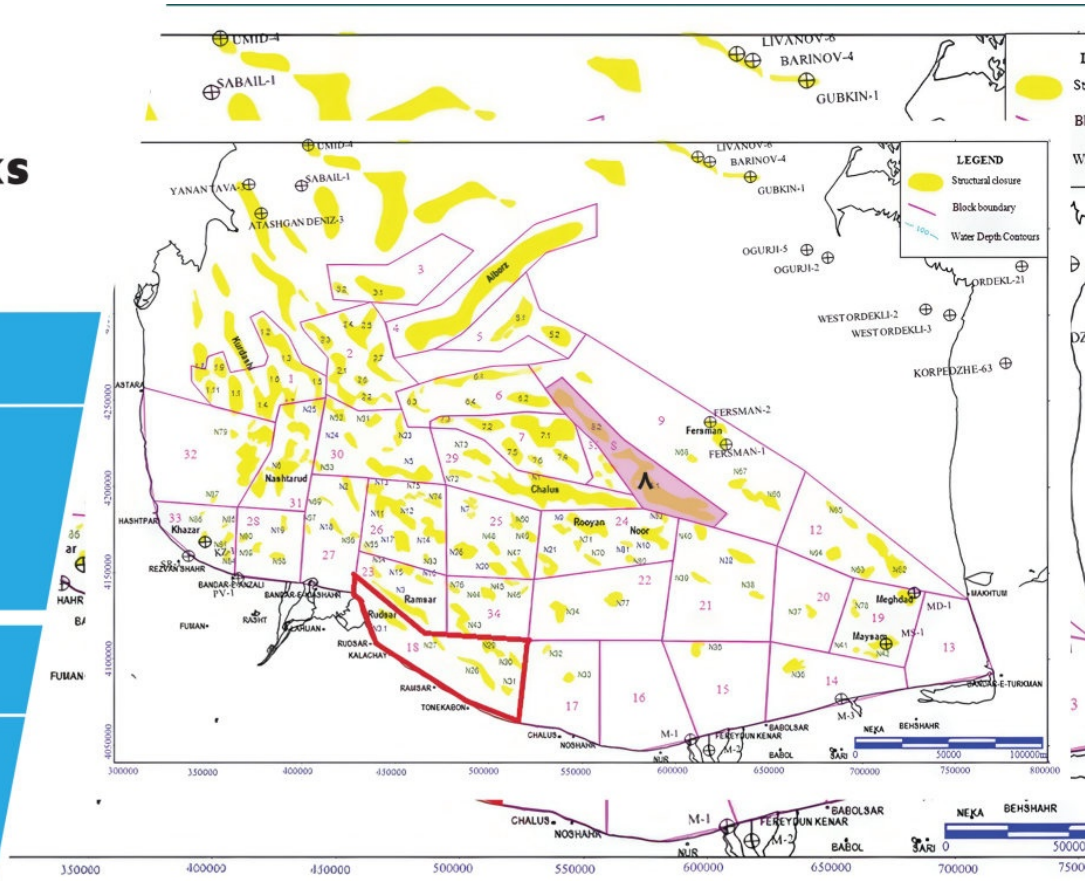
IRR(%)

The range of Internal Rate of Return (IRR) will be determined according to each field by NIOC in negotiation period prior to signing the contract.

Exploration Blocks

Project Category
Exploration Blocks

Project Title
Caspian Block 08



دسته‌بندی پروژه
بلوک های اکتشافی

عنوان پروژه
بلـوک ۸ اکتشـافی، توسـعه‌ای و تولیدی دریای خزر

Main Keys of Contract

1-The economic parameters to approve commerciality of an oil and gas field will be defined by NIOC during pre-contract negotiations
2- The second party shall be committed to fulfill the Minimum Exploration Obligations (MEO) that have been separately prepared for each block.
3- Following the exploration phase, if the field is deemed commercially viable, the development and production of the field/block will continue uninterrupted under a Production Sharing Contract (PSC) or other common contractual methods.
4- Cost recovery will be calculated based on the approved exploration costs, field production plan, capital expenditures, non-capital expenditures, and operational costs that were agreed upon during pre-exploration negotiations, and reimbursement will begin from the First Target Production (FTP).
5- For the exploration bonus, both the exploration risk factor and some percentage of the investment costs will be considered. The coefficient for this bonus will be determined by mutual agreement between the parties.
6- To facilitate financing, the second party may establish authorized partnership with qualified Iranian E&P companies by forming a Joint Operating Company (JOC) or executing a joint operating agreement.

اهم شرایط قراردادی

۱) به منظور تعیین تجاری بودن یک میدان نفتی و یا گازی، پارامترهای اقتصادی و تجاری بودن میدان در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.
۲) طرف دوم متعهد به انجام حداقل تعهدات اکتشافی (Minimum Exploration Obligation) که برای هر بلوک به تفکیک تهیه گردیده است می‌باشد.
۳) پس از طی دوره اکتشاف، در صورت تجاری بودن میدان، توسعه و تولید از میدان/بلوک به صورت پیوسته در یک قرارداد PSC یا سایر روش های قراردادی متداول ادامه می یابد.
۴) بازپرداخت هزینه‌ها با توجه به هزینه‌های تأیید شده در فرآیند اکتشاف، برنامه تولید میدان و هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیر سرمایه‌ای و عملیاتی بهره‌برداری که در مذاکرات پیش از اکتشاف مورد توافق واقع شده بود، محاسبه و باز پرداخت آن از اولین تولید برنامه‌ریزی شده (FTP) صورت خواهد گرفت.
۵)جهت پرداخت پاداش دوره اکتشاف از عامل ریسک اکتشافی و درصدی از میزان سرمایه‌گذاری استفاده خواهد شد. ضریب محاسبه میزان این پاداش با توافق طرفین تعیین می گردد.
۶) جهت افزایش امکان تأمین مالی، طرف دوم می‌تواند نسبت به ایجاد مشارکت مجاز با شرکت‌های ایرانی صاحب صلاحیت اکتشاف و تولید از طریق ثبت شرکت عملیاتی مشترک (JOC) و یا انعقاد موافقت‌نامه عملیاتی مشترک، اقدام نماید

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت خزر
محل جغرافیایی : دریای خزر
برآورد سرمایه‌گذاری ارزی (میلیون دلار): ۱۰۰

تخمین ذخیره درجا : Oil>21 Bbbl - Gas>81 TCF در هر سناریو

برآورد زمان :
بخش اکتشاف: حداکثر ۴ سال قابل تمدید برای یک سال
کل دوره اجرا شامل اکتشاف، اکتشاف تکمیلی و توصیفی، ارزیابی، توسعه و تولید: ۲۵ سال قابل تمدید به مدت ۵ سال

شرح کلی پروژه

بلوک ۸ اکتشافی، توسعه‌ای و تولیدی دریای خزر با وسعت تقریبی ۱۹۵۱ کیلومترمربع در حوضه رسوبی خزر جنوبی واقع شده است. بر اساس مطالعات زمین شناسی و ژئوفیزیکی (G&G) به عمل آمده در این بلوک ۲ ساختمان زمین شناسی با پتانسیل اکتشاف هیدروکربنی نفت و گاز در افق‌های آقچاگیل و چلکن (SC-۳۰۰-۵۰۰) وجود دارد.

سایر موارد

اکتشاف و توسعه منابع عظیم هیدروکربنی بستر دریای خزر و همچنین نزدیکی به مقاصد مصرفی در شمال کشور از دلایل اصلی تعریف این بلوک برای جذب سرمایه‌گذار و سرعت بخشیدن به اکتشاف و تولید از آن است.

محدوده نرخ بازده داخلی IRR

محدوده نرخ بازده داخلی در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد، با توجه به شرایط هر میدان توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

Caspian Exploration block 08 covers an area of approximately 1951 square kilometers is located in South Caspian Basin. Based on geological and geophysical studies, in this block there are 2 geological structures with hydrocarbon potential in Akchagyl and Cheleken (SC300-600) horizons.

Company : Khazar Exploration & Production Company (KEPCO)
Location : Caspian Sea
Capex Estimation (MMUSD) : 100

P50- Estimated In-Place Hydrocarbon Volume :
Oil scenario: >21 Bbbl
Gas scenario: >81 Tcf

Time Estimation :Exploration period: maximum of 4 years (Extendable for one year)
The total execution period, including exploration, appraisal, development and production: 25 years (extendable for five years)

OTHERS

The exploration and development of huge hydrocarbon resources in the Caspian Sea, along with proximity to consumption hubs in the northern part of the country are key reason for defining this block to encourage investors and accelerate exploration and production.

IRR(%)

The range of Internal Rate of Return (IRR) will be determined according to each field by NIOC in negotiation period prior to signing the contract.

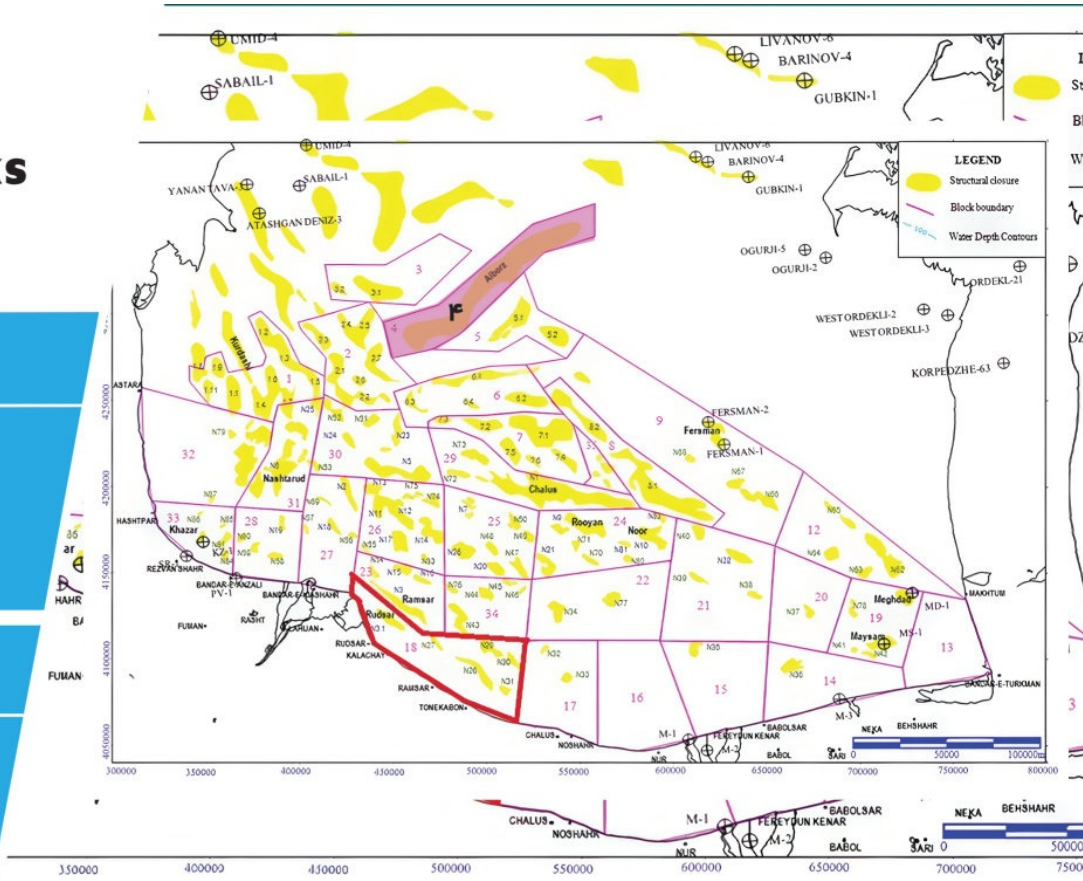
Exploration Blocks

Project Category
Exploration Blocks

Project Title
Caspian Block 04

دسته‌بندی پروژه
بلوک های اکتشافی

عنوان پروژه
بلـوک ۴ اکتشـافی، توسـعه‌ای و تولیـدی - حوضـه رسـوبی خـزر جنوبی



Main Keys of Contract

1-The economic parameters to approve commerciality of an oil and gas field will be defined by NIOC during pre-contract negotiations
2- The second party shall be committed to fulfill the Minimum Exploration Obligations (MEO) that have been separately prepared for each block.
3- Following the exploration phase, if the field is deemed commercially viable, the development and production of the field/block will continue uninterrupted under a Production Sharing Contract (PSC) or other common contractual methods.
4- Cost recovery will be calculated based on the approved exploration costs, field production plan, capital expenditures, non-capital expenditures, and operational costs that were agreed upon during pre-exploration negotiations, and reimbursement will begin from the First Target Production (FTP).
5- For the exploration bonus, both the exploration risk factor and some percentage of the investment costs will be considered. The coefficient for this bonus will be determined by mutual agreement between the parties.
6- To facilitate financing, the second party may establish authorized partnership with qualified Iranian E&P companies by forming a Joint Operating Company (JOC) or executing a joint operating agreement.

اهم شرایط قراردادی

۱) به منظور تعیین تجاری بودن یک میدان نفتی و یا گازی، پارامترهای اقتصادی و تجاری بودن میدان در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.
۲) طرف دوم متعهد به انجام حداقل تعهدات اکتشافی (Minimum Exploration Obligation) که برای هر بلوک به تفکیک تهیه گردیده است می‌باشد.
۳) پس از طی دوره اکتشاف، در صورت تجاری بودن میدان، توسعه و تولید از میدان/بلوک به صورت پیوسته در یک قرارداد PSC یا سایر روش های قراردادی متداول ادامه می یابد.
۴) بازپرداخت هزینه‌ها با توجه به هزینه‌های تأیید شده در فرآیند اکتشاف، برنامه تولید میدان و هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیر سرمایه‌ای و عملیاتی بهره‌برداری که در مذاکرات پیش از اکتشاف مورد توافق واقع شده بود، محاسبه و باز پرداخت آن از اولین تولید برنامه‌ریزی شده (FTP) صورت خواهد گرفت.
۵)جهت پرداخت پاداش دوره اکتشاف از عامل ریسک اکتشافی و درصدی از میزان سرمایه‌گذاری استفاده خواهد شد. ضریب محاسبه میزان این پاداش با توافق طرفین تعیین می گردد.
۶) جهت افزایش امکان تأمین مالی، طرف دوم می‌تواند نسبت به ایجاد مشارکت مجاز با شرکت‌های ایرانی صاحب صلاحیت اکتشاف و تولید از طریق ثبت شرکت عملیاتی مشترک (JOC) و یا انعقاد موافقت‌نامه عملیاتی مشترک، اقدام نماید

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت خزر
محل جغرافیایی : دریای خزر
برآورد سرمایه‌گذاری ارزی (میلیون دلار): ۱۰۰

تخمین ذخیره درجا : Oil>124 Bbbl - Gas>475.2 TCF
در هر سناریو

برآورد زمان :
بخش اکتشاف: حداکثر ۴ سال قابل تمدید برای یک سال
کل دوره اجرا شامل اکتشاف، اکتشاف تکمیلی و توصیفی، ارزیابی، توسعه و تولید: ۲۵ سال قابل تمدید به مدت ۵ سال

شرح کلی پروژه

بلوک ۴ اکتشافی، توسعه‌ای و تولیدی دریای خزر با وسعت تقریبی ۲۵۴۸ کیلومترمربع در حوضه رسوبی خزر جنوبی واقع شده است. بر اساس مطالعات زمین شناسی و ژئوفیزیکی (G&G) به عمل آمده در این بلوک ۱ ساختمان زمین شناسی با پتانسیل اکتشاف هیدروکربنی نفت و گاز در افق‌های آقچاگیل و چلکن (SC-۳۰۰-۵۰۰) وجود دارد.

سایر موارد

اکتشاف و توسعه منابع عظیم هیدروکربنی بستر دریای خزر و همچنین نزدیکی به مقاصد مصرفی در شمال کشور از دلایل اصلی تعریف این بلوک برای جذب سرمایه‌گذار و سرعت بخشیدن به اکتشاف و تولید از آن است.

محدوده نرخ بازده داخلی IRR

محدوده نرخ بازده داخلی در دوره مذاکره پیش از انعقاد قرارداد، با توجه به شرایط هر میدان توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین خواهد شد.

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

Caspian Exploration block 04 covers an area of approximately 2548 Square kilometers is located in South Caspian Basin. Based on geological and geophysical studies, in this block there are one geological structure with hydrocarbon potential in Akchagyl and Cheleken (SC300-600) horizons.

Company : Khazar Exploration & Production Company (KEPCO)
Location : Caspian Sea
Capex Estimation (MMUSD) : 100

P50- Estimated In-Place Hydrocarbon Volume :
Oil scenario: >124 Bbbl
Gas scenario: >475.2 Tcf

Time Estimation Exploration period: maximum of 4 years (Extendable for one year)
The total execution period, including exploration, appraisal, development and production: 25 years (extendable for five years)

OTHERS

The exploration and development of huge hydrocarbon resources in the Caspian Sea, along with proximity to consumption hubs in the northern part of the country are key reason for defining this block to encourage investors and accelerate exploration and production.

IRR(%)

The range of Internal Rate of Return (IRR) will be determined according to each field by NIOC in negotiation period prior to signing the contract.

لیست پروژه های
جمع آوری گازهای
مشعل
NIOC
(واگذاری بصورت مزایده از طریق فراخوان)

List of Flare Gas Collection Projects

NIOC

(Invitation to bid)

لیست پروژه‌های جمع آوری گازهای مشعل (واگذاری بصورت مزایده از طریق فراخوان)

نام میدان	شرکت سرمایه پذیر	محل جغرافیایی	میزان واگذاری گاز (م ف م ر) /نوع گاز	زمان اتمام تخصیص گاز
اهواز آسماری-۱	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-اهواز	۹-۱۵/ گاز شیرین	اسفند۱۴۰۶
اهواز آسماری-۳	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-اهواز	۷-۱۱/ گاز شیرین	اسفند۱۴۰۶
اهواز آسماری-۴	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-اهواز	۸-۱۳/ گاز شیرین	اسفند۱۴۰۶
اهواز بنگستان-۱	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-اهواز	۱-۳/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۸
اهواز بنگستان-۳	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-اهواز	۲-۴/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۸
آغاجاری۱	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-آغاجاری	۱۱.۶-۱۴/ گاز ترش	آذر۱۴۰۵
آغاجاری۲	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-آغاجاری	۰.۵-۰.۹/ گاز ترش	آذر۱۴۰۵
آغاجاری۳	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-آغاجاری	۱۸.۹۵-۲۲.۹/ گاز ترش	آذر۱۴۰۵
آغاجاری۴	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-آغاجاری	۲-۳.۵/ گاز ترش	آذر۱۴۰۵
آغاجاری۵	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-آغاجاری	۶.۲۵-۱۳.۵/ گاز ترش	آذر۱۴۰۵
مسجدسلیمان (بیع متقابل)	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-مسجدسلیمان	۱.۴/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۸
پرسیاه	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-مسجدسلیمان	۰.۷/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۸
نفت سفید	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-مسجدسلیمان	۱۴.۹۳/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۸
تمبی	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-مسجدسلیمان	۱.۹۵/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۸
زیلایی	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-مسجدسلیمان	۲.۵/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۸
هفت شهیدان	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-مسجدسلیمان	۱۷.۷۴/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۸
نرگسی	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-مسجدسلیمان	۲.۲۴/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۸
عنبر	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-مسجدسلیمان	۹.۷/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۸
لالی	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-مسجدسلیمان	۱۰.۲/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۸
قلعه نار	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-مسجدسلیمان	۴/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۸
کلاستر کبود	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-مسجدسلیمان	۳-۳.۵/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۸
بی بی حکیمه۱۵	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-گچساران	۷۷/ گاز ترش	شهریور۱۴۰۶
بی بی حکیمه۲۵	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-گچساران	۲۹.۳/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۶
رگ سفید ۱	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-گچساران	۵۸.۲-۶۳/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۸
رگ سفید ۲	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-گچساران	۳۰.۵/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۸
کلاستر بالارود	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-گچساران	۴.۵/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۸
کوپال بنگستان	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-مسجدسلیمان	۲.۵-۶/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۸
گچساران ۴	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-اهواز	۴۴.۵/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۶
گلخاری ۳	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-گچساران	۵/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۸
منصور آباد ۱	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-گچساران	۷/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۶
منصور آباد ۳	ملی مناطق نفت خیز جنوب	خوزستان-گچساران	۳.۵/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۶
آزادگان جنوبی- غرب کارون	نفت و گاز اروندان	خوزستان-اهواز/دشت آزادگان	۱۲۰/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۵
آزادگان جنوبی-اسکید،گاسپ شمالی وجنوبی،کلاستر شمالی وجنوبی	نفت و گاز اروندان	خوزستان-اهواز/دشت آزادگان	۴۶/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۴
سهراب	مهندسی و توسعه نفت	خوزستان-اهواز/دشت آزادگان	۱/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۴
ابوذر (دریایی)	نفت فلات قاره ایران	خارک	۳۱۰.۷/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۶
درود (خشکی)	نفت فلات قاره ایران	خارک	۵/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۷
فروزان (خشکی)	نفت فلات قاره ایران	خارک	۰.۳/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۷
فروزان (دریایی)	نفت فلات قاره ایران	خارک	۱۸۳.۳/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۷
سلمان (خشکی)	نفت فلات قاره ایران	هرمزگان-لاوان	۰.۵/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۶
سلمان (دریایی)	نفت فلات قاره ایران	هرمزگان-لاوان	۱۱۵/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۶
رسالت (خشکی)	نفت فلات قاره ایران	هرمزگان-لاوان	۰.۰۱/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۶

List of Flare Gas Recovery Projects (Auctioned through call for proposals)

Field Name	Company	Geographical Location	Gas Type/ Rate (m.ft3/day)	End of Gas Allocation Time
Ahvaz Asmari-1	NISOC	Khuzestan-Ahvaz	Sweet Gas/9-15	Mar.2028
Ahvaz Asmari-3	NISOC	Khuzestan-Ahvaz	Sweet Gas/7-11	Mar.2028
Ahvaz Asmari-4	NISOC	Khuzestan-Ahvaz	Sweet Gas/8-13	Mar.2028
Ahvaz Bangestan-1	NISOC	Khuzestan-Ahvaz	Sour Gas/1-3	Mar.2030
Ahvaz Bangestan-3	NISOC	Khuzestan-Ahvaz	Sour Gas/2-4	Mar.2030
Aghajari1	NISOC	Khuzestan- Aghajari	Sour Gas/11.6-14	Dec.2026
Aghajari2	NISOC	Khuzestan- Aghajari	Sour Gas/0.5-0.9	Dec.2026
Aghajari3	NISOC	Khuzestan- Aghajari	Sour Gas/18.95-22.9	Dec.2026
Aghajari4	NISOC	Khuzestan- Aghajari	Sour Gas/2-3.5	Dec.2026
Aghajari5	NISOC	Khuzestan- Aghajari	Sour Gas/6.25-13.5	Dec.2026
Masjedsoleyman	NISOC	Khuzestan-Masjedsoleyman	Sour Gas/1.4	Mar.2030
Parsiah	NISOC	Khuzestan-Masjedsoleyman	Sour Gas/0.7	Mar.2030
Naft Sefid	NISOC	Khuzestan-Masjedsoleyman	Sour Gas/14.93	Mar.2030
Tombi	NISOC	Khuzestan-Masjedsoleyman	Sour Gas/1.95	Mar.2030
Zilaei	NISOC	Khuzestan-Masjedsoleyman	Sour Gas/2.5	Mar.2030
Haft Shahidan	NISOC	Khuzestan-Masjedsoleyman	Sour Gas/17.74	Mar.2030
Nargesi	NISOC	Khuzestan-Masjedsoleyman	Sour Gas/2.24	Mar.2030
Anbar	NISOC	Khuzestan-Masjedsoleyman	Sour Gas/9.7	Mar.2030
Lali	NISOC	Khuzestan-Masjedsoleyman	Sour Gas/10.2	Mar.2030
GhaleNaar	NISOC	Khuzestan-Masjedsoleyman	Sour Gas/4	Mar.2030
Cluster Kabood	NISOC	Khuzestan-Masjedsoleyman	Sour Gas/3-3.5	Mar.2030
Bibi Hakimeh1	NISOC	Khuzestan-Gachsaran	Sour Gas/77	Sept.2027
Bibi Hakimeh2	NISOC	Khuzestan-Gachsaran	Sour Gas/29.3	Mar.2028
Rag Sefid1	NISOC	Khuzestan-Gachsaran	Sour Gas/58.2-63	Mar.2030
Rag Sefid2	NISOC	Khuzestan-Gachsaran	Sour Gas/30.5	Mar.2030
Cluster Balarood	NISOC	Khuzestan-Masjedsoleyma	Sour Gas/4.5	Mar.2030
Koopal Bangestan	NISOC	Khuzestan-Ahvaz	Sour Gas/2.5-6	Mar.2030
Gachsaran4	NISOC	Khuzestan-Gachsaran	Sour Gas/44.5	Mar.2028
Golkhari3	NISOC	Khuzestan-Gachsaran	Sour Gas/5	Mar.2030
Mansour Abad1	NISOC	Khuzestan-Gachsaran	Sour Gas/7	Mar.2028
Mansour Abad3	NISOC	Khuzestan-Gachsaran	Sour Gas/3.5	Mar.2028
South Azadegan-West Karoon	AOGC	Khuzestan-Ahvaz/Dashte Azadegan	Sour Gas/120	Mar.2027
South Azadegan-Skid, North & South Gasp, North & South Cluster	AOGC	Khuzestan-Ahvaz/Dashte Azadegan	Sour Gas/46	Mar.2026
Sohrab	PEDEC	Khuzestan-Ahvaz/Dashte Azadegan	Sour Gas/1	Mar.2026
Abouzar (offshore)	IOOC	Khark	Sour Gas/31.7	Mar.2028
Doroud (onshore)	IOOC	Khark	Sour Gas/5	Mar.2029
Forouzan (onshore)	IOOC	Khark	Sour Gas/0.3	Mar.2029
Forouzan (offshore)	IOOC	Khark	Sour Gas/183.6	Mar.2029
Salman (onshore)	IOOC	Hormozgan-Lavan	Sour Gas/0.5	Mar.2028
Salman (offshore)	IOOC	Hormozgan-Lavan	Sour Gas/115	Mar.2028
Resalat (onshore)	IOOC	Hormozgan-Lavan	Sour Gas/0.01	Mar.2028

لیست پروژه‌های جمع آوری گازهای مشعل (واگذاری بصورت مزایده از طریق فراخوان)

نام میدان	شرکت سرمایه پذیر	محل جغرافیایی	میزان واگذاری گاز (م ف م ر) /نوع گاز	زمان اتمام تخصیص گاز
رسالت (دریایی)	نفت فلات قاره ایران	هرمزگان-لاوان	۱.۳/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۶
رشادت (خشکی)	نفت فلات قاره ایران	هرمزگان-لاوان	۰.۲۵/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۶
رشادت (دریایی)	نفت فلات قاره ایران	هرمزگان-لاوان	۲.۹/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۶
لاوان (خشکی)	نفت فلات قاره ایران	هرمزگان-لاوان	۱.۳/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۶
بلال (خشکی)	نفت فلات قاره ایران	هرمزگان-لاوان	۰.۱۲/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۶
بلال (دریایی)	نفت فلات قاره ایران	هرمزگان-لاوان	۰.۶/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۶
الوند (خشکی)	نفت فلات قاره ایران	هرمزگان-سیری	۰.۹/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۵
الوند (دریایی)	نفت فلات قاره ایران	هرمزگان-سیری	۰.۸/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۵
سیوند و دنا (خشکی)	نفت فلات قاره ایران	هرمزگان-سیری	۳.۹/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۵
سیوند و دنا (دریایی)	نفت فلات قاره ایران	هرمزگان-سیری	۳.۵/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۵
اسفند (خشکی)	نفت فلات قاره ایران	هرمزگان-سیری	۳.۱/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۵
اسفند (دریایی)	نفت فلات قاره ایران	هرمزگان-سیری	۰.۵/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۵
بهرگانسر و هندیجان (خشکی)	نفت فلات قاره ایران	بهرگان	۰.۲/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۶
بهرگانسر و هندیجان (دریایی)	نفت فلات قاره ایران	بهرگان	۱۸.۴/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۶
سروش (دریایی)	نفت فلات قاره ایران	بهرگان	۰.۴/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۶
نوروز (دریایی)	نفت فلات قاره ایران	بهرگان	۳.۳/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۶
هنگام (خشکی)	نفت فلات قاره ایران	هرمزگان-قشم	۱۰.۲/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۶
گورزین (خشکی)	نفت فلات قاره ایران	هرمزگان-قشم	۲.۵/ گاز شیرین	اسفند۱۴۰۶
لایه نفتی پارس-جنوبی (دریایی)	نفت فلات قاره ایران	هرمزگان-کیش	۰.۶/ گاز ترش	اسفند۱۴۰۸

List of Flare Gas Recovery Projects (Auctioned through call for proposals)

Field Name	Company	Geographical Location	Gas Type/ Rate (m.ft3/day)	End of Gas Allocation Time
Resalat (offshore)	IOOC	Hormozgan-Lavan	Sour Gas/1.3	Mar.2028
Reshadat (onshore)	IOOC	Hormozgan-Lavan	Sour Gas/0.25	Mar.2028
Reshadat (offshore)	IOOC	Hormozgan-Lavan	Sour Gas/2.9	Mar.2028
Lavan (onshore)	IOOC	Hormozgan-Lavan	Sour Gas/1.3	Mar.2028
Belal (onshore)	IOOC	Hormozgan-Lavan	Sour Gas/0.12	Mar.2028
Belal (offshore)	IOOC	Hormozgan-Lavan	Sour Gas/0.6	Mar.2028
Alvand (onshore)	IOOC	Hormozgan-Siri	Sour Gas/0.9	Mar.2027
Alvand (offshore)	IOOC	Hormozgan-Siri	Sour Gas/0.8	Mar.2027
Sivand&Dena (onshore)	IOOC	Hormozgan-Siri	Sour Gas/3.9	Mar.2027
Sivand&Dena (offshore)	IOOC	Hormozgan-Siri	Sour Gas/3.5	Mar.2027
Esfand (onshore)	IOOC	Hormozgan-Siri	Sour Gas/3.1	Mar.2027
Esfand (offshore)	IOOC	Hormozgan-Siri	Sour Gas/0.5	Mar.2027
Bahregansar&Hendijan (onshore)	IOOC	Bahregan	Sour Gas/0.2	Mar.2028
Bahregansar&Hendijan (offshore)	IOOC	Bahregan	Sour Gas/18.4	Mar.2028
Soroush (offshore)	IOOC	Bahregan	Sour Gas/0.4	Mar.2028
Norouz (offshore)	IOOC	Bahregan	Sour Gas/3.3	Mar.2028
Hengam (onshore)	IOOC	Hormozgan-Qeshm	Sour Gas/10.2	Mar.2028
Gavarzin (onshore)	IOOC	Hormozgan-Qeshm	Sweet Gas/2.5	Mar.2028
South Pars Oil Layer (offshore)	IOOC	Hormozgan-Kish	Sour Gas/0.6	Mar.2030

واحد فرآورش نفت خام
با استفاده از تجهیزات
سریع احداث

NIOC

تامین تسهیلات فرآورشی سریع نصب شونده نمکزدایی، شیرین سازی و بهره‌برداری جهت فرآورش نفت میدان رامشیر

تأمین تسهیلات فرآورشی سریع نصب شونده نمکزدایی جهت فرآورش نفت نمکی گچساران ۴

SKID MOUNTED PROCESSING UNITS

NIOC

Oil Processing Unit for Ramshir Field
Oil Processing Unit for Gashsaran (4)

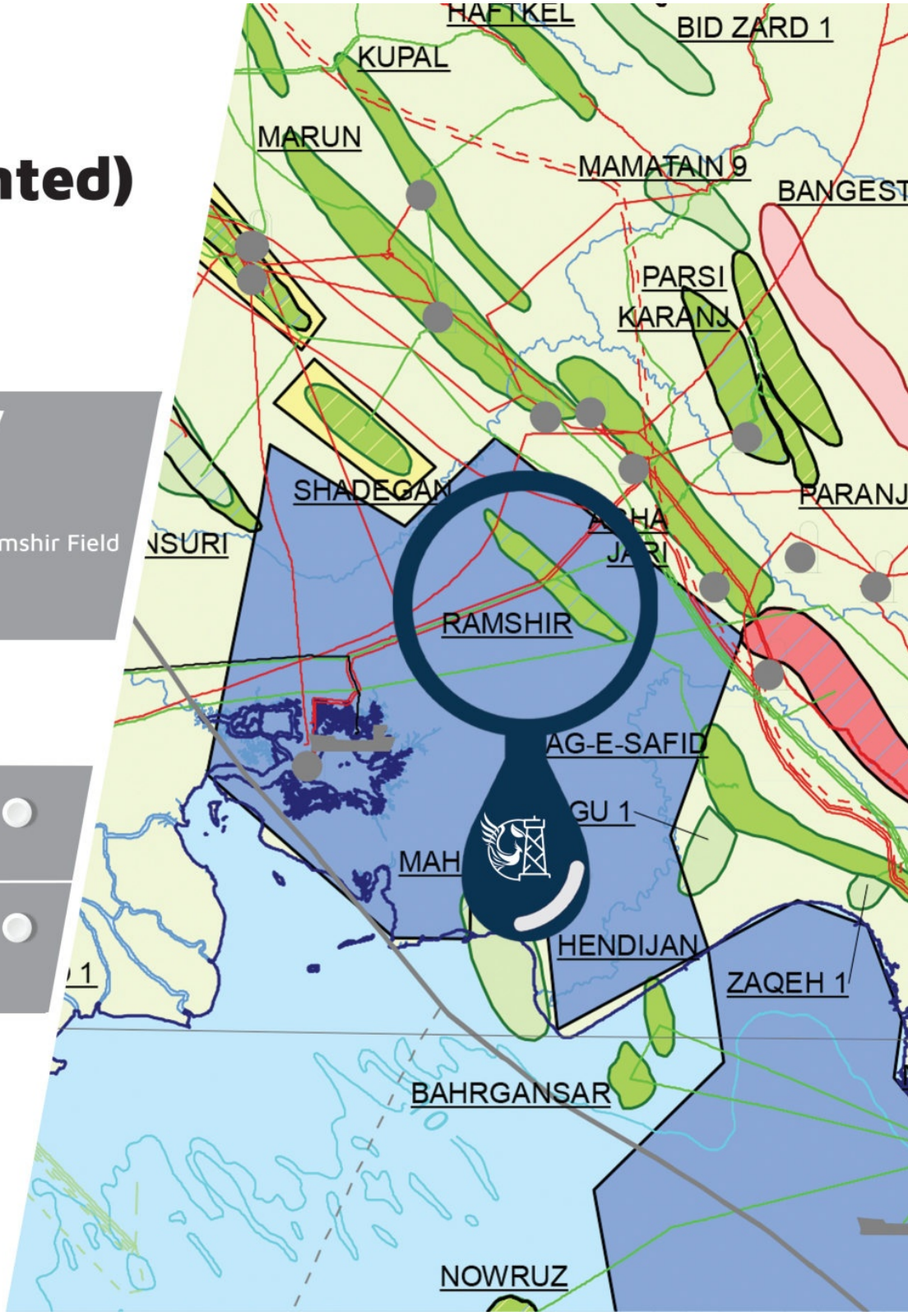
(Skid Mounted)

Project Category
Skid Mounted

Project Title
Oil Processing Unit for Ramshir Field

دسته‌بندی پروژه
واحد فرآورش نفت خام با استفاده از تجهیزات سریع احداث

عنوان پروژه
تامین تسهیلات فرآورشی سریع نصب شونده نمکزدایی، شیرین سازی و بهره برداری جهت فرآورش نفت میدان رامشیر



واحد فرآورش نفت خام با استفاده از تجهیزات سریع احداث

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

تامین تسهیلات سریع نصب‌شونده بهره‌برداری، نمکزدایی، تصفیه پساب، شیرین‌سازی و پمپاژ به شرح ذیل:

- تسهیلات بهره‌برداری نفت خام جهت تثبیت نفت نمکی دریافتی از چاه‌های میدان رامشیر (بنگستان) به ظرفیت ۲۵ مبر و ارسال به تسهیلات نصب شونده نمکزدایی،
- تسهیلات نمکزدایی جهت فرآورش نفت نمکی دریافتی از واحد بهره‌برداری موجود و سریع نصب شونده بهره برداری رامشیر (آسماری و بنگستان) با ظرفیت ۵۵ مبر
- تسهیلات تصفیه و تزریق پساب به ظرفیت ۱۰ مبر آب همراه
- تسهیلات شیرین‌سازی نفت به ظرفیت ۲۵ مبر
- سیستم ذخیره و پمپاژ جهت نفت فرآورش شده و تزریق آن به خط لوله ۲۴ اینچ رو زمینی انتقال نفت با پالایشگاه آبادان (در مجاورت واحد)
- احداث خطوط لوله مورد نیاز جهت اتصال خطوط لوله جریانی چاه‌ها به سریع نصب‌شونده بهره‌برداری، اتصال نفت خروجی تسهیلات سریع نصب‌شونده به خطوط لوله خروجی واحد بهره‌برداری موجود و علاوه بر آن به نزدیک ترین محل به خط لوله ۲۴ اینچ روزمینی انتقال نفت به پالایشگاه آبادان، انجام اتصالات و اصلاحیه‌های لازم در واحد بهره‌برداری موجود رامشیر
- تسهیلات جانبی آب (به همراه تصفیه آن)، برق، گاز و ...

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب

محل جغرافیایی : استان خوزستان

ظرفیت فرآورش (هزار بشکه در روز) :

نمکزدایی ۵۵ مبر - بهره‌برداری و شیرین سازی ۲۵ مبر

برآورد زمان :

مدت زمان ساخت ۱۲ ماه - مدت زمان بهره برداری ۱۲۰ ماه

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۱۰۰

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

Skid Mounted Processing Unit

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

Provision of Skid Mounted Processing Units for Exploitation, Desalination, Wastewater Treatment, Sweetening, and Pumping as Follows:

- Crude Oil Exploitation Facilities to stabilize saline oil received from the Ramshir (Bangestan) field wells with a capacity of 25,000 bpd and transfer to skid-mounted desalination facilities.
- Desalination Facilities for processing saline oil received from the existing exploitation unit and the skid mounted facilities of Ramshir (Asmari and Bangestan) exploitation facilities, with a capacity of 55,000 bpd.
- Wastewater Treatment and Injection Facilities with a capacity of 10,000 bpd of produced water.
- Oil Sweetening Facilities with a capacity of 25,000 bpd.
- Storage and Pumping System for processed oil and its injection into the 24-inch aboveground oil transfer pipeline to the Abadan Refinery adjacent to the unit.
- Construction of Required Pipelines to connect well flow lines to skid-mounted facilities, connect the output oil from skid-mounted facilities to the existing exploitation unit's outlet pipelines, and to the nearest point of the 24-inch aboveground oil transfer pipeline to the Abadan Refinery; performing necessary connections and modifications in the existing Ramshir exploitation unit.
- Ancillary Facilities including water (with treatment), electricity, and gas.

Company : NISOC

Location : Khuzestan Province

Processing Capacity (MBBL/d) :

Desalting: 55

Degasing & Sweetening: 25

Capex Estimation (MMEURO) : 100

Project Period :

Build : 12 months

Operation :120 months

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

(Skid Mounted)

Project Category
Skid Mounted

Project Title
Oil Processing Unit for Gashsaran (4)

دسته‌بندی پروژه
واحد فرآورش نفت خام با استفاده از تجهیزات سریع‌احداث

عنوان پروژه
تأمین تسهیلات فرآورشی سریع نصب شونده نمکزدایی جهت فرآورش نفت نمکی گچساران ۴

واحد فرآورش نفت خام با استفاده از تجهیزات سریع احداث

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

تامین تسهیلات سریع نصب‌شونده فرآورش نفت خام واحدهای بهره‌برداری، شیرین‌سازی و نمکزدایی و پمپاژ نفت فرآورش شده به خطوط خروجی همچنین سیستم تصفیه و تزریق پساب و مجموعه سیستم‌های جانبی مورد نیاز در راستای افزایش تولید میدان نفتي گچساران
انجام مطالعات مهندسي مفهومي و مقدماتي جهت تعيين نيازمنديهاي جامع

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب

محل جغرافیایی : استان کهکیلویه و بویر احمد

ظرفیت فرآورش (هزار بشکه در روز) : ۱۱۰

برآورد زمان :
مدت زمان ساخت ۱۲ ماه
مدت زمان بهره برداری ۱۲۰ ماه

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۱۴۰

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

Skid Mounted Processing Unit

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Preliminary Feed study and basic design of a processing unit for desalting crude oil in Gashsaran (4) Plant.
- Procurement and Construction an oil desulting unit as a skid mounted.
- Supply nessesary Utility units for this oil processing skid mounted
- Supply nessesary Waste Water Treatement for outfall of the unit.

Company : NISOC

Location : Kohgiluyeh and Boyer-Ahmad Province

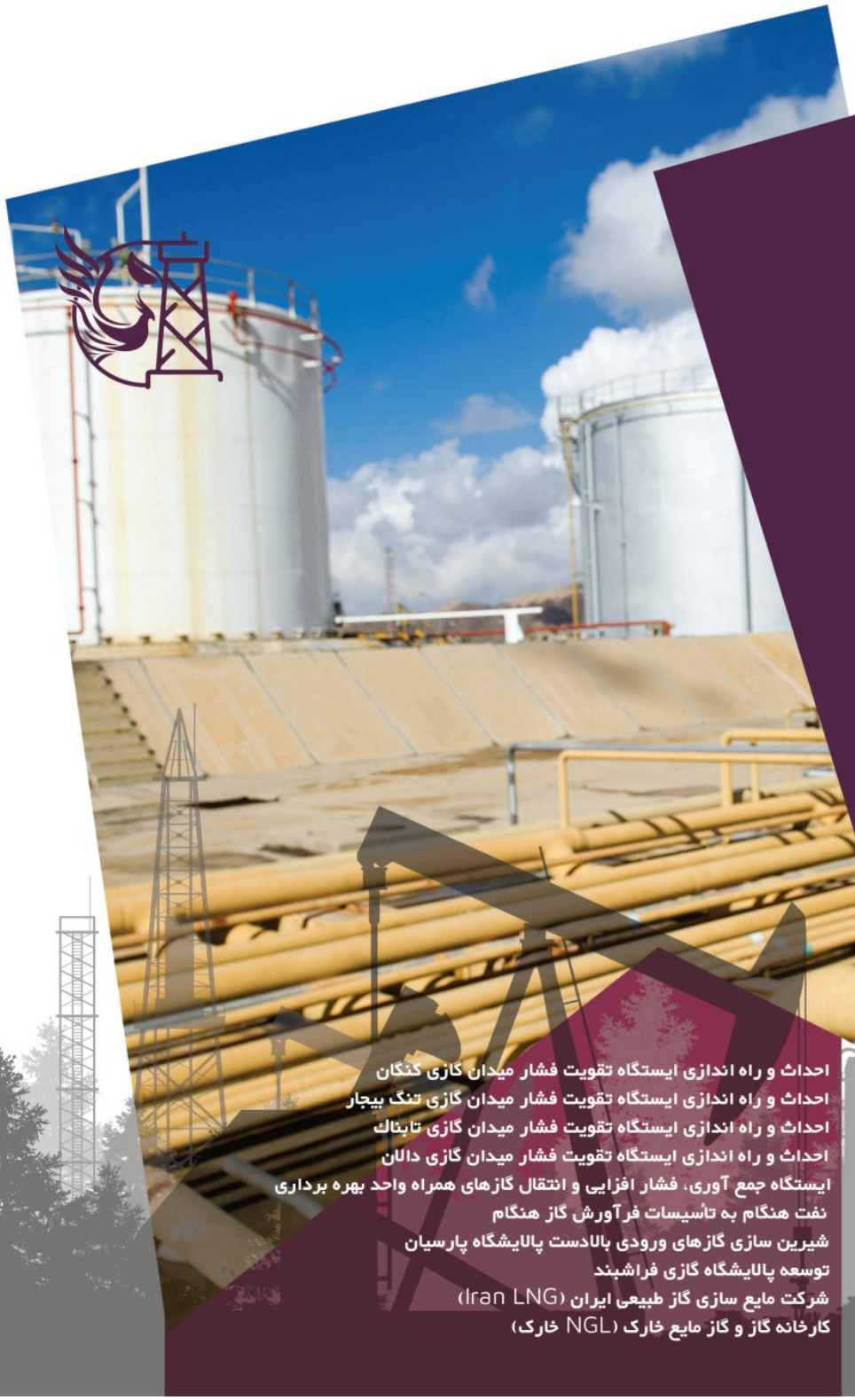
Processing Capacity (MBBL/d) :110000

Capex Estimation (MMEURO) : 140

Project Period :
Build : 12 months
Operation :120 months

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".



تاسیسات گازی

NIOC

احداث و راه اندازی ایستگاه تقویت فشار میدان گازی کنگان
احداث و راه اندازی ایستگاه تقویت فشار میدان گازی تنگ بیجار
احداث و راه اندازی ایستگاه تقویت فشار میدان گازی تابناک
احداث و راه اندازی ایستگاه تقویت فشار میدان گازی دالان
ایستگاه جمع آوری، فشار افزایی و انتقال گازهای همراه واحد بهره برداری نفت هنگام به تأسیسات فرآورش گاز هنگام
شیرین سازی گازهای ورودی بالادست پالایشگاه پارسیان
توسعه پالایشگاه گازی فراشبند
شرکت مایع سازی گاز طبیعی ایران (Iran LNG)
کارخانه گاز و گاز مایع خارک (NGL خارک)

Gas Utilities

NIOC

construction and commissioning of Kangan gas Field Compression station
construction and commissioning of Tang-e Bijar gas Field Compression station
construction and commissioning of Tabnak gas Field Compression station
construction and commissioning of Dalan gas Field Compression station

Gas Compression Station for Recovery, Pressurizing and Transferring of Hengam Oil Production Unit Associated Gas to Hengam Gas Processing Facilities

Sweetening of Upstream Inlet Gas of Parsian Refinery
Development of Farashband Gas Refinery
Iran Liquefied Natural Gas (Iran LNG)
Khark NGL

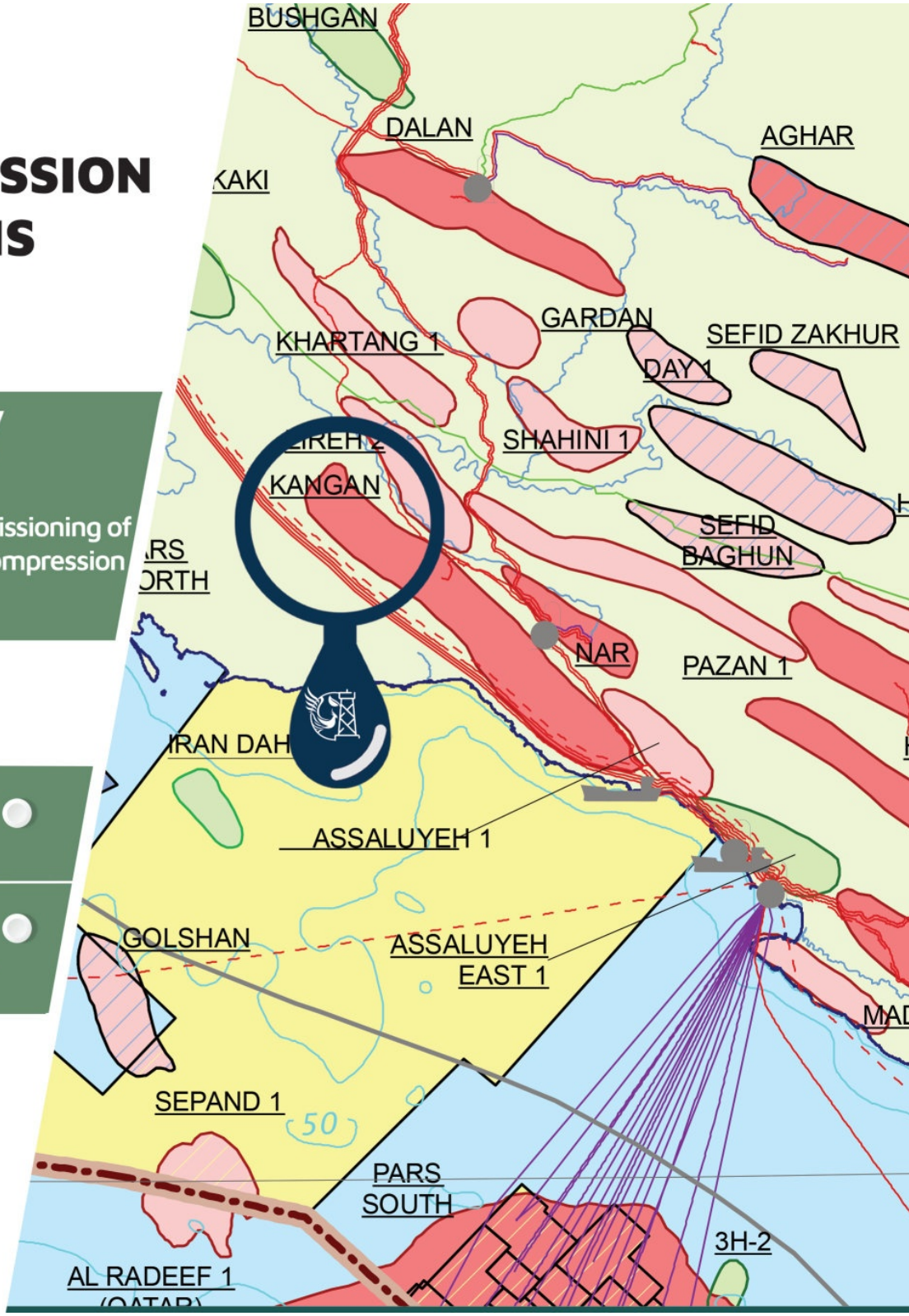
GAS COMPRESSION STATIONS

Project Category
Gas Compression Station

Project Title
construction and commissioning of Kangan gas Field Compression station

دسته‌بندی پروژه
ایستگاه های تقویت فشار گاز

عنوان پروژه
احداث و راه اندازی ایستگاه تقویت فشار میدان گازی کنگان



مشخصات پروژه

شرح کلی پروژه

انجام خدمات مهندسی، خرید و تامین کالا، نصب، ساخت، اجرا، احداث و راه‌اندازی به همراه تأمین مالی مورد نیاز

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران

محل جغرافیایی : استان بوشهر

برآورد ظرفیت :

- نگهداشت سقف تولید گاز از میدان به میزان ۴۰ میلیون متر مکعب در زمستان و ۳۰ میلیون متر مکعب در ماه‌های گرم سال
- افزایش ضریب بازیافت نهایی گاز از مخزن به حدود ۸۳ %
- تامین خوراک پالایشگاه فجر جم

برآورد زمان : ۲.۵ سال

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۲۰۴

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

Project Specifications

Project Scope of Work

- Engineering study, Procurement and supply of goods, Construction, commissioning and financing
- improve ultimate gas recovery factor up to 83%

Company : ICOFC

Location : Boushehr Province

Capex Estimation (MMEURO) : 204

Capacity Estimation :

- Maintanaining gas production from the field at a rate of Capacity of 40 MMCM in winter and Capacity of 30 MMCM during the warm months of the year
- Supplying feedstock to the Fajr-e Jam refinery

Project Period : 2.5 years

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

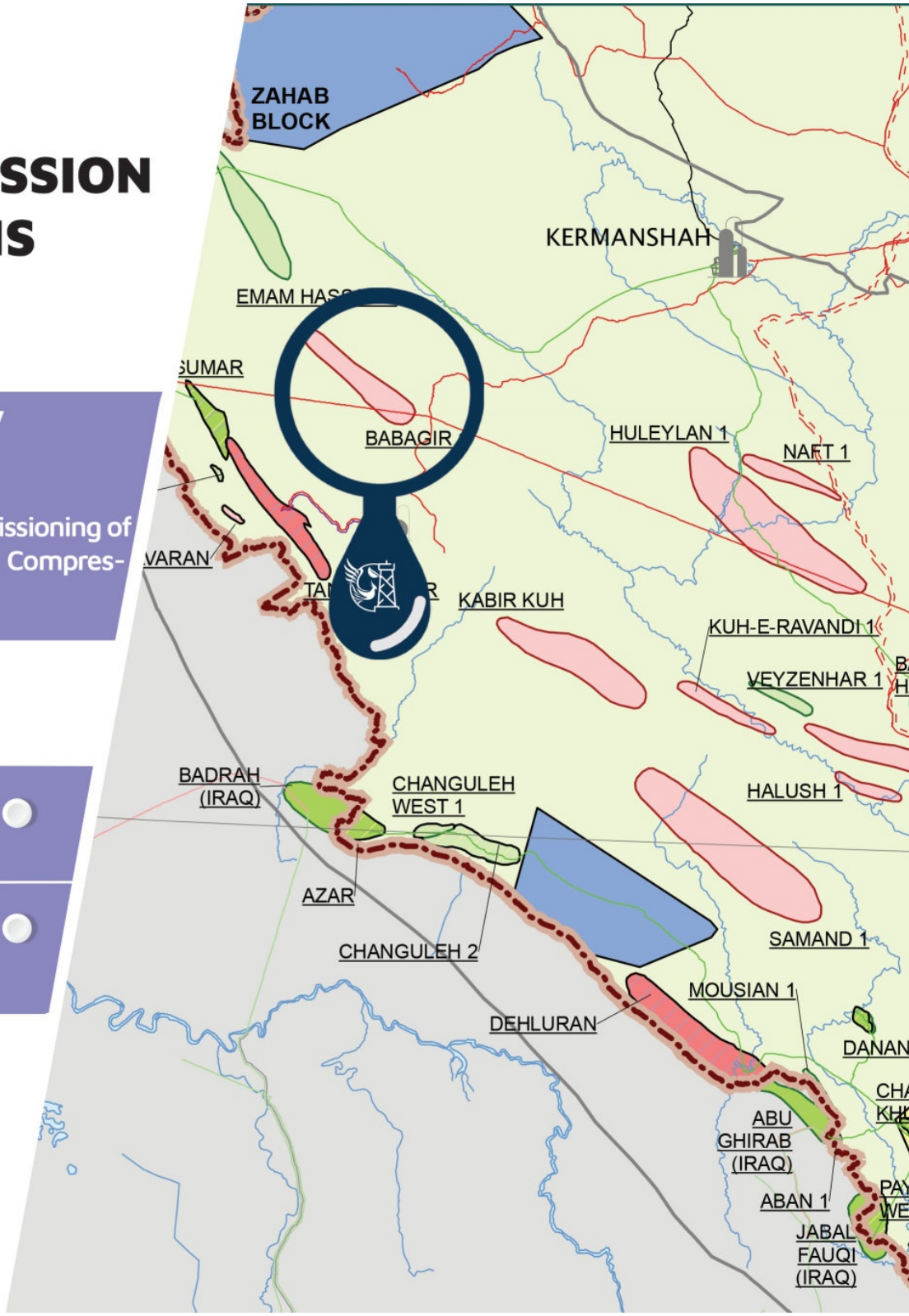
GAS COMPRESSION STATIONS

Project Category
Gas Compression Station

Project Title
construction and commissioning of Tang-e Bijar gas Field Compression station

دسته‌بندی پروژه
ایستگاه های تقویت فشار گاز

عنوان پروژه
احداث و راه اندازی ایستگاه تقویت فشار میدان گازی تنگ بیجار



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

انجام خدمات مهندسی، خرید و تامین کالا، نصب، ساخت، اجرا، احداث و راه‌اندازی به همراه تأمین مالی مورد نیاز

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران

محل جغرافیایی : استان ایلام

برآورد ظرفیت :

- افزایش ظرفیت تولید و فشار افزایی از ۶۰ به ۱۰۵ بار و تامین خوراک پالایشگاه گازی ایلام
- ظرفیت ۱۱ mmm روزانه نگهداشت به مدت ۵ سال

برآورد زمان : ۲ سال

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۷۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Engineering study, Procurement and supply of goods, Construction, commissioning and financing

Company : ICOFC

Location : Ilam Province

Capex Estimation (MMEURO) : 70

Capacity Estimation :

- Increase in production capacity and pressure boosting from 60 to 105 bar and supplying feedstock to the Ilam gas refinery
- Maintanaining a capacity of 11 MMCM per day for a period of 5 yeras

Project Period : 2 years

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

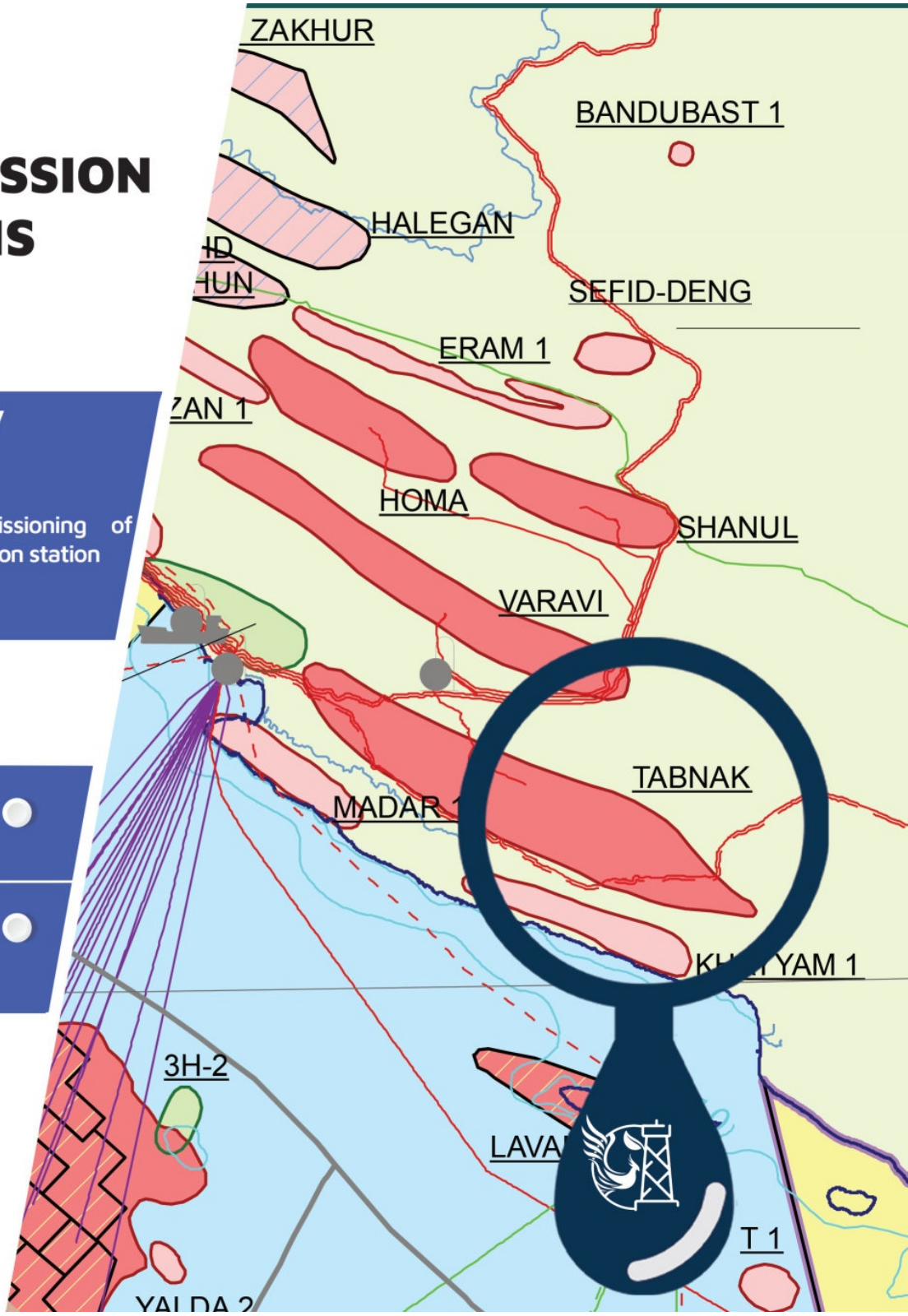
GAS COMPRESSION STATIONS

Project Category
Gas Compression Station

Project Title
construction and commissioning of Tabnak gas Field Compression station

دسته‌بندی پروژه
ایستگاه های تقویت فشار گاز

عنوان پروژه
احداث و راه اندازی ایستگاه تقویت فشار میدان گازی تابناک



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

انجام خدمات مهندسی، خرید و تامین کالا، نصب، ساخت، اجرا، احداث و راه‌اندازی به همراه تأمین مالی مورد نیاز

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران
محل جغرافیایی : استان فارس

برآورد ظرفیت :
- نگهداشت دبی به میزان ۳۶ م م م ر به مدت ۸ سال

برآورد زمان : ۳ سال
برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۳۲۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Engineering study, Procurement and supply of goods, Construction, commissioning and financing
- In the process of selecting a consultant for Basic study

Company : ICOFC
Location : Fars Province
Capex Estimation (MMEURO) : 320

Capacity Estimation :
Maintanaining a capacity of 36 MMCM per day for a period of 8 yeras

Project Period : 3 years

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

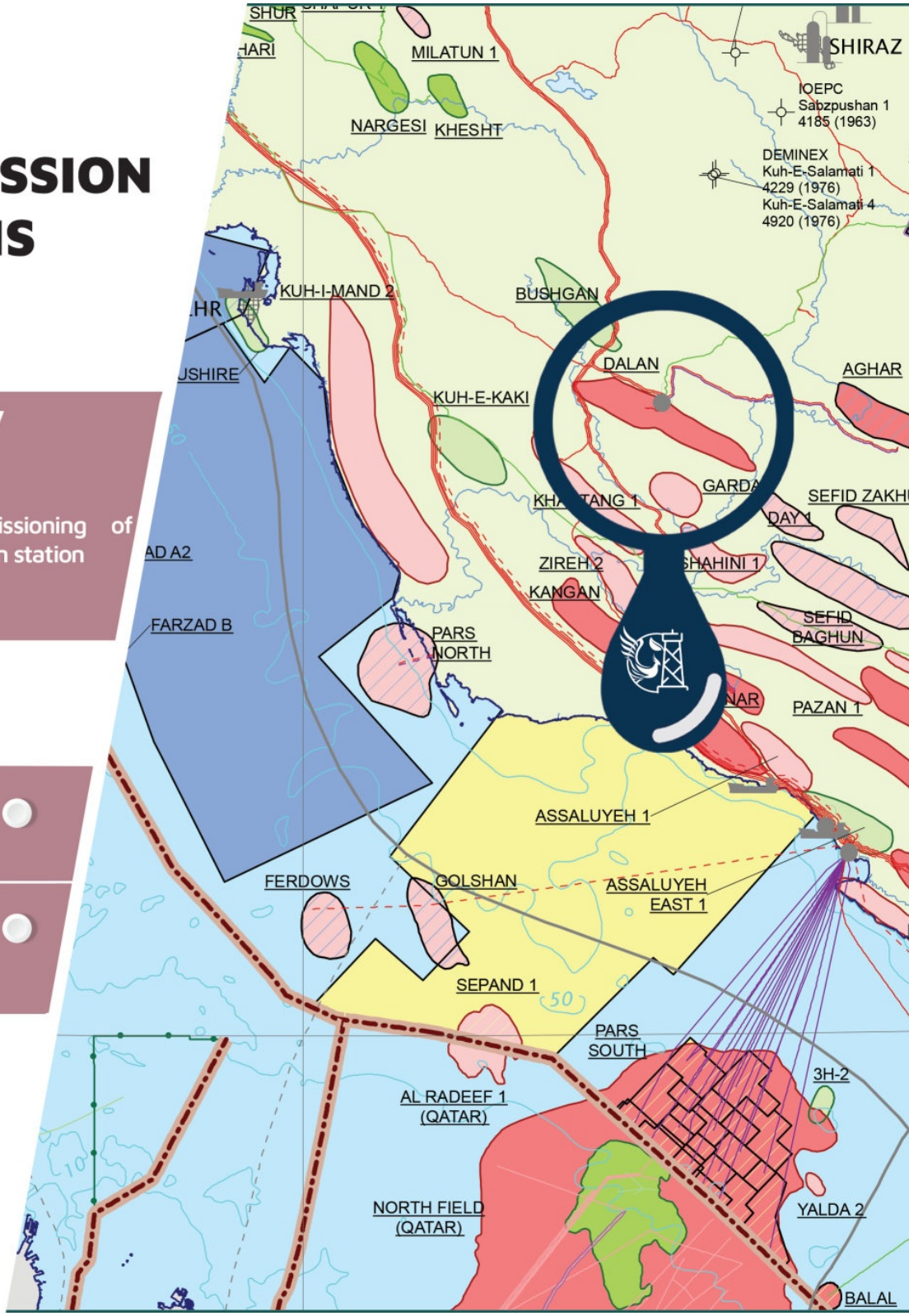
GAS COMPRESSION STATIONS

Project Category
Gas Compression Station

Project Title
construction and commissioning of Dalan gas Field Compression station

دسته‌بندی پروژه
ایستگاه های تقویت فشار گاز

عنوان پروژه
احداث و راه اندازی ایستگاه تقویت فشار میدان گازی دالان



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

انجام خدمات مهندسی، خرید و تامین کالا، نصب، ساخت، اجرا، احداث و راه‌اندازی به همراه تأمین مالی مورد نیاز

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران
محل جغرافیایی : استان فارس

برآورد ظرفیت :
۲۰ م م م ر به مدت ۴ سال

برآورد زمان : ۳ سال

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۲۱۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌های کاری
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Engineering study, Procurement and supply of goods, Construction, commissioning and financing
- In the process of preparing the scope of requirements

Company : ICOFC
Location : Fars Province
Capex Estimation (MMEURO) : 210

Capacity Estimation :
20 MMCM per day for 4 years

Project Period : 3 years

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

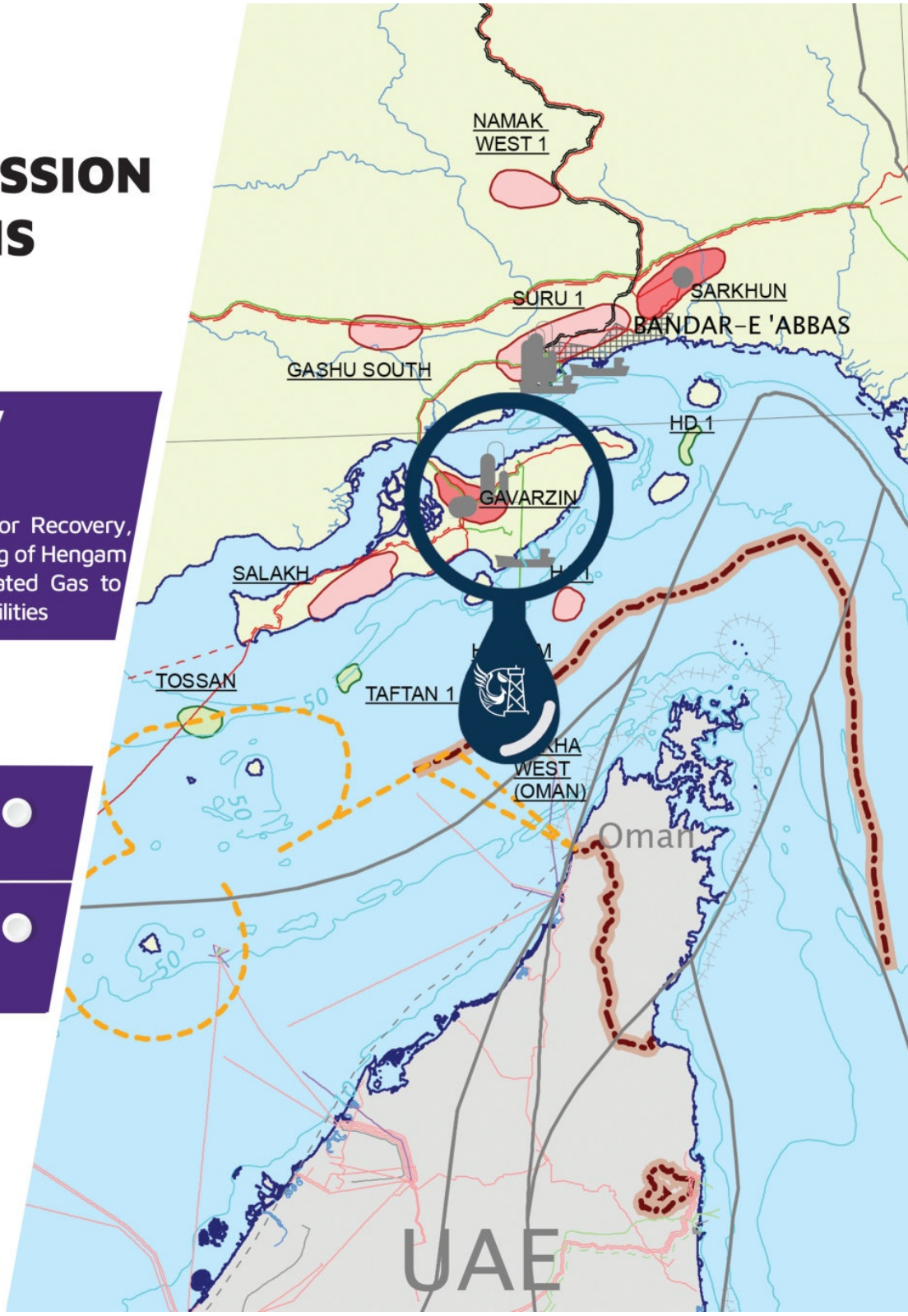
GAS COMPRESSION STATIONS

Project Category
Gas Compression Station

Project Title
Gas Compression Station for Recovery, Pressurizing and Transferring of Hengam Oil Production Unit Associated Gas to Hengam Gas Processing Facilities

دسته‌بندی پروژه
ایستگاه های تقویت فشار گاز

عنوان پروژه
ایستگاه جمع آوری، فشار افزایی و انتقال گازهای همراه واحد بهره برداری نفت هنگام به تأسیسات فرآورش گاز هنگام



مشخصات پروژه

شرح کلی پروژه

تامین کمپرسورهای واحد تقویت فشار و کمپرسور گاز خروجی

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران

محل جغرافیایی : جزیره قشم

برآورد ظرفیت : حداکثر ۴۰ میلیون متر مکعب در روز گاز غنی

برآورد زمان :
دوره ساخت ۲ سال
دوره بهره برداری ۱۸ سال

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۳۵

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

نوع قرارداد پیشنهادی

BOO - BOT

GAS COMPRESSION STATIONS

Project Specifications

Project Scope of Work

Provision of compressors for the pressure boosting unit and the discharge gas compressor.

Company : IOOC

Location : Qeshm Island

Capex Estimation (MMEURO) : 35

Capacity Estimation (MMSCM/d) : Max,40

Project Period :
Build: 2 years
Operation :18 years

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

Type of Contract

BOO - BOT

GAS SWEETENING

Project Category
Gas Sweetening

Project Title
Sweetening of Upstream Inlet Gas of Parsian Refinery

دسته‌بندی پروژه
شیرین سازی گاز

عنوان پروژه
شیرین سازی گازهای ورودی بالادست پالایشگاه پارسیان

مشخصات پروژه

شرح کلی پروژه

شیرین سازی گازهای ورودی بالادست پالایشگاه پارسیان با توجه به توسعه میادین جدید گازی

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران

محل جغرافیایی : بوشهر

برآورد ظرفیت : ۲۰ میلیون متر مکعب در روز

برآورد زمان :
دوره ساخت ۳۶ ماه
دوره بهره برداری ۱۲۰ ماه

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۲۰۰

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

نوع قرارداد پیشنهادی
BOO/BOT

Project Specifications

Project Scope of Work

Sweetening of upstream inlet gas of Parsian refinery considering development of new gas fields

Company : ICOFC

Location : Bushehr

Capex Estimation (MMEURO) : 200

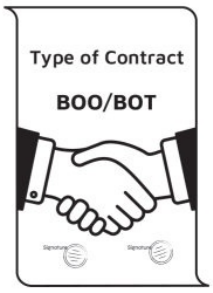
Capacity Estimation (MMSCM/D) : 20

Project Period :
Build: 36 months
Operation :120 months

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

Type of Contract
BOO/BOT



GAS REFINERY PLANT DEVELOPMENT

Project Category
Gas Refinery Plant Development

Project Title
Development of Farashband Gas Refinery

دسته‌بندی پروژه
توسعه پالایشگاه گازی

عنوان پروژه
توسعه پالایشگاه گازی فراشبند

توسعه پالایشگاه گازی

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

توسعه پالایشگاه گازی فراشبند جهت دریافت گازهای تولیدی حاصل از توسعه میادین جدید

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران

محل جغرافیایی : جنوب استان فارس

برآورد ظرفیت : ۲۰ م م م ر

برآورد زمان :
دوره ساخت ۳ سال

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۲۰۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌هاي كاري
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

نوع قرارداد پیشنهادی

EPCF

GAS REFINERY PLANT DEVELOPMENT

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

Development of Farashband gas refinery to receive produced gases from development of new gas fields

Company : ICOFC

Location : South of Fars Province

Capex Estimation (MMEURO) : 200

Capacity Estimation (MMSCM/D) : 20

Project Period : 3 years

Main Keys of Contract

- Recovery of all investor's CAPEX and non-CAPEX costs after achievement of project package objectives
- Recovery of all costs incurred during contract period
- Payement of financing costs to investor during contract

Type of Contract

EPCF

LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG)

Project Category
Liquefied Natural Gas (LNG)

Project Title
Iran Liquefied Natural Gas (Iran LNG)

دسته‌بندی پروژه
گاز طبیعی مایع شده (LNG)

عنوان پروژه
ایران ال ان جی

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

شرکت مایع‌سازی گاز طبیعی ایران (Iran LNG) با ظرفیت تولید ۱۰/۵ میلیون تن در سال محصول LNG به صورت سهامی خاص با مشارکت سهامداران شرکت ملی نفت ایران با سهم ۴۹% و صندوق بازنشستگی صنعت نفت به سهم ۵۱% در حال ساخت بوده و در حال حاضر دارای پیشرفت فیزیکی کل ۵۲/۸% می باشد. میزان ۲۸ م.م.م.ر گاز غنی خروجی پالایشگاه فاز ۱۴ پارس جنوبی را جهت راه‌اندازی فاز اول کارخانه تخصیص داده است. برخی از زیر پروژه‌های طرح شامل مخازن ذخیره سازی LPG و LNG و ردیف های ۱ و۲ شیرین سازی به ترتیب دارای پیشرفت فیزیکی حدود ۹۷، ۴۵ و ۷۱ درصدی و نیروگاه تولید برق با ظرفیت ۸۱۰ مگا وات در حال بهره برداری می باشد.

با توجه به سرمایه گذاری بالغ بر ۳ میلیارد دلار (با لحاظ هزینه‌های تأمین مالی) در این کارخانه، پیش‌بینی می‌شود با تزریق حدود ۱/۷ میلیارد دلار، فاز اول طرح به بهره‌برداری برسد.

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت و گاز پارس

محل جغرافیایی : استان بوشهر- شهرستان عسلویه

برآورد ظرفیت : ۵.۲۵ میلیون تن در سال LNG
۴۰۰ هزار تن در سال LPG
۱۶۵ هزار تن در سال میعانات

برآورد زمان : دوره احیا ۴ سال
دوره بهره برداری ۲۰ سال

برآورد سرمایه گذاری ارزی :

فاز اول ۱.۷۲۵ میلیارد دلار و کل طرح حدود ۳ میلیارد دلار

LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG)

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

Iran LNG Company is a private joint-stock company under construction with a production capacity of 10.5 million tons per year of LNG. The shareholders include the National Iranian Oil Company (49%) and the Oil Industry Pension Fund (51%). Currently, the project has reached 52.8% physical progress.

For the first phase of the plant, 28 million cubic meters per day of rich gas from the Phase 14 refinery of South Pars has been allocated.

Key subprojects include:

LPG and LNG storage tanks: 97% complete

Gas sweetening units (Trains 1 and 2): 45% and 71% complete, respectively Power plant with 810 MW capacity: OperationalWith an investment exceeding $3 billion (including financing costs), it is estimated that an additional $1.7 billion is required to commission the first phase of the project

Company : POGC

Location : Bushehr, Iran

Capex Estimation :

1.725 Billion USD for the first phase

around 3 Billion USD for whole project

Capacity Estimation :

5.25 MMTPA of LNG

400 MTPA of LPG

165 MTPA of Condesate

Project Period :

Rehabilitation : 4 years

Operation : 20 years

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

NATURAL GAS LIQUEDS (NGL)

Project Category
Natural Gas Liqueds (NGL)

Project Title
Khark NGL

دسته‌بندی پروژه
مایعات گاز طبیعی (NGL)

عنوان پروژه
کارخانه گاز و گاز مایع خارک (NGL)

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران

محل جغرافیایی : جزیره خارک

برآورد ظرفیت : ۷۰۰ هزار تن در سال محصول C3 + حدود ۱۵۰ م.ف.م.ر گاز سبک شیرین

برآورد زمان : زمان احیا ۲ سال
زمان بهره برداری ۲۰ سال

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۳۰۰

شرح کلی پروژه

قرارداد "اجاره تاسیسات موجود طرح NGL خارک ضمن تکمیل طرح مذکور به‌منظور شیرین‌سازی و تفکیک گازهای همراه مناطق خارک و بهرگان و فروش محصولات سنگین‌تر از اتان (C۳+)" فی مابین شرکت نفت فلات قاره ایران و شرکت صنایع فراساحل (صف) از طریق برگزاری مزایده در تاریخ ۱۳۹۶/۷/۱۶ منعقد گردید که مطابق با مفاد قرارداد، شرکت مذکور متعهد به تامین منابع مالی و تکمیل احداث NGL خارک (که در زمان واگذاری حدود ۴۳% پیشرفت داشته است) طی بازه زمانی ۳۶ ماهه برای جمع‌آوری ۳۰۰م.ف.م.ر از گازهای همراه منطقه خارک را بر عهده داشته است. در حال حاضر حدود ۲۷۰ م.ف.م.ر گاز همراه در دسترس بوده که می‌تواند به عنوان خوراک کارخانه مصرف شود. با توجه به عدم موفقیت شرکت فراساحل در تامین مالی طرح، مشارکت سرمایه گذار دیگر در طرح به عنوان تامین کننده منابع مالی جهت تکمیل طرح مد نظر می باشد

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

نوع قرارداد پیشنهادی

ROT

Project Specifications

NIOC

Company : IOOC
Location : Khark Island
Capex Estimation (MMUSD) :300
Capacity Estimation : 700 MTPA of C3+
150 MMSCFD of lean gas
Project Period :
Rehabilitation : 2 years
Operation : 20 years

Project Scope of Work

The contract for leasing the existing Khark NGL facilities, along with completing the project for sweetening and separating associated gases from the Khark and Bahregan regions and selling products heavier than ethane (C3+), was signed between the Iranian Offshore Oil Company (IOOC) and FaraSahel Company (SAF) through a tender process on October 8, 2018 (16/07/1397).
According to the contract, SAF was responsible for securing financing and completing the construction of the Khark NGL plant (which was 43% complete at the time of handover) within 36 months to recover 300 million cubic feet per day (MMscf/d) of associated gas from the Khark region to produce 700000 ton/year.
Currently, approximately 270 MMscf/d of associated gas is available as feedstock for the plant. However, due to SAF's failure to secure the necessary funding, a new investor is being considered to finance and complete the project.

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

Type of Contract

ROT

آب شیرین کن

NIOC

تامین آب شرب مورد نیاز به میزان ۱۰۰۰۰ مترمکعب در روز در جزیره خارک
خرید و نصب و راه اندازی بویلر وآبسازی سیری
احداث واحد تولید همزمان آب و برق CHP در جزیره سیری

WATER TREATMENT UNITS

NIOC

Treatment of 10000 cubic meter water per day in Khark Island
Procurement and installation a Steam Generation & Water Treatment Unit in Sirri Island
Combined Heat & Power Unit for Water Treatment and Power Generation Simultaneously Sirri Island

WATER TREATMENT UNITS

Project Category
Water Treatment Units

Project Title
Treatment of 10000 cubic meter wate
per day in Khark Island

دسته‌بندی پروژه
آب شیرین کن

عنوان پروژه
تامین آب شرب مورد نیاز به میزان ۱۰۰۰۰ مترمکعب در روز در جزیره خارک

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

انجام مطالعات و بررسی سیستم پیش تصفیه و تصویه کارخانه تولید آب موجود
تامین تجهیزات و تاسیسات مورد نیاز جهت اصلاح فرآیند تولید آب به روش RO
انجام اصلاحات کارخانه بر اساس مطالعات انجام شده
انجام مطالعات، تامین کالا و افزایش ظرفیت تولید آب به میزان ۱۰۰۰۰ متر مکعب در روز
نگهداری، تعمیرات و بهره برداری از کارخانه تولید آب
انتقال تاسیسات به شرکت پایانه های نفتی ایران

شرکت سرمایه پذیر : شرکت پایانه‌های نفتی ایران

محل جغرافیایی : جزیره خارک

برآورد زمان : دوره ساخت ۲ سال
دوره بهره برداری ۱۰ سال

برآورد ظرفیت : ۱۰۰۰۰ متر مکعب در روز آب

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۵

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای با هزینه تامین مالی پس از تحقق اهداف دوره احیا (Rehabilitation)
- پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره‌برداری به منظور بازگشت هزینه‌های بهره‌برداری و سود سرمایه‌گذار طی مدت زمان بهره‌برداری با هدف تحقق نرخ بازده داخلی
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

• To Treat and Sweeten 10000 cubic meter water per day in Khark island

Company : IOTC

Location : Khark Island

Capex Estimation (MMEURO) : 5

Capacity Estimation (SCM/D) : 10000

Project Period :
Build : 2 Years
Operation :10 Years

Main Keys of Contract

• Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
• Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
• Recovery of all the investor costs during the contract period
• Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

WATER TREATMENT UNITS

Project Category
Water Treatment Units

Project Title
Procurement and installation a Steam Generation & Water Treatment Unit in Sirri Island

دسته‌بندی پروژه
آب شیرین کن

عنوان پروژه
خرید و نصب و راه اندازی بویلر وآبسازی سیری

مشخصات پروژه

شرح کلی پروژه

طراحی، ساخت، نصب و راه اندازی یک دستگاه بویلر ۳۵۰۰۰ پوندی در منطقه سیری

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران

محل جغرافیایی : جزیره سیری

برآورد ظرفیت : ۱۵۰۰ متر مکعب در روز آب

برآورد زمان : دوره ساخت ۱ سال
دوره بهره برداری ۱۰ سال

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۰.۳۸

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

نوع قرارداد پیشنهادی

BOO

Project Specifications

Project Scope of Work

• Design, fabrication, and installation of a 35,000-pound boiler in Sirri Island.

Company : IOOC

Location : Sirri Island

Capex Estimation (MMEURO) : 0.38

Capacity Estimation (SCM/D) : 1500

Project Period :
Build : 1 year
Operation :10 Years

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

Type of Contract

BOO

WATER TREATMENT UNITS

Project Category
Water Treatment Units

Project Title
Combined Heat & Power Unit for Water Treatment and Power Generation Simoltaneously in Sirri Island

دسته‌بندی پروژه
آب شیرین کن

عنوان پروژه
احداث واحد تولید همزمان آب و برق CHP در جزیره سیری

مشخصات پروژه

شرح کلی پروژه

انجام مطالعات ژئوتکنیک، تهیه نقشه توپوگرافی و آنالیز گاز مصرفی مورد نیاز جهت تامین ۲۱۰۰ مترمکعب در روز آب شیرین
ایجاد ۳۰ مگاوات توان برق
اتصال برق تولیدی به باس ۶/۶ کیلوولت فعلی منطقه سیری

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران

محل جغرافیایی : جزیره سیری

برآورد زمان : دوره ساخت ۳ سال
دوره بهره برداری ۱۵ سال

برآورد ظرفیت : ۲۱۰۰ متر مکعب در روز آب
۳۰ مگاوات

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۳۴

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

Project Specifications

Project Scope of Work

- To Treat and Sweeten 2100 cubic meter water per day
- 30 MW power genenation capacity

Company : IOOC

Location : Sirri Island

Capex Estimation (MMEURO) : 34

Capacity Estimation : 2100 (SCM/D)
30 MW

Project Period :
Build : 3 Years
Operation :15 Years

Main Keys of Contract

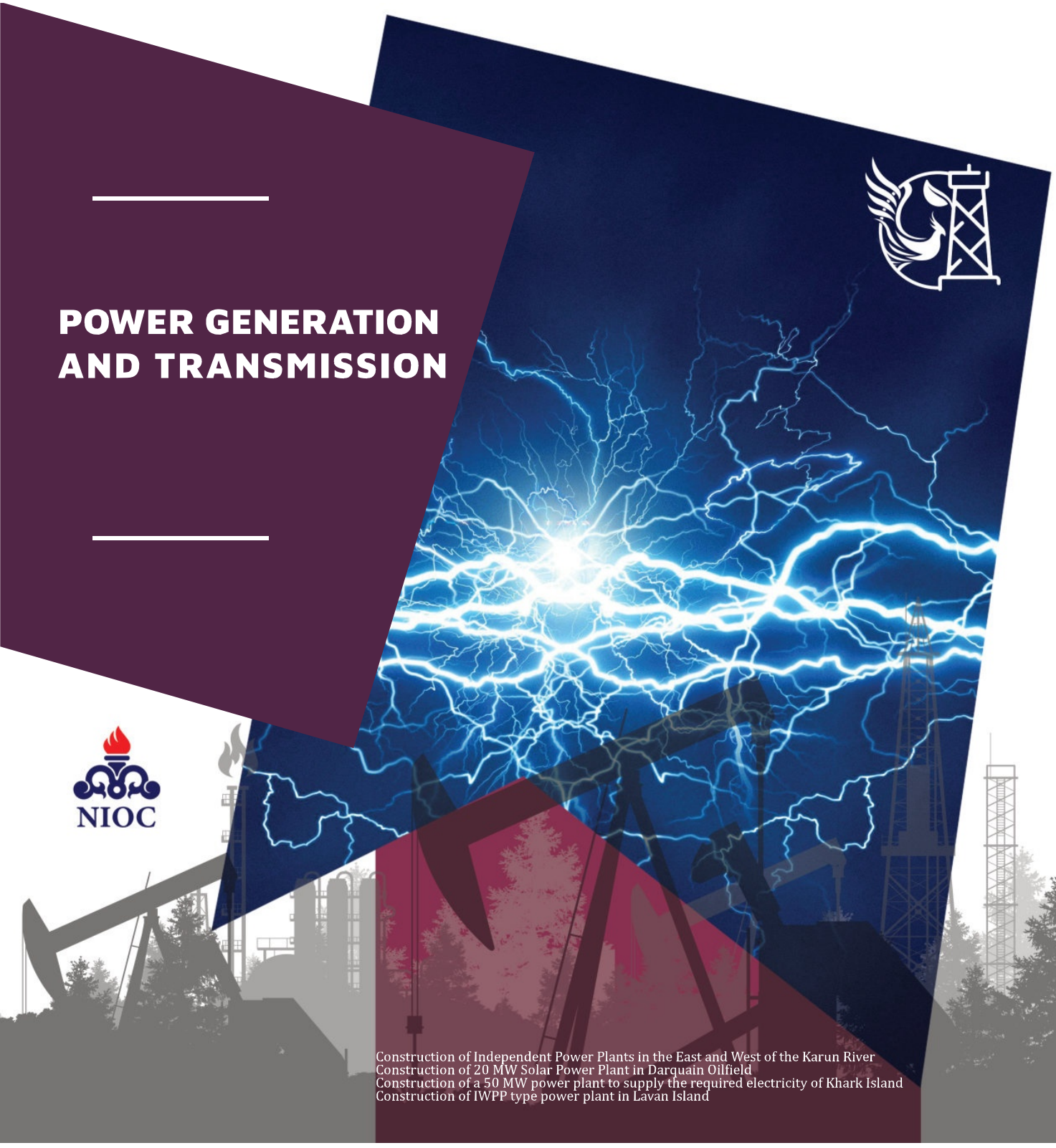
- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

تولید و انتقال نیرو

NIOC

احداث نیروگاه هاي مستقل برق در شرق و غرب رودخانه کارون
نیروگاه خورشیدی ۲۰ مگاواتی در منطقه عملیاتی دارخوین
احداث نیروگاه ۵۰ مگاواتی جهت تامین برق مورد نیاز جزیره خارگ
احداث نیروگاه نوع IWPP در جزیره لاوان

POWER GENERATION AND TRANSMISSION



NIOC

Construction of Independent Power Plants in the East and West of the Karun River
Construction of 20 MW Solar Power Plant in Darquain Oilfield
Construction of a 50 MW power plant to supply the required electricity of Khark Island
Construction of IWPP type power plant in Lavan Island

POWER GENERATION AND TRANSMISSION

Project Category
Power Generation and Transmission

Project Title
Construction of Independent Power Plants in the East and West of the Karun River

دسته‌بندی پروژه
تولید و انتقال نیرو

عنوان پروژه
احداث نیروگاه های مستقل برق در شرق و غرب رودخانه کارون

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

احداث نیروگاه هاي مستقل برق جهت تأمین برق تأسیسات فرآورش نفت و گاز در دو هاب انرژي واقع در شرق و غرب رودخانه کارون شامل: دو واحد گازی MW ۱۵۰ و دو واحد گازی ۵۰ MW به همراه ۶۰ کیلومتر خط انتقال ۲۳۰ KV و ۱۸۰ کیلومتر خط انتقال ۱۳۲ KV و ۴ پست انتقال برق

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفتخیز ایران

محل جغرافیایی : استان خوزستان

برآورد زمان : دوره ساخت ۴ سال
دوره بهره برداری ۲۰ سال

ظرفیت اسمی : ۴۰۰MW

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۴۷۰

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Construction of Independent Power Plants to Supply Electricity for Oil and Gas Processing Facilities in Two Energy Hubs Located in the Eastern and Western of the Karun River, Including:
  - Two 150 MW Gas Units
  - Two 50 MW Gas Units Along with 60 km of Transmission Lines 230 kV
  - 180 km of 132 kV Transmission Lines and Four Power Transmission Substations

Company : NISOC

Location : Khuzestan Province

Capex Estimation (MMEURO) : 470

Nominal Capacity : 400 MW

Project Period :
Build : 4 Years
Operation :20 Years

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

POWER GENERATION AND TRANSMISSION

Project Category
Power Generation and Transmission

Project Title
Construction of 20 MW Solar Power Plant in Darquain Oilfield

دسته‌بندی پروژه
تولید و انتقال نیرو

عنوان پروژه
نیروگاه خورشیدی ۲۰ مگاواتی در منطقه عملیاتی دارخوین

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

با عنایت به الزامات آیین نامه اجرایی ماده (۱۶) قانون جهش تولید دانش بنیان» و «رویه اجرایی تامین حداقل ۲۰ درصد برق مصرفی مشترکان مشمول ماده (۵) قانون خدمات کشوری از انرژیهای تجدیدپذیر و پاک» در راستای عمل به الزامات قانونی احداث نیروگاه خورشیدی ۲۰ مگاواتی در دارخوین (اراضی واحد بهره برداری دارخوین) پیش بینی شده است. ظرفیت پیش بینی شده (۲۰) مگاوات جهت تامین ۲۰ درصد از مصارف برق ساختمان های اداری و تامین ۵ درصد از برق مصارف صنعتی لحاظ گردیده است. ضروری است پیش از اجرای پروژه مطالعات فنی مهندسی و همچنین همچنین اخذ مجوزهای لازم از قبیل مجوز اتصال به شبکه برق مجوزهای زیست محیطی و سایر مجوزهای مورد نیاز اخذ گردند.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت و گاز اروندان

محل جغرافیایی : خوزستان - منطقه نفتی دارخوین

برآورد زمان : دوره ساخت ۲ سال
دوره بهره برداری ۲۰ سال

ظرفیت اسمی : ۳۲ گیگاوات ساعت در سال

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۱۰

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره‌برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره‌برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

In compliance with the requirements of the Executive Regulation of Article (16) of the Law on the Leap in Knowledge-Based Production and the Executive Procedure for Supplying at Least 20% of the Electricity Consumption of Subscribers Covered by Article (5) of the Civil Service Law from Renewable and Clean Energy Sources, the establishment of a 20-megawatt solar power plant in Darquain (lands of the Darquain Exploitation Unit) has been planned to fulfill legal obligations. The proposed capacity of 20 megawatts is intended to supply 20% of the electricity consumption for administrative buildings and 5% of the electricity required for industrial operations. Prior to project implementation, it is essential to conduct technical engineering studies and obtain necessary permits, including grid connection permits, environmental permits, and other required approvals.

Company : AOGC

Location : Khuzestan Province

Capex Estimation (MMEURO) : 10

Nominal Capacity : 32 GWh/Year

Project Period :
Build : 2 Years
Operation : 20 Years

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

POWER GENERATION AND TRANSMISSION

Project Category
Power Generation and Transmission

Project Title
Construction of a 50 MW power plant to supply the required electricity of Khark Island

دسته‌بندی پروژه
تولید و انتقال نیرو

عنوان پروژه
احداث نیروگاه ۵۰ مگاواتی جهت تامین برق مورد نیاز جزیره خارک

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- انجام مطالعات، تأمین، نصب و راه‌اندازی تأسیسات تأمین برق مورد نیاز جزیره خارک (به میزان ۵۰ مگاوات)
- انجام فرایندهای بهره‌برداری، نگهداشت و تعمیرات نیروگاه به مدت ۲۰ سال

شرکت سرمایه‌پذیر : شرکت پایانه های نفتی ایران

محل جغرافیایی : جزیره خارک

برآورد زمان : دوره ساخت ۱.۵ سال
دوره بهره برداری ۲۰ سال

ظرفیت اسمی : ۵۰ مگاوات

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۴۰

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره‌برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره‌برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Conducting studies, procurement, installation, and commissioning of power supply facilities for Khark Island (with a capacity of 50 megawatts).
- Performing operation, maintenance, and repair processes for the power plant for a period of 20 years.

Company : IOTC

Location : Khark Island

Capex Estimation (MMEURO) : 40

Nominal Capacity : 50 MW

Project Period :
Build : 1.5 Years
Operation :20 Years

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

POWER GENERATION AND TRANSMISSION

Project Category
Power Generation and Transmission

Project Title
Construction of IWPP type power plant in Lavan Island

دسته‌بندی پروژه
تولید و انتقال نیرو

عنوان پروژه
احداث نیروگاه نوع IWPP در جزیره لاوان

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

انتخاب نوع نیروگاه بستگی به موقعیت مکانی، شرایط محیطی، منابع در دسترس، نیازهای منطقه و مسائل زیست محیطی دارد. جزیره لاوان، جزیره‌ای با منابع گازی در دسترس است که به شبکه اصلی آب و برق سرزمین اصلی متصل نیست. لذا بایستی آب و برق جزیره در داخل جزیره تامین گردد. با توجه به فرسودگی بویلرهای تصیفه آب موجود، نیاز به تأمین آب پایدار (علاوه بر برق) نیز ضروری به منظر می‌رسد. بدین منظور بهره گیری از نیروگاه‌های IWPP (Independent Water & Power Plant) می‌تواند به عنوان یک راهکار بهینه انتخاب گردد.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت منطقه ویژه اقتصادی لاوان

محل جغرافیایی : جزیره لاوان

برآورد زمان : دوره ساخت ۲ سال
دوره بهره برداری ۱۰ سال

ظرفیت اسمی : جهت تولید ۴۰ مگا وات برق
۲۰ هزار مترمکعب آب در روز

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۵۰

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره‌برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره‌برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

The choice of power plant type depends on the location, environmental conditions, available resources, regional needs and environmental issues. Lavan Island is an island with available gas resources that is not connected to the main water and electricity network of the mainland. Therefore, the island's water and electricity must be supplied within the island. Considering the wear and tear of the existing water purification boilers, the need for a sustainable water supply (in addition to electricity) is also essential. For this purpose, the use of IWPP (Independent Water & Power Plant) power plants can be selected as an optimal solution.

Company :
Lavan Special Economic Zone Company
Location : Lavan Island
Capex Estimation (MMEURO) : 50
Nominal Capacity :
40 MW of Electricity
20,000 cubic meters of water per day
Project Period :
Build : 2 Years
Operation :10 Years

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

خطوط لوله و مخازن

NIOC

احداث تاسیسات مورد نیاز شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب جهت ذخیره سازي، انتقال و صادرات مایعات
افزایش ظرفیت ذخیره سازی نفت خام در منطقه غرب کارون
احداث مخزن ذخیره سازی نفت خام خارک
احداث خطوط لوله زیردریایی انتقال نفت خام از گناوه به خارک
احداث مخازن ذخیره‌سازي واحد بهره‌برداری چشمه‌خوش

PIPELINES AND STORAGE TANKS

NIOC

Construction of storage and loading facilities For NISOC Refinery products
Increasing crude oil storage capacity in the West Karun region
Construction of a crude oil storage Storage Tanks in Khark Island
Construction of subsea crude oil transmission pipelines from Genaveh to Khark
Construction of storage Storage Tanks for the Cheshmeh Khosh exploitation unit

PIPELINES AND STORAGE TANKS

Project Category

Pipelines and Storage Tanks

Project Title

Construction of the required facilities for NISOC the transfer and export of crude liquids

دسته‌بندی پروژه

خطوط لوله و مخازن

عنوان پروژه

احداث تاسیسات مورد نیاز جهت شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب ذخیره سازی، انتقال و صادرات مایعات

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

۲ مخزن ۵۰۰ هزار بشکه ای در کریت کمپ
۱ مخزن ۵۰۰ هزار بشکه ای در اهواز ۳
۱ مخزن ۵۰۰ هزار بشکه ای در اهواز ۴

شرکت سرمایه پذیر : شرکت مناطق نفتخیز جنوب ایران

محل جغرافیایی : استان خوزستان

ظرفیت اسمی (میلیون بشکه) : ۲

برآورد زمان : دوره ساخت ۳ سال
دوره بهره برداری ۱۰ الی ۱۵ سال

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۳۰

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره‌برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره‌برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

نوع قرارداد پیشنهادی
BOO-BOT

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

2 x 500,000-barrel Storage Tanks in Krite Camp
1 x 500,000-barrel Storage Tanks in Ahvaz 3
1 x 500,000-barrel Storage Tanks in Ahvaz 4

Company : NISOC

Location : Khuzestan Province

Capex Estimation (MMUSD) : 30

Nominal Capacity (MMBBL) : 2

Project Period :
Build : 3 Years
Operation : 10-15 Years

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

Type of Contract
BOO-BOT

PIPELINES AND STORAGE TANKS

Project Category
Pipelines and Storage Tanks

Project Title
Increasing crude oil storage capacity in the West Karun region

دسته‌بندی پروژه
خطوط لوله و مخازن

عنوان پروژه
افزایش ظرفیت ذخیره سازی نفت خام در منطقه غرب کارون

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

۸ مخزن ۱۲۵ هزار بشکه ای در منطقه غرب کارون

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت و گاز اروندان

محل جغرافیایی : استان خوزستان

ظرفیت اسمی : یک میلیون بشکه

برآورد زمان : دوره ساخت ۳ سال
دوره بهره برداری ۲۰ سال

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۵

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره‌برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره‌برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

نوع قرارداد پیشنهادی

BOT-BOO

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

8 storage tanks, each with a capacity of 125,000 barrels, in the West Karun region.

Company : AOGC

Location : Khuzestan Province

Capex Estimation (MMUSD) : 15

Nominal Capacity : : One million barrels

Project Period :
Build : 3 Years
Operation : 20 Years

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

Type of Contract

BOO-BOT

PIPELINES AND STORAGE TANKS

Project Category
Pipelines and Storage Tanks

Project Title
Construction of a crude oil storage Storage Tanks in Khark Island

دسته‌بندی پروژه
خطوط لوله و مخازن

عنوان پروژه
احداث مخزن ذخیره سازی نفت خام خارک

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

۳ مخزن یک میلیون بشکه ای
۲ مخزن ۶۰۰ هزار بشکه ای

شرکت سرمایه پذیر : شرکت پایانه های نفتی ایران

محل جغرافیایی : جزیره خارک

ظرفیت اسمی : ۴.۲ میلیون بشکه

برآورد زمان : دوره ساخت ۵ سال
دوره اجاره ۱۵ سال

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۸۰

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره‌برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره‌برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

نوع قرارداد پیشنهادی

BLT

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

3 x 1,000,000-barrel Storage Tanks
2 x 600,000-barrel Storage Tanks

Company : IOTC

Location : Khark Island

Capex Estimation (MMUSD) : 80

Nominal Capacity : 4.2 MMBBL

Project Period :
Build : 5 Years
Lease : 15 Years

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

Type of Contract

BLT

PIPELINES AND STORAGE TANKS

Project Category
Pipelines and Storage Tanks

Project Title
Construction of subsea crude oil transmission pipelines from Genaveh to Khark

دسته‌بندی پروژه
خطوط لوله و مخازن

عنوان پروژه
احداث خطوط لوله زیردریایی انتقال نفت خام از گناوه به خارک

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

تعداد خطوط : ۴ خط لوله ۳۰ اینچ به طول ۴۷ کیلومتر
انجام مطالعات انتقال نفت خام از گناوه به خارگ (بررسی امکان سنجی تکمیل خط لوله طرح محرم)
اجرای خط لوله بر اساس طرح مصوب نهایی
نگهداری، تعمیرات و بهره برداری
انتقال تاسیسات به شرکت پایانه های نفتی ایران

شرکت سرمایه پذیر : شرکت پایانه های نفتی ایران

محل جغرافیایی : جزیره خارک

برآورد زمان : دوره ساخت ۳ سال
دوره اجاره ۲۰ سال

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۳۴۶

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره‌برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره‌برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

Four new 30 inches pipelines for transferring crude Oil from Genaveh port to khark island (each Pipeline is about 47 Km)

To complete the pipeline of Moharram project

Company : IOTC

Location : Khark Island

Capex Estimation (MMUSD) : 346

Project Period :
Build : 3 Years
Lease : 20 Years

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

PIPELINES AND STORAGE TANKS

Project Category
Pipelines and Storage Tanks

Project Title
Construction of storage Storage Tankss for the Cheshmeh Khosh exploitation unit

دسته‌بندی پروژه
خطوط لوله و مخازن

عنوان پروژه
احداث مخازن ذخیره‌سازی واحد بهره برداري چشمه‌خوش

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

طراحي، اجرا و بهره برداري ۲ مخزن ۲۵۰ هزار بشکه ای

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت مناطق مرکزی ایران

محل جغرافیایی : چشمه خوش

ظرفیت اسمی : ۵۰۰ هزار بشکه

برآورد زمان : دوره ساخت ۲ سال
دوره بهره برداری ۱۰ الی ۱۵ سال

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۱

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره‌برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره‌برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

نوع قرارداد پیشنهادی

BOT-BOO

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

With the aim of increasing crude oil storage capacity and enhancing the capability for major maintenance, in order to ensure safe and sustainable production, reduce operational risks, and develop the strategic and operational crude oil storage capacity of the country, in line with the strategic plans of the National Iranian Oil Company (2 Storage Tanks of 250,000 barrels).

Company : ICOFC

Location : Cheshmeh Khosh

Capex Estimation (MMUSD) : 11

Nominal Capacity : 500,000 barrels

Project Period :
Build : 2 Years
Operation : 10-15 years

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

Type of Contract

BOT-BOO

توپکرانی هوشمند

NIOC

توپکرانی هوشمند خطوط لوله نفت و گاز

SMART PIGGING

NIOC

Intelligent Pigging in Oil & Gas Pipelines

SMART PIGGING

Program/Project Category
Smart Pigging

Project Title
Smart Pigging in Oil & Gas Pipelines

دسته‌بندی پروژه
توپکرانی هوشمند

عنوان پروژه
توپکرانی هوشمند خطوط لوله نفت و گاز

مشخصات پروژه

شرح کلی پروژه

- تأمين مالي، طراحي و مهندسي، تأمين كالا و تجهيزات مرتبط با توپكراني هوشمند خطوط لوله در انواع و ابعاد مورد نياز شركت ملي نفت ايران
- ارائه خدمات توپكراني هوشمند در ازاي دريافت حق‌الزحمه
- مالكيت و بهره‌برداري توپك هوشمند در طول دوره و پس از پايان دوره قرارداد

شرکت سرمایه پذیر :
ملی مناطق نفتخیز جنوب/نفت و گاز اروندان/نفت مناطق مرکزی ایران/ نفت و گاز پارس /نفت فلات قاره ایران

محل جغرافیایی : مناطق عملياتي شركت‌های تابعه

برآورد زمان : دوره تامين تجهيزات سخت‌افزاري و نرم‌افزاري ۶ ماه / دوره بهره‌برداری ۵ تا ۱۰ سال

سایر موارد : سایز ۶ تا ۴۸ اینچ
(مجموعا ۲۶۲۰۰۰ اینچ کیلومتر)

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۰۰۰

اهم شرایط قراردادی

- خريد تضميني خدمات توپكراني هوشمند خطوط لوله
- پرداخت حق¬الزحمه به ازاي توپكراني هوشمند هر كيلومتر خط لوله يا به صورت روزانه (پرداخت به صورت ماهانه و ارزي يا معادل ريالي آن به صورت نقدي يا از طريق گشايش اعتبار اسنادي)
- امكان پيش‌خريد خدمات در ابتداي دوره¬ ساخت (كسر از صورتحساب¬هاي ماهيانه طي ۱۲ يا ۲۴ قسط)
- پرداخت بهاي ظرفيت به سرمايه‌گذار در صورت عدم آمادگي شركت ملي نفت ايران براي دريافت خدمات توپكراني

Project Specifications

Company :
NISOC/AOGC/POGC/ICOFC /IOOC

Location :
Operational areas of subsidiary Companies

Capex Estimation (MMUSD) : 1000

Project Period : Construction Period (Supply of Intelligent Pigging Hardware and Software): 6 monthsOperational Period: 5 to 10 years

Other : Pipeline diameter is about 6 to 48 inches (Totally 262000 inch-km)

Project Scope of Work

- Provision of financing, design and engineering, procurement of the goods and equipment related to intelligent pipeline pigging in the various pipeline types and sizes as required by the National Iranian oil company
- Considering Fee as a Reward for provision of intelligent pigging services
- Ownership and operation of the pigs belong to the investor during the contract term and after.

Main Keys of Contract

- Guaranteed purchase of intelligent pigging services for pipelines
- Payment of fee based on each kilometer of pipeline pigging or on a daily basis (payment to be made monthly in cash, foreign currency or Rial equivalent or through opening LC)
- Possibility of pre purchasing services at the beginning of the contract term (deducted in equal monthly instalments over 12 or 24 months)
- Payment the capacity fee to the investor in case of not to be readiness of the National Iranian Oil Company to receive pigging services

بهینه سازی
(بخش صنعت)

NIOC

احداث تلمبه خانه‌های جدید خط لوله اهواز، امیدیه و گوره

تأمین و نصب سیستم کنترل دور VFD در الکتروفن های کولرهای هوایی و الکتروکمپرسورها و الکتروپمپ ها

بازیافت حرارت گازهای احتراق و جایگزینی گازطبیعی مورد استفاده در آب شیرین کن و کوره های گرم کن نفت در تمام مناطق

بازیافت حرارت اتلافی از دود خروجی توربین های گازی در کارخانه های گاز و گازمایع ۷۰۰

اجرای سیستم CCHP در ۷ منطقه هر کدام به ظرفیت ۲۵۰ کیلووات

تعویض الکتروکمپرسورهای سیکل تبرید کارخانه گاز و گازمایع ۴۰۰

INVESTMENT OPPORTUNITIES IN FUEL CONSERVATION AND ENERGY OPTIMIZATION (INDUSTRIAL SECTION)

NIOC

Redevelopment of Pump Stations in Ahwaz, Omidieh and Goreh Crude Oil Pipeline

Supply and Installation of VFD Remote Control System in electro-fans of air-coolers and electro- Compressors and electro-pumps

Heat recovery of Combustion gases and replacement of natural gas which used in desalination and Oil Heating Furnaces

Heat recovery from gas turbines output in NGL700
Implementation of CCHP system in 7 areas each with a capacity of 250 kW
Replacement of electro-compressors of cooling cycle in NGL 400

INVESTMENT OPPORTUNITIES IN FUEL CONSERVATION AND ENERGY OPTIMIZATION (INDUSTRIAL SECTION)

Program/Project Category
Fuel Conservation and Energy Optimization (Industrial Section)

Project Title
Construction of New Pump Stations along the Ahwaz, Omidieh and Goreh Crude Oil Pipeline

دسته‌بندی پروژه
بهینه سازی (بخش صنعت)

عنوان پروژه
احداث تلمبه خانه های جدید خط لوله اهواز، امیدیه و گوره

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب

محل جغرافیایی : حوزه عملیاتی مناطق نفت خیز جنوب

برآورد سرمایه گذاری ریالی (میلیارد ریال) : ۷۳۴۰۰

برآورد میزان صرفه جویی : ۱۶۸ میلیون مترمکعب در سال معادل ۱.۰۳۵ میلیون بشکه نفت خام در سال

برآورد زمان : دوره اجرا ۳۶ ماه

محدوده نرخ بازده داخلی IRR : با توجه به تغییر نرخ تسعیر ارز و گواهی صرفه-جویی صادر شده در دوره های بازپرداخت، باتوجه‌به‌طرح‌اندازه‌گیری‌وصحه‌گذاری‌مربوطه‌تعیین‌خواهدشد.

شرح کلی پروژه

- نصب ۲ دستگاه توربو پمپ و ۲ دستگاه الکترو پمپ در تلمبه خانه اهواز،
- نصب ۴ دستگاه توربو پمپ و ۲ دستگاه الکترو پمپ در تلمبه خانه امیدیه
- و نصب ۷ دستگاه توربو پمپ در تلمبه خانه گوره
- با بهره‌برداری همزمان از بوسترهای جدید که بر روی یک زنجیره قرار خواهند داشت، عملا استفاده از بوسترهای قدیم متوقف خواهد شد.
- احداث چندراهه های جدید با انشعاب گیری در سرویس از کلیه خطوط ورودي و خروجی از بوسترهاي موجود توسط عملیات انشعابگیري مناسب بدون اخلال در کار بوسترهاي موجود

Project Specifications

NIOC

Company : National Iranian South Oil Co (NISOC)

Location : NISOC Operational Area

Capex Estimation (MMMRials) : 73.400

Saving Quantity/ Production Amount : 168 MCM Sweat Gas/Year Equals to 1.035 MMBBL of Crude oil/Year

Project Period : 36 Months

IRR (%) : Due to the change in the exchange rate and the price of certificate of savings issued in repayment periods, IRR is variable and according to the relevant measurement and verification plan will be calculated

Project Scope of Work

- Installation of 2 turbo pumps and 2 electro pumps at the Ahvaz pump station Installation of 4 turbo pumps and 2 electro pumps at the Omidieh pump station
- Installation of 7 turbo pumps at the Goreh pump station
- With the simultaneous commissioning of the new booster units, which will operate within an integrated chain, the existing (old) boosters will effectively be decommissioned
- Construction of new manifolds with in-service tapping from all inlet and outlet lines of the existing boosters, using appropriate hot-tapping techniques, without interrupting the operation of the current booster system

INVESTMENT OPPORTUNITIES IN FUEL CONSERVATION AND ENERGY OPTIMIZATION (INDUSTRIAL SECTION)

Program/Project Category

Fuel Conservation and Energy Optimization (Industrial Section)

Project Title

Supply and Installation of VFD Remote Control System in electro-fans of air-coolers and electro- Compressors and electro-pumps

دسته‌بندی پروژه

بهینه سازی (بخش صنعت)

عنوان پروژه

تأمین و نصب سیستم کنترل دور VFD در الکتروفن های کولرهای هوایی و الکتروکمپرسورها و الکتروپمپ ها

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- تامین و نصب سیستم های کنترل کننده دور VFD جهت اعمال تغییرات لازم در سرعت موتور به طور دائم در تجهیزات دوار از جمله پمپ ها، فن ها و کمپرسورها، ... جهت جلوگیری از اتلاف انرژی ایجاد شده در اثر تنظیم کننده های مکانیکی
- این تجهیزات در مناطق عملیاتی مختلف مانند مناطق نفتخیز جنوب و فلات قاره ایران و نفت مناطق مرکزی قابل اجرا و نصب می باشند
- با استفاده از درایو متناسب با بار، هرگونه نیاز به خاموشی و روشن کردن موتور با استفاده از ادوات تنظیم کننده نظیر شیر یا دمپر حذف می گردد.

شرکت سرمایه پذیر :
ملی مناطق نفت خیز جنوب- نفت و گاز اروندان- نفت مناطق مرکزی

محل جغرافیایی : مناطق عملیاتی شرکت ملی نفت ایران

برآورد سرمایه گذاری ریالی (میلیارد ریال) : ۸۴۵

برآورد میزان صرفه جویی :

۱۰۲۶۹ مگاوات ساعت در سال معادل

۶ هزار بشکه نفت خام در سال

برآورد زمان : دوره اجرا ۲۴ ماه

محدوده نرخ بازده داخلی IRR : با توجه به تغییر نرخ تسعیر ارز و گواهی صرفه-جویی صادر شده در دوره های بازپرداخت، باتوجه‌به‌طرح‌اندازه‌گیری‌وصحه‌گذاری‌مربوطه‌تعیین‌خواهدشد.

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Procurement and installation of VFD systems to enable continuous adjustment of motor speeds in rotating equipment such as pumps, fans, and compressors. This measure aims to eliminate energy losses associated with mechanical control systems
- These systems are applicable and installable across various operational zones, including the National Iranian South Oilfields Company (NISOC), Iranian Offshore Oil Company (IOOC), and Iranian Central Oil Fields Company (ICOFC)
- By employing load-appropriate drives, the need for motor shutdowns and startups using mechanical regulating devices such as valves or dampers is eliminated

Company : NISOC, AOGC, ICOFC

Location : NISOC, AOGC and ICOFC Operational Areas

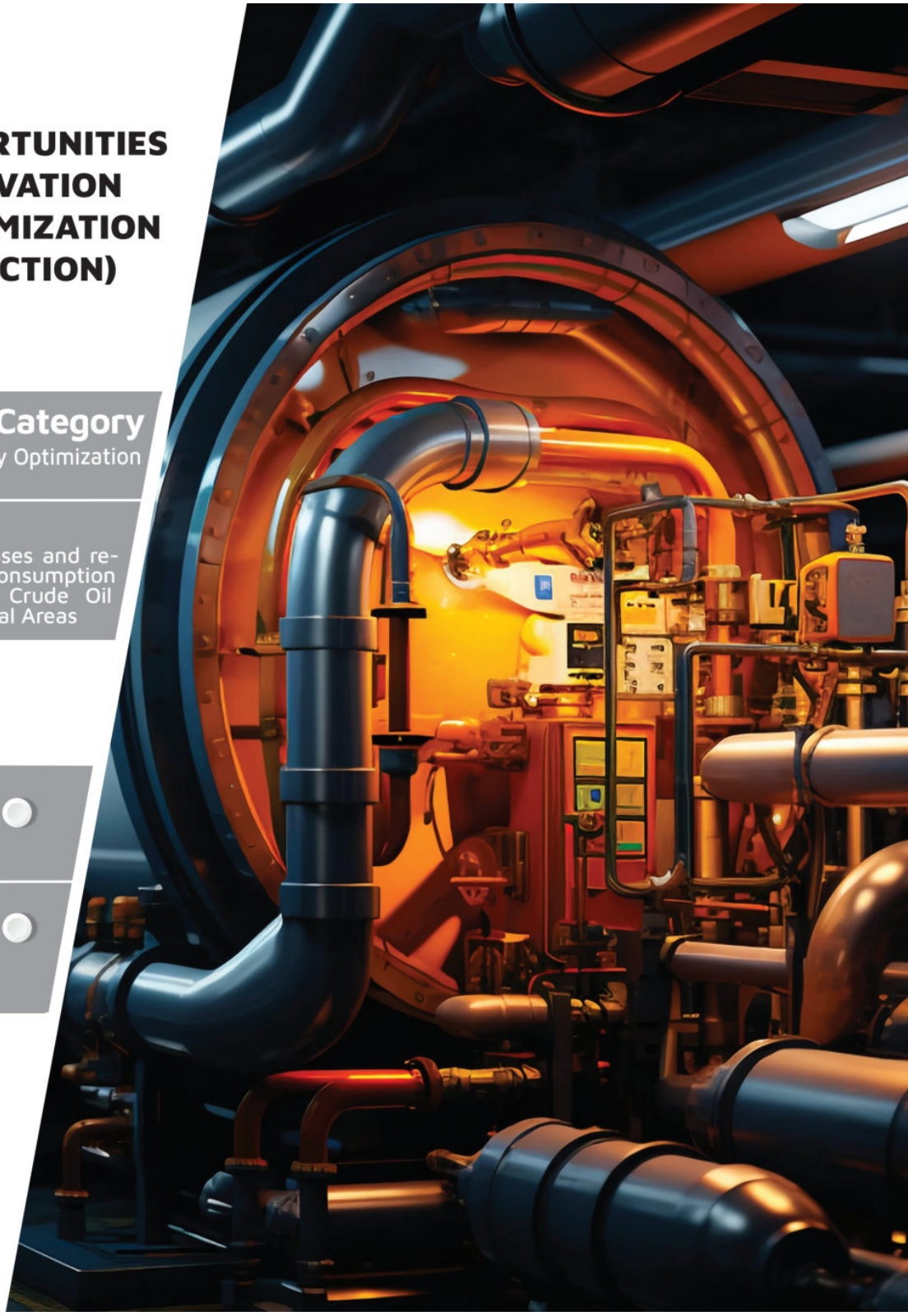
Capex Estimation (MMMRials) : 845

Saving Quantity :
10,269 Megawatts/Year Equals to 6 MBBL of Crude oil/Year

Project Period : 24 Months

IRR (%) : Due to the change in the exchange rate and the price of certificate of savings issued in repayment periods, IRR is variable and according to the relevant measurement and verification plan will be calculated

INVESTMENT OPPORTUNITIES IN FUEL CONSERVATION AND ENERGY OPTIMIZATION (INDUSTRIAL SECTION)



Program/Project Category

Fuel Conservation and Energy Optimization (Industrial Section)

Project Title

Heat recovery from Flue Gases and replacement of natural gas Consumption in Desalination Units and Crude Oil Heaters Across All Operational Areas

دسته‌بندی پروژه

بهینه سازی (بخش صنعت)

عنوان پروژه

بازیافت حرارت گازهای احتراق و جایگزینی گاز طبیعی مورد استفاده در آب شیرین کن و کوره های گرم کن نفت در تمام مناطق

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

امروزه از فناوریهای بازیافت حرارتی اتلاف شده جهت استفاده از حرارت اتلاف شده بصورت تولید برق استفاده می نمایند. این فناوری برای تولید برق در دماهای بالا استفاده می گردد و شامل مبدل و بویلر تولید بخار آب می باشد. لیکن بدلیل استفاده این فناوری از بخار آب و بدلیل محدودیت سیال واسط، کاربرد آن برای دماهای پایین امکان پذیر نمی باشد. یکی از راه کارهای رفع این مانع، استفاده از سیکل رانکین آلی ORC می باشد. این سیکل همانند سیکل بخار کلاسیک می باشد با این تفاوت که به جای بخار آب از سیالات آلی مانند پنتان تلوئن وغیره استفاده می گردد که نیاز به دما و فشار بالا نخواهد داشت.
در این طرح بازیافت حرارت از دودکش های واحدهای نیروگاهی و واحد توربوکمپرسور تقویت فشار گاز صورت می‌پذیرد.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران

محل جغرافیایی : مناطق عملیاتی فلات قاره

برآورد سرمایه گذاری ریالی (میلیارد ریال) : ۶۴۳۰

برآورد میزان صرفه جویی :

۷۳۰۰۰ مگاوات ساعت در سال معادل

۴۳۰ هزار بشکه نفت خام در سال

برآورد زمان : دوره اجرا ۲۰ ماه

محدوده نرخ بازده داخلی IRR : باتوجه‌به‌تغییر نرخ تسعیر ارز و گواهی صرفه‌جویی صادر شده در دوره‌های بازپرداخت، باتوجه‌به‌طرح اندازه‌گیری و صحه‌گذاری مربوطه تعیین خواهد شد.

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Currently, advanced waste heat recovery technologies are employed to convert thermal losses into electricity. These systems are primarily utilized at high temperatures and typically consist of heat exchangers and steam-producing boilers. However, their reliance on water vapor and limitations associated with the working fluid restrict their effectiveness in low-temperature applications
-Using Organic Rankine Cycle (ORC) to decrease Temperatures and pressures of boilers and heat exchangers
- In this project, heat recovery will be implemented through flue gas stacks of power generation units and turbo-compressor stations used for gas pressure boosting

Company : Iranian Offshore Oil Company (IOOC)

Location : IOOC Operational Area

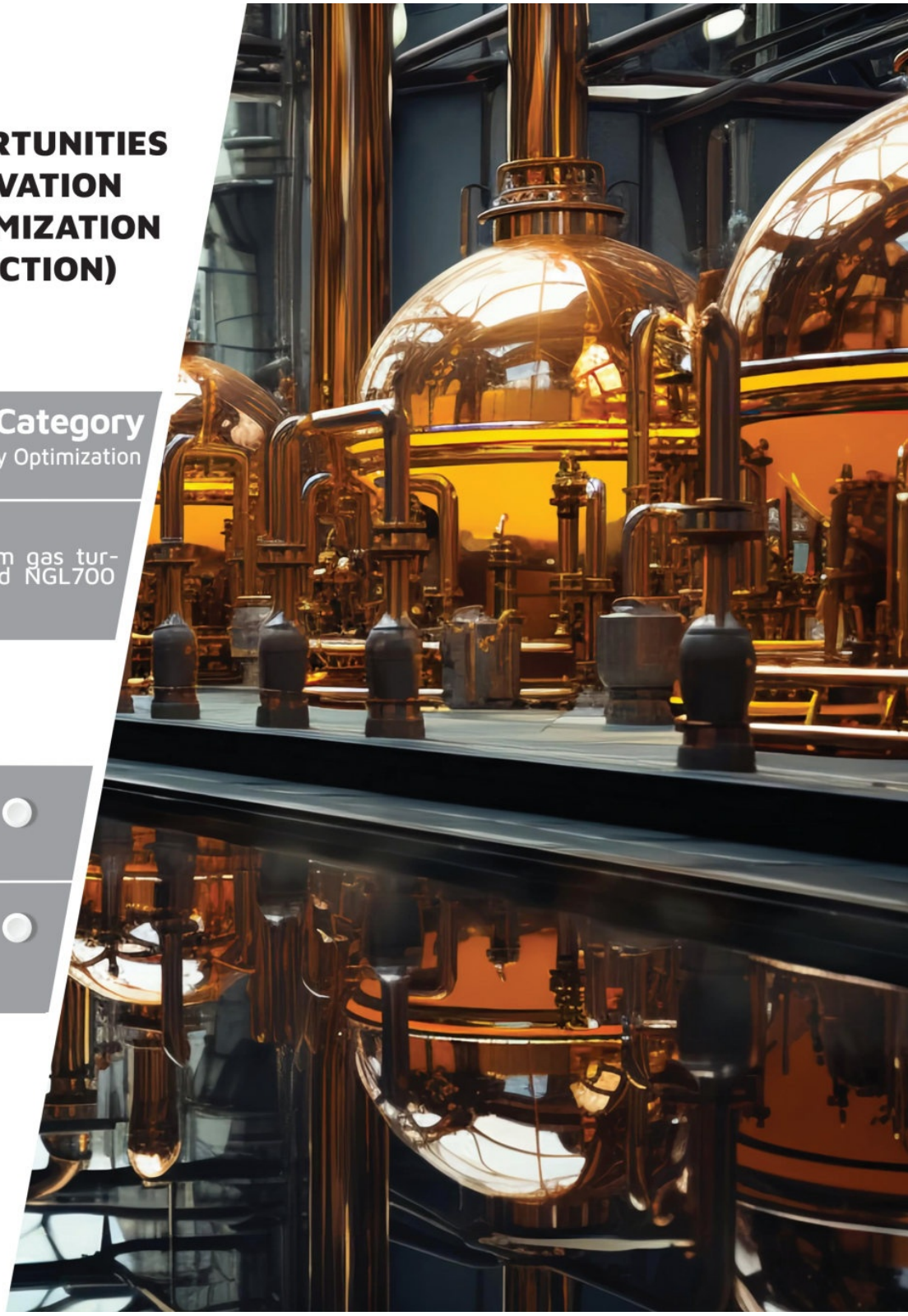
Capex Estimation (MMMRials) : 6430

Saving Quantity :
73,000 Megawatts/Year Equals to 430 MBBL of Crude oil/Year

Project Period : 20 Months

IRR (%) : Due to the change in the exchange rate and the price of certificate of savings issued in repayment periods, IRR is variable and according to the relevant measurement and verification plan will be calculated

INVESTMENT OPPORTUNITIES IN FUEL CONSERVATION AND ENERGY OPTIMIZATION (INDUSTRIAL SECTION)



Program/Project Category

Fuel Conservation and Energy Optimization (Industrial Section)

Project Title

Waste Heat recovery from gas turbines Exhaust in Gas and NGL700 plants

دسته‌بندی پروژه

بهینه سازی (بخش صنعت)

عنوان پروژه

بازیافت حرارت اتلافی از دود خروجی توربین های گازی در کارخانه های گاز و گازمایع ۷۰۰

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

هدف از طرح حاضر بازیافت انرژي حرارتي اتلافي از دودکش توربين هاي گاز موجود در کارخانه گاز و گازمايع ۷۰۰ واقع در منطقه صنعتي کريت در ۳۰ کيلومتري اهواز در استان خوزستان است. برآورد اوليه مطابق مميزي انرژي انجام شده نشان ميدهد، با اجراي اين طرح مي توان در حدود ۱۰۰۰۰ kW توان الکتريکي در خروجي ژنراتور توليد نمود. اين ميزان توان قابل استحصال با فرض استفاده از اتلافات تعداد ۷ عدد توربين گازي شامل ۴ عددتوربين ۴۰۰۰-Ruston TB (محرک کمپرسورهای گاز سبک) و ۳ عدد توربين محرک کمپرسور سيکل تبريد (با لحاظ ساعت کارکرد) انجام شده است. طرح پيشنهادی، شامل استفاده از سيکل ORC به عنوان يک راهکار داراي تاييد کميته عملياتي و فني شرکت ملي مناطق نفتخيز جنوب در گزارش امکانسنجي مميزي جامع انرژي در تاسيسات صنعتي شرکت بهره برداري نفت و گاز کارون است که بر اساس استعلام مشاور پروژه از شرکت اگزرژی ايتاليا انجام شده است. اطلاعات تکميلي در گزارش FS طرح ارائه می شود.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت مناطق نفت خیز جنوب

محل جغرافیایی : ۳۰ کيلومتري اهواز در استان خوزستان

برآورد سرمایه گذاری ریالی (میلیارد ریال) : ۶۷۲۰

برآورد میزان صرفه جویی :

۶۳۳۶۰ مگاوات ساعت در سال معادل

۳۷۰ هزار بشکه نفت خام در سال

برآورد زمان : دوره اجرا ۲۴ ماه

محدوده نرخ بازده داخلی IRR : باتوجه‌به‌تغییر نرخ تسعیر ارز و گواهی صرفه‌جویی صادر شده در دوره‌های بازپرداخت، باتوجه‌به‌طرح اندازه‌گیری وصحه‌گذاری مربوطه تعیین خواهدشد.

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

The objective of this project is to recover waste thermal energy from the exhaust of gas turbines operating at the Gas and NGL700 plant, located in the Kureit Industrial Area, in Khuzestan province. According to estimation, the implementation of this project could enable the generation of approximately 10,000 kW of electrical power at the generator output. This potential is calculated by utilizing the waste heat from7 gas turbines, including 4 Ruston TB-4000 turbines (used to drive light gas compressors) and 3 turbines powering refrigeration cycle compressors (in terms of operating hours). The proposed solution involves the application of an Organic Rankine Cycle (ORC) system, has been technically approved by the Operational and Technical Committee of NISOC. The feasibility assessment was conducted in collaboration with Exergy, Italy

Company : NISOC

Location : Khozeatan Province

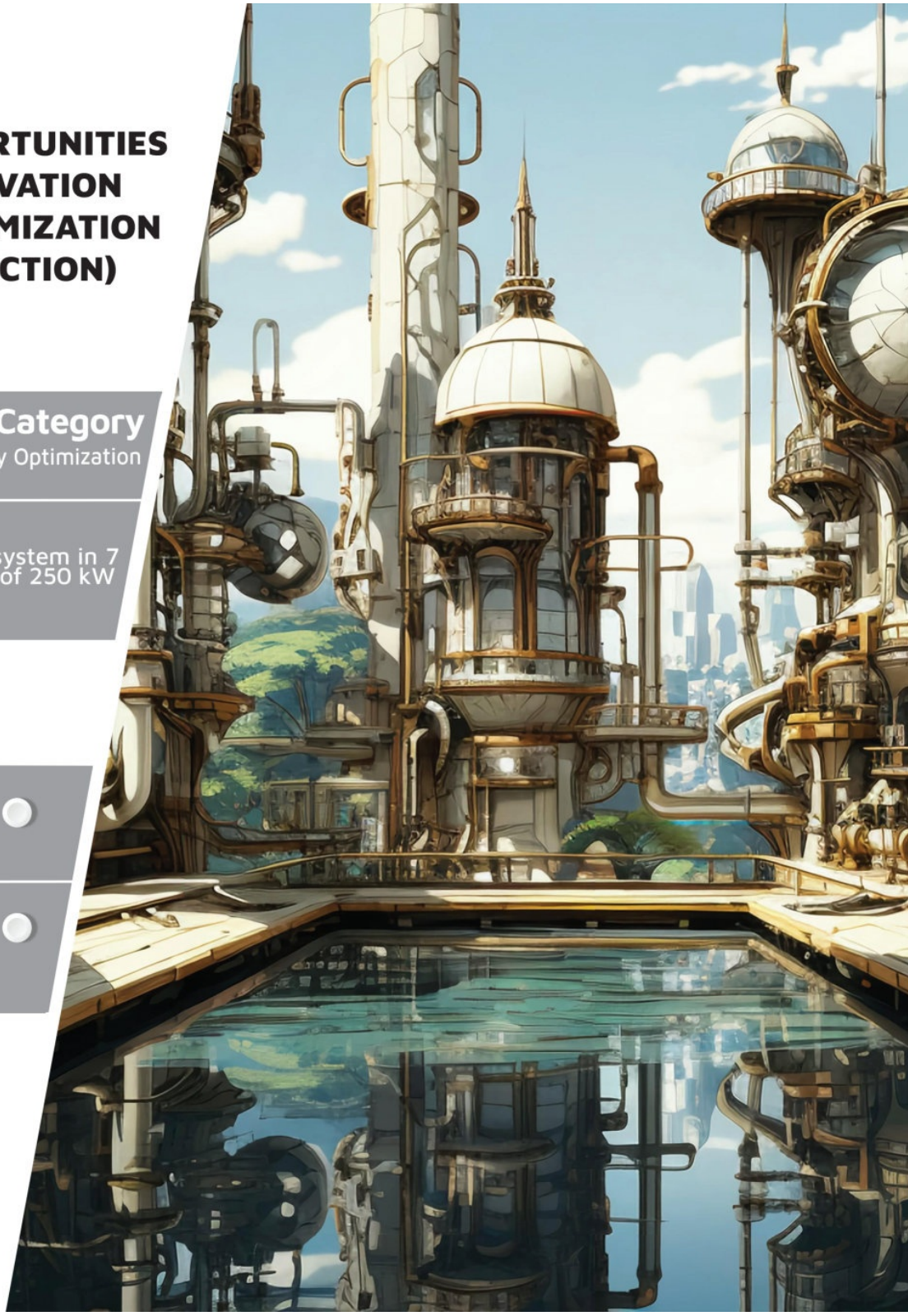
Capex Estimation (MMMRials) : 6720

Saving Quantity : 63,360 Megawatts/Year Equals to 370 MBBL of Crude oil/Year

Project Period : 24 Months

IRR (%) : Due to the change in the exchange rate and the price of certificate of savings issued in repayment periods, IRR is variable and according to the relevant measurement and verification plan will be calculated

INVESTMENT OPPORTUNITIES IN FUEL CONSERVATION AND ENERGY OPTIMIZATION (INDUSTRIAL SECTION)



Program/Project Category

Fuel Conservation and Energy Optimization (Industrial Section)

Project Title

Implementation of CCHP system in 7 sites each with a capacity of 250 kW

دسته‌بندی پروژه

بهینه سازی (بخش صنعت)

عنوان پروژه

اجـرای سیسـتم CCHP در ۷ منطقـه هر کدام به ظرفیت ۲۵۰ کیلووات

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

استفاده از حرارت اتلافی سیستم‌های احتراقی به منظور تولید توان الکتریکی و برودت جهت استفاده در واحدهای عملیاتی

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب

محل جغرافیایی : مناطق نفت خیز جنوب

برآورد سرمایه گذاری ریالی (میلیارد ریال) : ۲۳۱۰۰

برآورد میزان صرفه جویی :

۱۰۴۱۶ مگاوات ساعت در سال معادل

۶ هزار بشکه نفت خام در سال

برآورد زمان : دوره اجرا ۳۶ ماه

محدوده نرخ بازده داخلی IRR : باتوجه‌به‌تغییر نرخ تسعیر ارز و گواهی صرفه‌جویی صادر شده در دوره‌های بازپرداخت، باتوجه‌به‌طرح اندازه‌گیری و صحه‌گذاری مربوطه تعیین خواهد شد.

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Utilization of Waste Heat from Combustion Systems for the Generation of Electricity and Cooling Energy in Operational Units

Company : NISOC

Location : NISOC Operational Areas

Capex Estimation (MMMRials) : 23100

Saving Quantity :
10,416 Megawatts/Year Equals to 6 MBBL of Crude oil/Year

Project Period : 36 Months

IRR (%) : Due to the change in the exchange rate and the price of certificate of savings issued in repayment periods, IRR is variable and according to the relevant measurement and verification plan will be calculated

INVESTMENT OPPORTUNITIES IN FUEL CONSERVATION AND ENERGY OPTIMIZATION (INDUSTRIAL SECTION)

Program/Project Category

Fuel Conservation and Energy Optimization (Industrial Section)

Project Title

Replacement of Refrigeration Cycle Electro-compressors at Gas and NGL 400 plants

دسته‌بندی پروژه

بهینه سازی (بخش صنعت)

عنوان پروژه

تعویض الکتروکمپرسورهای سیکل تبرید کارخانه گاز و گازمایع ۴۰۰

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

پـروژه بـه منظـور جلوگیـری از گازسـوزی و افزایـش در دسـترس پذیری و قابلیت اطمینان ماشین آلات موجود تعریف شده است.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب

محل جغرافیایی : مناطق عملیاتی نفت خیز جنوب

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۲۶.۵

برآورد میزان صرفه جویی :
صرفه جویی ۱.۸ میلیون مترمکعب
در روز گاز طبیعی و ۱۰۰ تن گاز مایع در روز معادل
۴.۳۱ میلیون بشکه نفت خام در سال

برآورد زمان : دوره اجرا ۳۶ ماه

محدوده نرخ بازده داخلی IRR : باتوجه‌به‌تغییر نرخ تسعیر ارز و گواهی صرفه‌جویی صادر شده در دوره‌های بازپرداخت، باتوجه‌به‌طرح اندازه‌گیری و صحه‌گذاری مربوطه تعیین خواهد شد.

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- This project is aimed at preventing gas flaring and enhancing the availability and reliability of existing machinery at the facility.

Company : NISOC

Location : NISOC Operational Areas

Capex Estimation (MMUSD) : 26.5

Saving Quantity :
1.8 MMCM/day and 100tons of liquid gas/day
Equals to 4.31 MMBBL of Crude oil/Year

Project Period : 36 Months

IRR (%) : Due to the change in the exchange rate and the price of certificate of savings issued in repayment periods, IRR is variable and according to the relevant measurement and verification plan will be calculated

بهینه سازی
(بخش ساختمان)

NIOC

نصب بویلرهای چگالشی در ۱۵۰۰۰ ساختمان نوساز مسکونی، تجاری و اداری
نصب پنجره های یو پی وی سی با شیشه های دوجداره Low-E در ساختمانهای تابعه نفت ۵۰ هزار متر مربع
جایگزینی ۴/۱ میلیون میلیون دستگاه بخاری راندمان بالا با بخاری های فرسوده مرسوم

INVESTMENT OPPORTUNITIES IN FUEL CONSERVATION AND ENERGY OPTIMIZATION (BUILDING SECTION)

NIOC

Installation of condensing boilers in 15,000 residential, commercial and administrative buildings
Installation of UPVC windows with Low-E double glazed glass in NIOC subsidiaries - 50,000 square meters
Replacement of 4.1 million high efficiency heaters with conventional worn -out heaters

INVESTMENT OPPORTUNITIES IN FUEL CONSERVATION AND ENERGY OPTIMIZATION (BUILDING SECTION)

Project Category

Fuel Conservation and Energy Optimization (Building Section)

Project Title

Installation of condensing boilers in 15,000 Newly Constructed residential, commercial and administrative buildings

دسته‌بندی پروژه

بهینه سازی (بخش ساختمان)

عنوان پروژه

نصب بویلرهای چگالشی در ۱۵۰۰۰ ساختمان نوساز مسکونی، تجاری و اداری

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

نصب بویلرهای چگالشی در ۱۰۰۰۰ ساختمان اداری-تجاری و ۵۰۰۰ ساختمان مسکونی با استفاده از کلیه ظرفیت های قانونی با هدف کاهش مصرف گاز طبیعي، کمک به جهش تولید و حمایت از تولیدات داخل، کاهش انتشار آلاینده هاي زیست محیطي ناشي از احتراق سوخت (گاز طبیعي)، انتقال دانش فنی و تکنولوژی پیشرفته به کشور و امکان تولید داخلی آن، استاندارد سازی سامانه های گرمایشی ساختمان های دولتی و . . .

شرکت سرمایه پذیر : شرکت بهینه سازی مصرف سوخت

محل جغرافیایی : کل کشور با اولویت مناطق سردسیر

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۲۲۵

برآورد میزان صرفه جویی :

صرفه جویی ۱۵۰ میلیون متر مکعب گاز

در سال معادل ۹۲۴ هزار بشکه نفت خام در سال

برآورد زمان : دوره اجرا ۴ سال

دوره بهره برداری ۱۵ سال

محدوده نرخ بازده داخلی IRR : باتوجه به تغییر نرخ تسعیر ارز و گواهی صرفه جویی صادر شده در دوره های بازپرداخت، باتوجه به طرح اندازه گیری و صحه گذاری مربوطه تعیین خواهد شد.

اهم شرایط قراردادی

- شرایط حاکم بر قراردادهای بازار بهینه سازی انرژی و محیط زیست از جمله صدور گواهی صرفه جویی گاز تایید شده توسط ناظر اندازه گیری و صحه گذاری صرفه جویی سوخت

سایر موارد

به کارگیری بویلرهای چگالشی در ساختمان های مسکونی، اداری و تجاری نوساز کشور

Project Specifications

NIOC

Company : IFCO

Location : Across The whole country with the priority of cold areas

Capex Estimation (MMUSD) : 225

Saving Quantity:
Saving of 150 MMCM Gas/year Equals to 924 MBBL of Crude oil/Year

Project Period :Implementation 4 years
Operation 15 years

IRR (%) : Due to the change in the exchange rate and the price of certificate of savings issued in repayment periods, IRR is variable and according to the relevant measurement and verification plan will be calculated

Project Scope of Work

Installation of condensing boilers in 10,000 administrative and commercial and 5,000 residential buildings using all available legal frameworks aimed at reduction of natural gas consumption, supporting the domestic production surge and promoting local manufacturing, decreasing environmental pollutants emissions resulting from fossil fuel combustion (natural gas), Transferring advanced technology and technical knowledge to the country and enabling the local production, standardization of government building heating systems and so on

Others

The project aims to deploy condensing boilers in newly constructed residential, administrative and commercial buildings.

Main Keys of Contract

The contractual framework includes provisions such as the issuance of verified gas saving certificates which must be validated and certified by an accredited Measurement and Verification (M&V) authority responsible for confirming actual fuel savings

INVESTMENT OPPORTUNITIES IN FUEL CONSERVATION AND ENERGY OPTIMIZATION (BUILDING SECTION)

Project Category

Fuel Conservation and Energy Optimization (Building Section)

Project Title

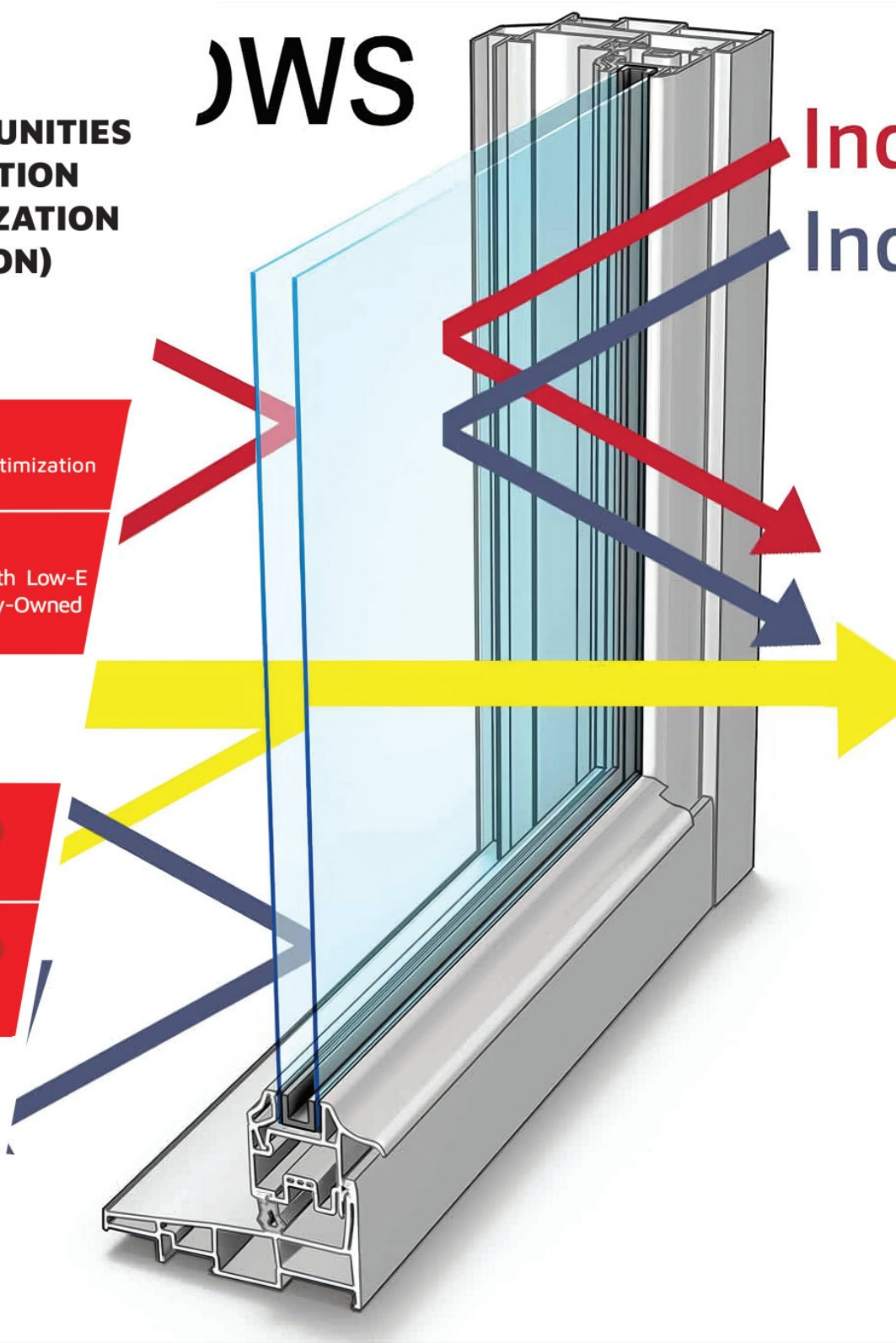
Installation of UPVC windows with Low-E double glazed glass in Oil Ministry-Owned Buildings - 50,000 square meters

دسته‌بندی پروژه

بهینه سازی (بخش ساختمان)

عنوان پروژه

نصب پنجره های یو پی وی سی با شیشه های دوجداره Low-E در ساختمان‌های تابعه‌نفت-۵۰ هزار متر مربع



مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

جایگزینی ۵۰ هزار متر مربع پنجره موجود (معمولی) در ساختمان های تابعه نفت با پنجره های یو پی وی سی با شیشه دوجداره Low-E با اولویت مناطق سردسیر به منظور ارتقای بهره وری انرژی، پایین آوردن آلودگی های زیست محیطی ناشی از احتراق بیش از حد سوخت

سایر موارد

شیشه Low-E شیشه‌اي است كه انتقال حرارت بسيار كمتري نسبت به شيشه معمولي دارد و مانند يك عايق حرارتي شفاف عمل مي‌كند. از آنجا كه مساحت زيادي از سطح جانبي ساختمان‌ها را شيشه تشكيل مي‌دهد، استفاده از شيشه Low-E به جاي شيشه معمولي، كمك بزرگي در كاهش مصرف انرژي ساختمان خواهد نمود.

اهم شرایط قراردادی

- پنجره های دو یا چند جداره باید دارای گواهی های معتبر در خصوص کارایی از آزمایشگاه های داخلی مورد تائید سازمان ملی استاندارد ایران یا مرکز تحقیقات راه، مسکن و شهر سازی باشند.
- هزینه تقریبی انجام عملیات نصب پنجره های دو یا چند جداره نوین شامل تامین، تعویض، حمل و نصب پنجره ها با شیشه Low-E بر اساس استعلام های صورت گرفته برای هر مترمربع پنجره برابر ۹۰ دلار است.
- شرایط حاکم بر قراردادهای بازار بهینه سازی انرژی و محیط زیست

شرکت سرمایه پذیر : شرکت بهینه سازی مصرف سوخت

محل جغرافیایی : کل کشور با اولویت مناطق سردسیر

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۴۰۵

برآورد میزان صرفه جویی:

صرفه جویی ۲ میلیون متر مکعب گاز در سال معادل ۱۲ هزار بشکه نفت خام در سال

برآورد زمان : دوره اجرا ۳ سال

دوره بهره برداری ۲۵ سال

محدوده نرخ بازده داخلی IRR : باتوجه‌به‌تغییر نرخ تسعیر ارز و گواهی صرفه‌جویی صادر شده در دوره‌های بازپرداخت، باتوجه‌به‌طرح اندازه‌گیری و صحه‌گذاری مربوطه تعیین خواهد شد.

INVESTMENT OPPORTUNITIES IN FUEL CONSERVATION AND ENERGY OPTIMIZATION (BUILDING SECTION)

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

Replacement of 50,000 square meters of existing conventional windows in buildings owned by the Oil Ministry with UPVC windows featuring Low-Emissivity (Low-E) double-glazed glass. The initiative prioritizes cold-climate regions and aims to:

- Enhance energy efficiency in building envelopes
- Reduce environmental pollution resulting from excessive fuel combustion for heating purposes

Others

Low-Emissivity (Low-E) glass is a type of glazing that significantly reduces heat transfer compared to standard glass, functioning as a transparent thermal insulator. Given that a large portion of a building's envelope consists of glazed surfaces, replacing ordinary windows with Low-E glass contributes substantially to reducing building energy consumption

Company : IFCO

Location : Across The whole country with the priority of cold areas

Capex Estimation (MMUSD) : 4.5

Saving Quantity :
Saving of 2 MMCM Gas/year Equals to 12 MBBL of Crude oil/Year

Project Period :Implementation 3 years
Operation 25 years

IRR (%) : Due to the change in the exchange rate and the price of certificate of savings issued in repayment periods, IRR is variable and according to the relevant measurement and verification plan will be calculated

Main Keys of Contract

Double- or multi-glazed windows must be accompanied by valid performance certificates issued by accredited domestic laboratories, as recognized by the Institute of Standards and Industrial Research of Iran (ISIRI) or the Building and Housing Research Center The approximate total cost for the supply, replacement, transportation, and installation of modern Low-E double-glazed windows is estimated at $90 per square meter, based on recent procurement benchmarks

INVESTMENT OPPORTUNITIES IN FUEL CONSERVATION AND ENERGY OPTIMIZATION (BUILDING SECTION)

Project Category

Fuel Conservation and Energy Optimization (Building Section)

Project Title

Replacement of 4.1 million conventional outdated heaters with high efficiency models

دسته‌بندی پروژه

بهینه سازی (بخش ساختمان)

عنوان پروژه

جایگزینی ۴/۱ میلیون دستگاه بخاری راندمان بالا با بخاری های فرسوده مرسوم

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

جایگزینی ۴/۱ میلیون دستگاه بخاری راندمان بالا (رده انرژی A و B با اولویت A) با بخاری های فرسوده مرسوم- نوع بخاری ها دود کش دار TYPE C می باشد که مجهز به تجهیزات ایمنی و عملکردی جهت افزایش راندمان می گردد. چنانچه بخاری با راندمان مذکور و مدل دیگر استاندارد عملکرد ایمنی و انرژی داشته باشد می تواند در این طرح مشارکت کند.

سایر موارد

کمک به راه اندازی خطوط تولید و جایگزینی بخاری های فرسوده با بخاری های راندمان بالا به کمک حداقل ۵ تولید کننده

اهم شرایط قراردادی

- بخاری های راندمان بالا با رده انرژی A و B
- جایگزین با بخاری های موجود فرسوده و اسقاط تمامی بخاری های فرسوده
- سرمایه گذاری بخش خصوصی
- تولید داخلی و انتقال تکنولوژی
- اولویت رده انرژی A
- اولویت اجرا مناطق سردسیر کشور

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی گاز ایران
شرکت بهینه سازی مصرف سوخت

محل جغرافیایی : کل کشور با اولویت مناطق سردسیر

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۳۳۱

برآورد میزان صرفه جویی :
صرفه جویی ۱.۷۳ میلیارد متر مکعب گاز
در سال معادل ۱۰.۶۶ میلیون بشکه نفت خام در سال

برآورد زمان : دوره اجرا ۱۲ سال
دوره بهره برداری ۱۰ سال پس از اجرا برای هر بخاری

محدوده نرخ بازده داخلی IRR : طرح های ماده ۱۲، اولویت میزان صرفه جویی می باشد و طرح می بایست برای سرمایه گذار جذابیت مالی داشته باشد.

Project Specifications

NIOC

Company : Iranian Fuel Conservation Co (IFCO)/ National Iranian Gas Co (NIGC)
Location : Across The whole country with the priority of cold areas
Capex Estimation (MMUSD) : 331
Saving Quantity :
Saving of 1.73 BCM Gas/year Equals to 10.66 MMBBL of Crude oil/Year
Project Period :Implementation 12 years
Operation 10 years
IRR (%) : Due to the change in the exchange rate and the price of certificate of savings issued in repayment periods, IRR is variable and according to the relevant measurement and verification plan will be calculated

Project Scope of Work

Replacement of 4.1 million high- efficiency heaters (Energy Efficiency Class A and B, prioritizing Class A) with conventional outdated heaters
The new heaters are Type C flue-equipped and feature enhanced safety and performance to increase efficiency
Heaters of other standard models with comparable energy and safety performance may also qualify for the program.

Others

Support for the establishment of production lines and replacement of outdated heaters with high-efficiency models through collaboration with a minimum of five domestic manufacturers

Main Keys of Contract

- high -efficiency heaters with energy Efficiency Class A and B
- Replacement with existing obsolete heaters and decommissioning of all outdated units
- Private sector investment
- Domestic manufacturing and technology transfer
- Priority for Energy Class A heaters
- Priority implementation in cold-climate regions of the country

بهینه سازی
(بخش حمل و نقل)

NIOC

طرح ایجاد سامانه اجرای سیستم پایش هوشمند تردد ناوگان حمل و نقل جاده‌ای (سپهتن)
طرح توسعه حمل و نقل بار و مسافر توسط راه‌آهن
طرح توسعه حمل و نقل مسافر با قطارشهری در تهران و هشت کلان‌شهر
طرح سامانه یکپارچه پایش عملکرد ناوگان حمل و نقل دیزلی بار و مسافر درون‌شهری (سیپاد)
طرح نوسازی ۸۵ هزار دستگاه ناوگان دیزل برون شهری
طرح حمل و نقل درون شهری عمومی و پاک

INVESTMENT OPPORTUNITIES IN FUEL CONSERVATION AND ENERGY OPTIMIZATION (TRANSPORTATION SECTION)

NIOC

Development of Smart Traffic Monitoring System for Road Fleet (Sepahtan)
Railway Development Plan
Train Development Plan in Tehran and Eight Metropolis
Integrated Monitoring System of Urban Diesel Fleet (SIPAD)
Renovation 85,000 suburban diesel fleets
Public and Clean City Transportation Plan

INVESTMENT OPPORTUNITIES IN FUEL CONSERVATION AND ENERGY OPTIMIZATION (TRANSPORTATION SECTION)

Project Category

Fuel Conservation and Energy Optimization (Transportation Section)

Project Title

Development of Smart Traffic Monitoring System for Road Fleet (SEPAHTAN)

دسته‌بندی پروژه

بهینه سازی (حمل و نقل)

عنوان پروژه

طرح ایجاد سامانه اجرای سیستم پایش هوشمند تردد ناوگان حمل و نقل جاده‌ای (سپهتن)

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

تجهیز ۴۵۰ هزار دستگاه حمل و نقل باری (انواع کامیون) و مسافری (اتوبوس، مینی بوس) دیزلی برون‌شهری به سیستم سپهتن (سامانه پایش هوشمند تردد ناوگان از قبیل GPS و ...)

سایر موارد

متقاضی طرح: سازمان راهداری و حمل و نقل جاده ای (وزارت راه و شهرسازی)

دارای مصوبات شورای اقتصاد و مصوبه ترک تشریفات مناقصه

شرکت سرمایه پذیر : سازمان راهداری و حمل و نقل جاده ای شرکت بهینه سازی مصرف سوخت

محل جغرافیایی : سراسر کشور

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۴۲

برآورد میزان صرفه جویی :
معادل صرفه جویی ۳.۵ میلیون بشکه نفت خام در سال

برآورد زمان : دوره اجرا ۳ سال و دوره بهره‌برداری ۱۰ سال

اهم شرایط قراردادی

- تأمین منابع مالی مورد نیاز قرارداد، نصب ادوات و تجهیزات و زیرساخت‌های لازم و ارتقاء نرم‌افزاری و سخت‌افزاری
- ضمانت محصول تا ۵ سال و خدمات پس از فروش تا ۱۰ سال
- واگذاری کلیه پایگاه‌های داده‌ای و حقوق مالکیت مادی و معنوی مربوط به این طرح به متقاضی پس از پایان دوره خدمات پس از فروش
- قرارداد بین سرمایه گذار و متقاضی (سازمان راهداری) منضم به پیوست فنی و امنیتی طرح است.

نوع قرارداد

- قرارداد پرداخت یارانه صرفه‌جویی شرکت بهینه‌سازی و سرمایه‌گذار عامل صرفه‌جویی
- قرارداد شرکت سرمایه‌گذار عامل صرفه‌جویی با متقاضی (سازمان راهداری و حمل و نقل جاده ای)
- موافقتنامه چهارجانبه شرکت بهینه‌سازی، شرکت ملی پخش، سازمان راهداری و پلیس راهور فراجا

ماده (۱۲) قانون رفع موانع تولید رقابت پذیر و ارتقاء نظام مالی کشور

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

Equipping 450,000 intercity diesel vehicles (trucks, bus, mini-buses,...) with SEPAHTAN (Smart Traffic Monitoring System such as GPS and ...)

Others

- Project applicant: Iran Road Maintenance and Transportation Organization (Ministry of Roads and Urban Development)
-Relevant Approvals:
- Approved by the Iran Economic Council
- Exemption from Tendering Process (approved)

Company : IFCO, Iran Road Maintenance and Transportation Organization

Location : Across The whole country

Capex Estimation (MMUSD) : 142

Saving Quantity:
Saving of 3.5 MMBBL of Crude oil/Year

Project Period :
Implementation 3 years
Operation 10 years

Main Keys of Contract

The investor is obliged to:
- Providing the required financial resources, installing the necessary equipment and infrastructure and upgrading software and hardware
- Product guaranty up to 5 years and after sales service up to 10 years
-Delivery of all databases and material and intellectual property rights related to this project to the applicant after the after -sales service period
- Some other clauses due to technical and security purposes

Type of Contract

1. Energy Saving Subsidy Contract between the Iranian Fuel Conservation Company and the Energy Saving Investor
2. Contract between the Energy Saving Investor and the Project Applicant (Road Maintenance and Transportation Organization)
3. Four-Party Agreement among the Iranian Fuel Conservation Company, National Iranian Oil Products Distribution Company (NIOPDC), Road Maintenance and Transportation Organization, and the Traffic Police (RAHVAR)

Based on Article 12 (of the Competitive Production Barriers Act) Contracts

INVESTMENT OPPORTUNITIES IN FUEL CONSERVATION AND ENERGY OPTIMIZATION (TRANSPORTATION SECTION)

Project Category

Fuel Conservation and Energy Optimization (Transportation Section)

Project Title

The Freight and Passenger Railway Transportation Development Plan

دسته‌بندی پروژه

بهینه سازی (حمل و نقل)

عنوان پروژه

طرح توسعه حمل و نقل بار و مسافر توسط راه‌آهن

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرکت سرمایه پذیر : راه آهن جمهوری اسلامی ایران
شرکت بهینه سازی مصرف سوخت

محل جغرافیایی : شبکه راه‌آهن سراسر کشور

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۷۵۰۰

برآورد میزان صرفه جویی : ۲۲.۷ میلیون بشکه معادل نفت خام در سال

برآورد زمان :
دوره بهره برداری: ۳۰ سال

شرح کلی پروژه

این طرح با هدف افزایش عملکرد کلی شبکه راه‌آهن (تن کیلومتر و نفر کیلومتر) و گسترش ناوگان ریلی در بخش‌های باری و مسافری، به تصویب شورای اقتصاد رسیده و اصلاحیه آن با هدف کمک بیشتر به بخش مسافری (تبدیل خط مبنای مسافری از سال ۱۳۹۲ به سال ۱۳۹۵ با حذف افزایش ۳% عملکرد کلی نسبت به خط مبنا) در تاریخ ۱۴۰۰/۱۲/۱۶ ابلاغ گردید.

سایر موارد

مجری طرح: راه آهن جمهوری اسلامی ایران

دارای مصوبه شورای اقتصاد به شماره ۶۵۴۲۵۲ مورخ ۱۴۰۰/۱۲/۱۶

اهم شرایط قراردادی

- سرمایه‌گذاری با ارائه مدارک سرمایه‌گذاری و انعقاد قرارداد با شرکت راه‌آهن، مطابق با مفاد مصوبه شوراي اقتصاد، موافقتنامه بین راه‌آهن و بهینه‌سازي، شیوه نامه، دستورالعمل اندازه‌گیري وصحه‌گذاري ودستورالعمل محاسبه حداکثر سود سرمایه‌گذاری
- یارانه صرفه‌جویی سوخت قابل پرداخت در بازه‌هاي سه ماهه فصلی، متناسب با افزایش عملکرد جابجایی بار/مسافر نسبت به خط مبنا مندرج در شیوه-نامه برای تمامی سرمایه‌گذاران دارای عملکرد و مشمول یارانه، و محاسبه توسط بهینه‌سازي و تخصیص توسط راه‌آهن تاسقف مبلغ سرمایه‌گذاري مطابق با دستورالعمل اندازه‌گیري وصحه‌گذاري

INVESTMENT OPPORTUNITIES IN FUEL CONSERVATION AND ENERGY OPTIMIZATION (TRANSPORTATION SECTION)

Project Specifications

NIOC

Company : IFCO, The Railways of the Islamic Republic of Iran Co

Location : Railway network Across The whole country

Capex Estimation (MMUSD) : 7500

Saving Quantity:
Saving of 22.7 MMBBL of Crude oil/Year

Project Period :
Operation 30 years

Project Scope of Work

The Freight and Passenger Railway Transportation Development Plan, aimed at enhancing the overall performance of the railway network (in ton-kilometers and passenger-kilometers) and expanding the rail fleet in both freight and passenger sectors, was approved under National Budget Law. It was subsequently ratified by the Iran Economic Council.
An amendment to the plan, intended to provide greater support to the passenger sector—by updating the passenger baseline year from 2013 to 2016 and eliminating the required 3% performance increase compared to the baseline Accordingly, the total investment attraction and subsidy payment for energy savings amounts to USD 7.5 billion, with the investment period extending through the end of 2026, and repayment scheduled by the end of 2031

Others

- Project applicant: Iran Road Maintenance and Transportation Organization (Ministry of Roads and Urban Development)

Main Keys of Contract

- Subsidies for fuel savings in this project is payable in seasonal quarterly intervals and calculated by IFCO in accordance with the increase in freight/passenger performance compared to the baseline, and the share of each investor would be in accordance with investment models and verified by the measurement and verification guidelines

INVESTMENT OPPORTUNITIES IN FUEL CONSERVATION AND ENERGY OPTIMIZATION (TRANSPORTATION SECTION)

Project Category

Fuel Conservation and Energy Optimization (Transportation Section)

Project Title

Urban Rail Transit Development Plan for Passenger Transportation in Tehran and Eight Metropolis

دسته‌بندی پروژه

بهینه سازی (حمل و نقل)

عنوان پروژه

طرح توسعه حمل و نقل مسافر با قطارشهری در تهران و هشت کلان‌شهر

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

در این طرح در نظر است ۲۰۰۰ دستگاه واگن جدید (۱۰۰۰ دستگاه واگن در تهران و ۱۰۰۰ دستگاه واگن در سایر کلانشهرها) به ناوگان مترو اضافه شود. همچنین در تهران، امکان سرمایه‌گذاری برای تعمیرات اساسی (اورهال) واگن‌ها تا سقف ۴۴۸ دستگاه، میسر است که در این صورت، حداکثر تعداد واگن جدید در تهران به ۹۳۰ دستگاه کاهش می‌یابد. بازپرداخت این طرح بر اساس افزایش سفر در هر فصل نسبت به فصل مبنا (بهار ۱۳۹۶) متناسب با سفرهای اضافی پس از شروع به کار واگن‌های جدید در تهران به میزان ۲۰.۸۰ سنت دلار و در کلانشهرها ۱۳.۹۱ سنت دلار به ازای هر سفر، در دوره های زمانی سه ماهه به سرمایه‌گذار عامل صرفه‌جویی پرداخت خواهد شد.

سایر موارد

مجری طرح: سازمان/ شرکت‌های قطار شهری تهران و هشت کلانشهر

اهم شرایط قراردادی

- حداکثر تعهدات دولت در این طرح مبلغ ۲۶۰۴ میلیون دلار و یا معادل ریالی آن به نرخ روز ارز ETS در زمان تأیید کارپرگ توسط شرکت بهینه‌سازی مصرف سوخت است.
- بازپرداخت سرمایه-گذاری به ازای صرفه-جویی محقق‌شده با ورود واگن-های جدید، در تهران حداکثر به مدت ۱۰ سال و سایر کلانشهرها حداکثر تا ۱۵ سال پس از شروع به کار واگن-ها، در سقف سرمایه‌گذاری انجام شده یا سقف بازپرداخت پیش‌بینی‌شده (معادل ۱،۴۳۱،۵۰۰ دلار برای هر واگن در شهر تهران و معادل ۱،۸۲۰،۹۱۰ دلار برای هر واگن در سایر کلانشهرها) (هر کدام کم-تر باشد) صورت می گیرد.
- سقف بازپرداخت برای هر واگن اورهال، برای قطار AC معادل ۱۹۱،۰۰۰ دلار و برای هر واگن DC معادل ۲۵۵،۰۰۰ دلار یا سرمایه‌گذاری انجام‌شده (هزینه تعمیرات اساسی) برای واگن-های مذکور (هر کدام کم-تر باشد)، لحاظ می-شود.
- کارپرگ یارانه صرفه‌جویی در هر دوره سه ماهه (فصلی) پس از محاسبه شرکت بهینه‌سازی سوخت و تحقق ضوابط مندرج در دستورالعمل اندازه‌گیری و صحه‌گذاری (M&V) صادر و به شرکت ملی نفت ایران ارسال می‌گردد.

ماده (۱۲) قانون رفع موانع تولید رقابت پذیر و ارتقاء نظام مالی کشور

شرکت سرمایه پذیر : سازمان شهرداری ها و دهیاری ها
شرکت بهینه سازی مصرف سوخت

محل جغرافیایی : کلانشهرها (تهران، اصفهان، تبریز...)

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۲۶۰۴

برآورد میزان صرفه جویی : ۴.۱۹ میلیون بشکه معادل نفت خام در سال

مدت زمان پروژه :
طول مدت اجرای این طرح در تهران تا پایان سال ۱۴۰۶ و کلانشهرها تا پایان سال ۱۴۰۷ است. مدت زمان بازپرداخت در تهران ۱۰ سال (حداکثر تا پایان سال ۱۴۱۵) و در کلانشهرها ۱۵ سال (حداکثر تا پایان سال ۱۴۲۰) پس از شروع به کار واگن‌های جدید/اورهال است.

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

Under this plan, a total of 2000 new wagons (1,000 wagons in Tehran and 1,000 wagons in other metropolitan areas) will be added to the urban rail fleet. Furthermore, the Tehran metropolis may also receive reimbursements under this resolution for investing in the overhaul of up to 448 wagons. In such a case, the maximum number of new wagons eligible for reimbursement in Tehran will be reduced to 930 units.
The repayment of fuel savings under this plan will be calculated based on the increase in the number of trips per season compared to the baseline season (Spring 2017), and will be paid to the fuel-saving investor on a quarterly basis, in proportion to the number of additional trips generated after the deployment of the new wagons. The repayment rates are set at:
- USD 0.2080 per trip in Tehran, and
- USD 0.1391 per trip in other metropolises.

Others

Implementing Agency: Urban Rail Transit Organizations/Companies of Tehran and the Eight Metropolises Approved by the Iran Economic Council

Company : IFCO, Municipalities

Location : Tehran and Eight Metropolis (Isfahan, Tabriz, ...)

Capex Estimation (MMUSD) : 2604

Saving Quantity :
Saving of 4.19 MMBBL of Crude oil/Year

Project Period : this plan extends until the end of 2027 for Tehran, and until the end of 2028 for other metropolises.
The repayment period shall be: • Up to 10 years for Tehran, and • Up to 15 years for other metropolises

Main Keys of Contract

- The Investment will be on supplying new wagons/overhauling wagons (only in Tehran's metropolis) in accordance with the provisions of the Economic Council's approvals, agreements and contracts, measuring and verification guidelines

Based on Article 12 (of the Competitive Production Barriers Act) Contracts

INVESTMENT OPPORTUNITIES IN FUEL CONSERVATION AND ENERGY OPTIMIZATION (TRANSPORTATION SECTION)

Project Category

Fuel Conservation and Energy Optimization (Transportation Section)

Project Title

Integrated Monitoring System for the Operational Performance of Urban Diesel Freight and Passenger Fleet (SIPAD)

دسته‌بندی پروژه

بهینه سازی (حمل و نقل)

عنوان پروژه

طرح سامانه یکپارچه پایش عملکرد ناوگان حمل و نقل دیزلی بار و مسافر درون‌شهری (سیپاد)

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرکت سرمایه پذیر : سازمان راهداری و حمل و نقل جاده ای
شرکت بهینه سازی مصرف سوخت

محل جغرافیایی : سراسر کشور

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۶۶

برآورد میزان صرفه جویی :
۳.۵ میلیون بشکه نفت خام در سال

برآورد زمان :
دوره اجرا : از سال ۱۴۰۲ تاپایان سال ۱۴۰۴ و دوره بازپرداخت : از سال ۱۴۰۲ تاپایان سال ۱۴۰۵

شرح کلی پروژه

این طرح با هدف تجهیز ۳۲۵ هزار ناوگان مسافر و بار دیزل درون‌شهری (شامل ۶۲،۵۵۰ دستگان ناوگان مسافری و ۲۶۲،۴۵۰ دستگاه ناوگان باری) و به منظور مدیریت مصرف سوخت طی مصوبه شورای اقتصاد به وزارت نفت ابلاغ شد. در این طرح در نظر است خودروهای مذکور به سیستم درون خودرویی سیپاد مجهز شده و براساس اطلاعات برخط تردد ناوگان و پیمایش خودروها به صورت هوشمند، سهمیه سوخت تعیین گردد.

سایر موارد

- متقاضی طرح: سازمان شهرداری‌ها و دهیاری‌های کشور
- ناظر بر اجرای طرح: شرکت بهینه‌سازی مصرف سوخت
- ذی‌نفعان طرح: وزارت نفت (شرکت ملی پخش، بهینه‌سازی، سازمان راهداری، پلیس راهور فراجا، سازمان شهرداری‌ها، ستاد مبارزه با قاچاق کالا و ارز و سازمان پدافند غیرعامل

اهم شرایط قراردادی

- سقف پرداخت یارانه صرفه‌جویی به نرخ روز ارز حواله از طریق سامانه (ETS) در روز تأیید کاربرگ توسط بهینه‌سازی با اعلام سرمایه‌گذار عامل صرفه‌جویی و تأیید متقاضی، بهینه سازی و تایید نهایی وزارت نفت، در سر رسیدها، از محل منابع ناشی از صادرات سوخت صرفه جویی شده تا سقف مقرر شده در بازه های زمانی سه (۳) ماهه از سوی شرکت ملی نفت ایران پرداخت خواهد شد.
- پس از تجهیز ناوگان به سیستم سیپاد و صدور کاربرگ به ازای هر خودروی مشمول طرح، طی نه (۹) ماه، در سر رسیدهای سه ماهه تا سقف شصت و هفت دلار و شصت و هفت سنت (۶۷.۶۷) به سرمایه‌گذار عامل صرفه‌جویی پرداخت خواهد شد.
- قرارداد بین سرمایه‌گذار و متقاضی منضم به پیوست فنی و امنیتی طرح است.

ماده (۱۲) قانون رفع موانع تولید رقابت پذیر و ارتقاء نظام مالی کشور

Project Specifications

NIOC

Company : Iranian Fuel Conservation Co (IFCO)/ Iran Road Maintenance and Transportation Organization

Location : Across the country

Capex Estimation (MMUSD) : 66

Saving Quantity:
Saving of 3.5 MMBBL of Crude oil/Year

Project Period :
3 Years

Project Scope of Work

This project, aimed at enhancing fuel consumption management, was approved by the Iran Economic Council. The initiative targets the deployment of SIPAD in-vehicle systems across 325,000 urban diesel vehicles, comprising 62,550 passenger vehicles and 262,450 freight vehicles.
Under this plan, the designated vehicles will be equipped with SIPAD intelligent on-board units, enabling real-time transmission of fleet movement and mileage data to the centralized SIPAD platform. Based on the integrated and automated analysis of this data, fuel quotas will be allocated proportionally to the actual performance and mileage of each vehicle.

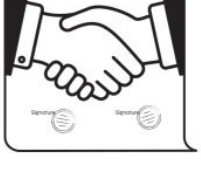
Others

- Project Applicant: Municipalities and Rural Districts Organization (SAA)
- Supervisory Authority: Iranian Fuel Conservation Company (IFCO)
- Project Stakeholders: Ministry of Petroleum (National Iranian Oil Products Distribution Company – NIOPDC, Iranian Fuel Conservation Company), Road Maintenance and Transportation Organization, Iranian Traffic Police (RAHVAR – NAJA), Municipalities and Rural Districts Organization (SAA), Headquarters for Combating Smuggling of Goods and Foreign Exchange, Passive Defense Organization of Iran

Main Keys of Contract

reimbursement will be based on the amount of saving obtained up to determined ceiling in each quarter

Based on Article 12 (of the Competitive Production Barriers Act) Contracts



INVESTMENT OPPORTUNITIES IN FUEL CONSERVATION AND ENERGY OPTIMIZATION (TRANSPORTATION SECTION)

Project Category

Fuel Conservation and Energy Optimization (Transportation Section)

Project Title

Renewal Plan for 85,000 Diesel Fleet Vehicles for Intercity Transport

دسته‌بندی پروژه

بهینه سازی (حمل و نقل)

عنوان پروژه

طرح نوسازی ۸۵ هزار دستگاه ناوگان دیزل برون شهری

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

در این طرح جایگزینی ۸۵ هزار دستگاه ناوگان فرسوده دیزلی برون شهری شامل ۲۰ هزار دستگاه کشنده، ۳۰ هزار دستگاه کامیون ۱۹-۲۶ تن، ۴ هزار دستگاه کامیون ۱۱-۱۸ تن، ۷هزار دستگاه کامیون ۶-۱۰ تن، ۹ هزار دستگاه اتوبوس دیزلی و ۱۵ هزار دستگاه مینی بوس دیزلی با انواع جدید، مد نظر است.

سایر موارد

مجری طرح: معاونت صنایع حمل و نقل وزارت صمت

شرکت سرمایه پذیر : سازمان راهداری و حمل و نقل جاده ای شرکت بهینه سازی مصرف سوخت

محل جغرافیایی : سراسر کشور

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۶۱۹۹

برآورد صرفه جویی : ۱۱.۶۷ میلیون بشکه معادل نفت خام در سال

برآورد زمان :
دوره اجرا ۵ سال و دوره بهره برداری در ناوگان مسافری ۱۲ سال و در ناوگان باری ۲۵ سال

اهم شرایط قراردادی

- در ازای نوسازی هر دستگاه خودروی جدید می بایست یک دستگاه خودروی فرسوده (بر اساس شرایط مندرج در مصوبه شماره ۶۳۹۲۴۰/ت۵۴۵۲۲ هـ مورخ ۱۳۹۶/۰۵/۲۴ هیات وزیران) اسقاط شود.
- پرداخت یارانه صرفه جویی در چارچوب مصوبه و تا سقف سرمایه گذاری صورت گرفته
- خودروی فرسوده می بایست به مدت حداقل یک سال قبل از انجام مراحل اسقاط و صدور تاییدیه ناجا در حمل و نقل جاده‌ای فعال بوده باشد.
- صدور گواهی اسقاط برای وسایل نقلیه موضوع این مصوبه ممنوع است و ستاد نوسازی ناوگان و اسقاط خودروهای فرسوده مکلف به اجرای آن می‌باشد.
- اعلام پیمایش خودروی نوسازی شده بر اساس سامانه‌های آتی این اندازگیری پیمایش مورد تائید سازمان راهداری توسط متقاضی

نوع قرارداد

- قرارداد پرداخت یارانه صرفه جویی و شرکت بهینه سازی و سرمایه گذار
- قرارداد شرکت بهینه ساز و متقاضی
- موافقتنامه پنج جانبه شرکت بهینه سازی، شرکت ملی پخش، سازمان راهداری، سازمان راهداری و حمل و نقل جاده-ای

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

Under the implementation of Resolution No. 128845 dated June 10, 2018 and Amendment No. 154755 dated June 19, 2019, the savings resulting from the replacement of 85,000 outdated diesel fleet vehicles for intercity transport, including 20,000 truck tractors, 30,000 trucks (19-26 tons), 4,000 trucks (11-18 tons), 7,000 trucks (6-10 tons), 9,000 diesel buses, and 15,000 diesel minibuses with new models, will be paid to the savings investors over a maximum period of seven (7) years. Upon full implementation of the plan, an annual saving of 1.89 billion liters of diesel, equivalent to 11.7 million barrels of crude oil, will be achieved in fuel consumption.

Others

Implementing Agency: Transportation Industries Division, Ministry of Industry, Mine and Trade (MIMT)
Approved by: Economic Council Resolution No. 389234, dated October 19, 2023

Company : IFCO/ Iran Road Maintenance and Transportation Organization

Location : Across the country

Capex Estimation (MMUSD) : 6199

Saving Quantity:
Saving of 11.67 MMBBL of Crude oil/Year

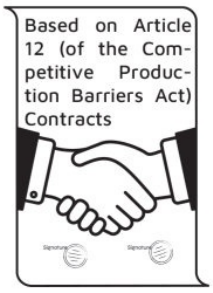
Project Period :
Implementation 5 years
Operation 12 - 25 years

Main Keys of Contract

- In renovating each new car, a worn -out vehicle have to be abandoned
- Ceiling of reimbursement of saving subsidy
- Online traffic Systems of Renovated Vehicle will be acceptable by Applicant for cost recovery

Type of Contract

- Fuel Saving Subsidy Contract between the Iranian Fuel Conservation Company and the Fuel Saving Investor
- Contract between the Iranian Fuel Conservation Company and the Project Applicant
- Agreement between the Iranian Fuel Conservation Company and the Road Maintenance and Transportation Organization



INVESTMENT OPPORTUNITIES IN FUEL CONSERVATION AND ENERGY OPTIMIZATION (TRANSPORTATION SECTION)

Project Category

Fuel Conservation and Energy Optimization (Transportation Section)

Project Title

Urban Public and Clean Transportation Project

دسته‌بندی پروژه

بهینه سازی (حمل و نقل)

عنوان پروژه

طرح حمل و نقل درون شهری عمومی و پاک

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرکت سرمایه پذیر : سازمان شهرداری ها و دهیاری ها
شرکت بهینه سازی مصرف سوخت

محل جغرافیایی : سراسر کشور

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۴۰۶۶

برآورد میزان صرفه جویی : ۶.۲ میلیون بشکه معادل نفت خام در سال

برآورد زمان :
دوره اجرا ۵ سال و دوره بهره برداری ۱۷ سال

شرح کلی پروژه

این طرح به منظور جایگزینی ۱۶ هزار دستگاه اتوبوس شهری دیزلی فرسوده با ۴ هزار دستگاه اتوبوس-های شهری پایه گازسوز، ۲ هزار دستگاه برقی و ۱۰ هزار دستگاه گازوئیل سوز، جایگزینی ۳۰ هزار دستگاه مینی بوس درون شهری فرسوده، جایگزینی ۱۶۰ هزار دستگاه تاکسی (ون و سدان) فرسوده با ۱۲۰ هزار دستگاه تاکسی سدان پایه گازسوز، ۲۰ هزار دستگاه ون پایه گازسوز، ۱۰ هزار دستگاه سدان برقی و ۱۰ هزار دستگاه ون بنزینی، جایگزینی ۱۲۰ هزار دستگاه موتورسیکلت کار فرسوده (با اولویت کاربراتوری) با موتورسیکلت برقی و توسعه ۲۰ هزار دستگاه دوچرخه/ اسکوتر (با کاربری حمل و نقل و اشتراکی) می باشد.

سایر موارد

مجری طرح: وزارت کشور (سازمان شهرداریها و دهیاری های کشور)

اهم شرایط قراردادی

- قراردادهای موضوع این طرح بین سازمان شهرداریها، سرمایه گذاران عمل صرفه جویی و شرکت بهینه‌سازی مصرف سوخت منعقد می‌شود.
- شرکت بهینه سازی از طرف وزارت نفت مسئولیت صحه گذاری و صدور کاربرگ های صرفه جویی را برعهده دارد.
- متن نمونه قراردادهای طرح باید به تایید شرکت بهینه‌سازی برسد.
- ارزش صرفه جویی کلیه شیوه های حمل و نقل این مصوبه پس از اسقاط خودروهای فرسوده و ابطال گواهی اسقاط (به استثنای دوچرخه های اشتراکی) و ورود وسیله نقلیه جدید به ناوگان در مقاطع زمانی ۳ ماهه بازپرداخت می‌گردد.

ماده (۱۲) قانون رفع موانع تولید رقابت پذیر و ارتقاء نظام مالی کشور

Project Specifications

NIOC

Company : IFCO, Municipalities and rural Districtl

Location : Across the country

Capex Estimation (MMUSD) : 4066

Saving Quantity:
Saving of 6.2MMBBL of Crude oil/Year

Project Period :
Implementation 5 years
Operation 17 years

Project Scope of Work

This project, approved by the Iran Economic Council under Resolution No. 578237 dated January 15, 2023, aims to:
- Replace 16,000 old diesel urban buses with:
  - 4,000 CNG urban buses
  - 2,000 electric buses
  - 10,000 new diesel buses
- Replace 30,000 worn-out urban minibuses
- Replace 160,000 outdated taxis (vans and sedans) with:
  - 120,000 CNG sedan taxis
  - 20,000 CNG vans
  - 10,000 electric sedans
  - 10,000 gasoline vans
- Replace 120,000 old work-purpose motorcycles (with a focus on carburetor engines) with electric motorcycles
- Deploy 20,000 bicycles/scooters (for transport and shared use)

The implementation period of the project extends until the end of 2026, and fuel saving repayments will continue until 2038. The repayment to the energy-saving investors will be made by the applicant through the allocation of crude oil equivalent to the saved petroleum products (gasoline and diesel), based on the fuel savings realized through the project.

Others

Project Implementer: Ministry of the Interior (Municipalities and Rural Districts Organization) Council of Economy Approval: Approval No. 578237, dated January 15, 2023

Main Keys of Contract

Reimbursement will be start after renovation of each vehicle and in quarterly period

Based on Article 12 (of the Competitive Production Barriers Act) Contracts

پروژه‌های پشتیبانی

تامین ناوگان دریایی مورد نیاز شرکت پایانه های نفتی ایران
ساخت و بهره برداری شناورهای تدارکاتی شرکت نفت فلات قاره ایران
مجتمع اقامتی کارکنان صنعت نفت و گاز در منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس
مجتمع اقامتی کارکنان صنعت نفت و گاز در مناطق نفتخیز جنوب
مجتمع تفریحی، اقامتی، رفاهی، فرهنگی و ورزشی در منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس
تولید سازه های فلزی در منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس
ساخت شناورهاي جستجو و نجات
ساخت سکوي حفاری نیمه شناور
ساخت (خرید) و اجاره لایروب
ساخت (خرید) و اجاره شناورهای جابجایی بار و نفرات
ساخت حوض خشک شناور (Floating Duck)
راه ها و معابر شریانی فاز اول طرح جامع
تامین دو فروند شناور شاتل تانکر
تامین یک فروند FPSO

SUPPORTING PROJECTS

NIOC

Provision of Required Naval Fleet For IOTC
Provision of Required Naval Fleet For IOOC
Residential Complex for Oil and Gas Employees For PSEEZ
Residential Complex for Oil and Gas Employees For NISOC
Recreational, Residential, Welfare, Cultural and Sports Complex For PSEEZ
Production of Metal Structures For PSEEZ
Construction of Search and Rescue Vessels
Construction of Semi-submersible Drilling Rig
Building (Purchasing) a Dredger
Construction (Purchase) and Rental of Cargo and Passenger Transport Vessels
Construction of Floating Dry Dock
Main Roads and Passages of the First Phase of Comprehensive Plan
Design and Construction of Shuttle Tank
Design and Construction of FPSO

SUPPORTING PROJECTS

Project Category

Supporting

Project Title

Provision of Required Naval Fleet, for IOTC

دسته‌بندی پروژه

پروژه‌های پشتیبانی

عنوان پروژه

تامین ناوگان دریایی مورد نیاز شرکت پایانه های نفتی ایران

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

تامین و بهره برداري شناورها :
شامل ۱۴ یدک کش، ۱۲ قایق بندگیر، ۴ قایق کروبوت، ۳ شناور خدماتی، ۳ فروند بارج، ۲ شناور مسافربری و یک شناور مبارزه با آلودگی نفتی

شرکت سرمایه پذیر : شرکت پایانه های نفتی ایران

محل جغرافیایی : جزیره خارک، عسلویه، ماهشهر، جاسک

برآورد زمان : دوره ساخت ۲ سال
دوره بهره برداری ۱۰ سال

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۲۰۰

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

نوع قرارداد پیشنهادی

BOO

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

• Provision and Operation of Vessels including 14 tugboats, 12 mooring boats, 4 crew boats, 3 service vessels, 3 barges, 2 passenger vessels and 1 oil pollution control vessel

Company : Iranian Oil Terminals Company

Location : Khark Island, Asaluyeh, Mahshahr, Jask

Capex Estimation (MMEURO) : 200

Project Period :
Build : 2 Years
Operation : 10 Yaers

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

Type of Contract

BOO

SUPPORTING PROJECTS

Project Category

Supporting

Project Title

Provision of Required Naval Fleet for IOOC

دسته‌بندی پروژه

پروژه‌های پشتیبانی

عنوان پروژه

ساخت و بهره برداری شناورهای تدارکاتی شرکت نفت فلات قاره ایران

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

- ساخت و بهره برداري ۱۰ فروند شناور تدارکاتي

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت فلات قاره ایران

محل جغرافیایی : حوزه عملیاتی شرکت نفت فلات قاره ایران

برآورد زمان : دوره ساخت ۲ سال
بهره برداری ۱۰ سال

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۱۷۰

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

- Provision and Operation of 10 PSVs

Company : IOOC

Location : Persian Gulf

Capex Estimation (MMEURO) : 170

Project Period :
Build : 2 Years
Operation : 10 Years

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

SUPPORTING PROJECTS

Project Category

Supporting

Project Title

Residential Complex for Oil and Gas Employees for PSEEZ

دسته‌بندی پروژه

پروژه‌های پشتیبانی

عنوان پروژه

مجتمع اقامتی کارکنان صنعت نفت و گاز در منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

با عنایت به اشتغال قریب ۶۰ هزار نفر پرسنل صنعت گاز و نفت و پتروشیمی در منطقه ویژه ضرورت دارد زیرساخت‌هاي اسکان براي نیروي کار شاغل شرکت‌هاي مختلف در سطح منطقه توسعه یابد.

شرکت سرمایه پذیر : سازمان منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس

محل جغرافیایی : پارس یک یا پارس دو

برآورد ظرفیت : اسکان حداقل ۱۰۰۰۰ نفر در فاز نخست

برآورد زمان : دوره ساخت ۳ سال

برآورد سرمایه گذاری (میلیارد ریال) : ۱۰۰۰۰۰

اهم شرایط قراردادی

- زمین اجرای طرح توسط سازمان منطقه ویژه در اختیار سرمایه‌گذار قرار می‌گیرد

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

Given the employment of nearly 60,000 oil, gas and petrochemical industry personnel in the special region, it is necessary to develop housing infrastructure for workforce of various companies in the region.

Company : Pars Special Economic Energy Zone

Location : Pars 1 or Pars 2

Capex Estimation (MMMRLS) : 100000

Capacity Estimation : Accommodation of at least 10,000 persons in the first phase

Project Period : Build : 3 Years

Main Keys of Contract

The land for the project implementation is provided to the investor by Pars Special Economic Energy Zone.

SUPPORTING PROJECTS

Project Category

Supporting

Project Title

Residential Complex for Oil and Gas Employees in NISOC

دسته‌بندی پروژه

پروژه‌های پشتیبانی

عنوان پروژه

مجتمع اقامتی کارکنان صنعت نفت و گاز در مناطق نفتخیز جنوب

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

با عنایت به اشتغال ده ها هزار نفر پرسنل شاغل در مناطق نفتخیز جنوب کشور ضرورت دارد زیرساخت های اسکان برای نیروی کار شاغل در شرکت های مختلف در سطح منطقه توسعه یابد.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب

محل جغرافیایی : مناطق عملیاتی نفتخیز جنوب

برآورد ظرفیت : اسکان حداقل ۱۰۰۰۰ نفر در فاز نخست

برآورد زمان : دوره ساخت ۳ سال

برآورد سرمایه گذاری (میلیارد ریال) : ۱۰۰۰۰۰

اهم شرایط قراردادی

- زمین اجرای طرح توسط شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب در اختیار سرمایه‌گذار قرار می‌گیرد

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

Given the employment of Thousands of oil and gas personals in the South of Iran (NISOC operational Areas), it is necessary to develop housing infrastructure for workforce of various companies in the regions.

Company : NISOC

Location : Khuzestan Province

Capex Estimation (MMMRLS) : 100000

Capacity Estimation : Accommodation of at least 10,000 persons in the first phase

Project Period : Build : 3 Years

Main Keys of Contract

The land for the project implementation is provided to the investor by NISOC

SUPPORTING PROJECTS

Project Category

Supporting

Project Title

Recreational, Residential, Welfare, Cultural and Sports Complex for PSEEZ

دسته‌بندی پروژه

پروژه‌های پشتیبانی

عنوان پروژه

مجتمع تفریحی، اقامتی، رفاهی، فرهنگی و ورزشی منطقه اقتصادی ویژه پارس

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

با توجه به تراکم صنایع پالایشگاهي و پتروشيمي و اشتغال تعداد قابل توجه نيروي انساني در اين صنايع و اهميت تامين خدمات تفريحي، رفاهي، فرهنگي و ورزشي براي كاركنان و جمعيت زياد منطقه بازار هدف برای احداث مجتمع تفریحی،تجاری،ورزشی همه افراد جامعه به خصوص نيروي كار مجتمع هاي پالايشگاهي، پتروشيمي، پيمانكاران و ساكنين بومي منطقه ویژه است.

شرکت سرمایه پذیر : سازمان منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس

محل جغرافیایی : پارس یک

برآورد ظرفیت : ۲۰۰۰ نفر در فاز نخست

برآورد زمان : دوره ساخت ۳ سال

برآورد سرمایه گذاری (میلیارد ریال) : ۳۰۰۰۰

اهم شرایط قراردادی

- زمین طرح توسط سازمان منطقه ویژه در اختیار سرمایه گذار قرار می‌گیرد و بخش خصوصی می‌تواند با سازمان وارد قراردادهای مشارکتی شود.

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

Given the importance of identifying, marketing, attracting investors, and the prominent role of investment opportunities in the negotiation process with investors, as well as the important strategy of developing the petrochemical industry value chain, especially in the downstream and complementary areas, with the aim of creating value, generating income and creating jobs, the downstream and complementary petrochemical industry value chains will be in line with the comparative advantages of PSEEZ.

Company : Pars Special Economic Energy Zone

Location : Pars 1

Capex Estimation (MMMRLS) : 30000

Capacity Estimation : 2,000 persons in the first phase

Project Period : Build : 3 Years

Main Keys of Contract

The project land is provided to the investor by the PSEEZ and private sector can enter into partnership agreements with PSEEZ.

SUPPORTING PROJECTS

Project Category

Supporting

Project Title

Production of Metal Structures for PSEEZ

دسته‌بندی پروژه

پروژه‌های پشتیبانی

عنوان پروژه

تولید سازه های فلزی در منطقه ویژه اقتصادی پارس

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

محصولات طرح درصنعت ساختمان، پل سازي، سازه هاي دريايي، تاسيسات پالايشگاه ها و پتروشيمي ها مورد استفاده قرار مي گيرد و تاكنون در استان بوشهر طرح فعالي در اين حوزه ايجاد نشده است. در طرح موردنظر با هدف ايجاد كارخانه توليد سازه های فلزی كمک به فرآيند توليد پالايشگاه‌ها و پتروشيمی‌ها و همچنين جلوگيری از خروج ارز و كاهش وابستگی به واردات، ايجاد ارزش افزوده در صنايع داخلی و استفاده بهينه از منابع موثر است.

شرکت سرمایه پذیر : سازمان منطقه ویژه اقتصادي انرژی پارس

محل جغرافیایی : پارس یک

برآورد ظرفیت : ۹۵۰۰ تن در سال

برآورد زمان : دوره ساخت ۲ سال

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

The project's products are used in construction, bridge construction, marine structures, refinery and petrochemical facilities. So far no active projects has been established in this field in Bushehr province. The project is effective in assisting the production process of refineries and petrochemicals, as well as preventing the outflow of foreign exchange and reducing dependence on imports, creating added value in domestic industries and making optimal use of resources.

Company : Pars Special Economic Energy Zone

Location : Pars 1

Capacity Estimation : 9500 TPA

Project Period : Build : 2 Years

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

SUPPORTING PROJECTS

Project Category

Supporting

Project Title

Construction of Search and Rescue Vessels

دسته‌بندی پروژه

پروژه‌های پشتیبانی

عنوان پروژه

ساخت شناورهای جستجو و نجات

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

با توجه به امکان فعالیتهای اکتشافی (و احتمالا توسعه ای و تولیدی در آینده) تامین شناورهای جستجو و نجات بمنظور ایمن سازی عملیات جزء نیازهای آتی شرکت نفت خزر خواهد بود که با توجه به زمانبر بودن تامین آنها در دریای خزر (بدلیل بسته بودن دریا) ضروری است تامین آنها به موازات مذاکرات اکتشافی در برنامه قرار گیرد.

شرکت سرمایه پذیر : نفت خزر

محل جغرافیایی : بخش جنوبی دریای خزر

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۷.۵

تعداد مورد نیاز : ۲

برآورد زمان : دوره ساخت ۲ تا ۳ سال
دوره بهره برداری ۱۵ تا ۲۰ سال

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

نوع قرارداد پیشنهادی

BOO

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

Given the possibility of exploration (and possible development and production) activities, the provision of rescue and search vessels to secure oprations will be one of KEPCO's future needs. Given the time consuming nature of their provision in the Caspian Sea (due to closed nature of the sea), it is essential to include their provision in the plan in parallel with exploration negotiations.

Company : Khazar Exploration and Production Company (KEPCO)

Location : Southern Part of Caspian Sea

Capex Estimation (MMEURO) : 7.5

Required No : 2

Project Period :
Build : 2 to 3 Years
Operation : 15 to 20 Years

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

Type of Contract

BOO

SUPPORTING PROJECTS

Project Category

Supporting

Project Title

Construction of Semi-submersible Drilling Rig

دسته‌بندی پروژه

پروژه‌های پشتیبانی

عنوان پروژه

ساخت سکوی حفاری نیمه شناور

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

با توجه به پتانسیلهای هیدروکربوری در دریای خزر و عمیق بودن آب در بخش جنوبی، سکوی امیرکبیر برای ادامه عملیات اکتشافی و توسعه ای کافی نبوده و ضروری است در صورت تدوین برنامه های توسعه و تولید در این بخش، نسبت به ساخت یک یا چند سکوی نیمه شناور و یا سایر تجهیزات برای حفاری در این منطقه اقدام گردد.

شرکت سرمایه پذیر : نفت خزر

محل جغرافیایی : بخش جنوبی دریای خزر

برآورد زمان : دوره ساخت ۵ سال
دوره بهره برداری ۱۵ تا ۲۰ سال

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۵۰۰

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

Given the hydrocarbon potential in the Caspian sea and the depth of water in southern part, the Amir Kabir platform is not sufficient to continue exploration and development operations, and it is necessary to build one or more semi-submersible drilling rigs and other equipment and facilities needed for drilling in this area if development and production plans are planned in this sector. Given the time consuming nature of their construction in the Caspian sea, they should be built as soon as possible.

Company : Khazar Exploration and Production Company (KEPCO)

Location : Southern Part of Caspian Sea

Capex Estimation (MMUSD) : 500

Project Period :
Build : 5 Years
Operation : 15-20 Years

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

SUPPORTING PROJECTS

Project Category

Supporting

Project Title

Building (Purchasing) a Dredger

دسته‌بندی پروژه

پروژه‌های پشتیبانی

عنوان پروژه

ساخت (خرید) و اجاره لایروب

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

با توجه به کاهش تراز آب در دریای خزر در سالهای اخیر و ادامه این روند، شرکت نفت خزر اغلب با کمبود لایروب جهت لایروبی مسیرهای ورود سکو به اسکله و بنادر مواجه بوده است که فرصت مناسبی برای سرمایه گذاران می باشد.

شرکت سرمایه پذیر : نفت خزر

محل جغرافیایی : سواحل جنوبی دریای خزر

برآورد زمان : دوره ساخت ۱ سال
دوره بهره برداری ۱۵ تا ۲۰ سال

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۵

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

Due to decrease in water level in the Caspian sea in recent years and the continuation of this trend, KEPCO has often faced a shortage of dredgers to dredge the access routes from the platform to the pier and ports, which is a good opportunity for investors.

Company : Khazar Exploration and Production Company (KEPCO)

Location : Southern Part of Caspian Sea

Capex Estimation (MMUSD) : 5

Project Period :
Build : 1 Year
Operation : 15-20 Years

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

SUPPORTING PROJECTS

Project Category

Supporting

Project Title

Construction (Purchase) and Rental of Cargo and Passenger Transport Vessels

دسته‌بندی پروژه

پروژه‌های پشتیبانی

عنوان پروژه

ساخت (خرید) و اجاره شناورهای جابجایی بار و نفرات

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

با توجه به هزینه بالای استفاده از شناورهای کاسپین و نیازهای دائمی شرکت نفت خزر جهت دسترسی و پشتیبانی از سکوی امیر کبیر، فرصت مناسبی برای تامین دو یا چند دستگاه شناور بار و نفرات وجود دارد.

شرکت سرمایه پذیر : نفت خزر

محل جغرافیایی : سواحل جنوبی دریای خزر

برآورد زمان : دوره ساخت ۱ سال
دوره بهره برداری ۱۵ تا ۲۰ سال

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۰

اهم شرایط قراردادی

پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث

- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

Given the high cost of using Caspian vessels and the KEPCO's constant needs for accessing and supporting Amir Kabir platform and numerous tenders, there is a good opportunity to provide two or more cargo and personnel vessels.

Company : Khazar Exploration and Production Company (KEPCO)

Location : Southern Part of Caspian Sea

Capex Estimation (MMUSD) : 10

Project Period :
Build : 1 Year
Operation : 15-20 Years

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

SUPPORTING PROJECTS

Project Category

Supporting

Project Title

Construction of Floating Dry Dock

دسته‌بندی پروژه

پروژه‌های پشتیبانی

عنوان پروژه

ساخت حوض خشک شناور
(Floating Duck)

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

ساخت حوض خشک شناور با ظرفیت بالای ۳۰۰۰ تن جهت از آبگیری شناورهای شرکت نفت خزر در دریا بمنظور بازرسی زیرآبی و تعمیرات احتمالی

سایر موارد

با توجه به نیاز فعلی ناوگان دریایی نفت خزر به تعمیرات زیرآبی و نبود حوض خشک متناسب در منطقه، تامین حوض خشک‌های شناور می تواند فرصت مناسبی برای سرمایه گذاران محسوب شود

اهم شرایط قراردادی

پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث

- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

شرکت سرمایه پذیر : نفت خزر

محل جغرافیایی : سواحل جنوبی دریای خزر

برآورد زمان : دوره ساخت ۳ سال
دوره بهره برداری ۱۵ تا ۲۰ سال

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون دلار) : ۱۵

Project Specifications

NIOC

Company : Khazar Exploration and Production Company (KEPCO)

Location : Southern Part of Caspian Sea

Capex Estimation (MMUSD) : 15

Project Period :
Build : 3 Years
Operation : 15-20 Years

Project Scope of Work

Construction of floating dry dock with capacity of over 3000 tons to take out vessels from sea for underwater inspection and possible repairs

Other

Considering the current need of KEPCO's fleet for underwater repairs and lack of adequate dry docks in the region, providing floating dry docks could be a good opportunity for investors.

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

SUPPORTING PROJECTS

Project Category

Supporting

Project Title

Main Roads and Passages of the First Phase of Comprehensive Plan

دسته‌بندی پروژه

پروژه‌های پشتیبانی

عنوان پروژه

راه ها و معابر شریانی فاز اول طرح جامع

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

طول راه هایی که در فاز ۱ بایستی احداث گردد بر اساس نوع شریان به صورت تقریبی مطابق جدول زیر است:
معابر شریانی درجه ۱ – ۷ طول تقریبی به کیلومتر
معابر شریانی درجه ۲ – ۱۲.۵ طول تقریبی به کیلومتر
جمع و پخش کننده درجه ۱ – ۷ طول تقریبی به کیلومتر
جمع و پخش کننده درجه ۲– ۲طول تقریبی به کیلومتر

شرکت سرمایه پذیر : شرکت منطقه ویژه اقتصادی لاوان

محل جغرافیایی : جزیره لاوان

برآورد زمان : یک سال

برآورد سرمایه گذاری ریال (میلیارد ریال) : ۶۰۰۰

اهم شرایط قراردادی

- بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای سرمایه گذار پس از تحقق اهداف بسته‌هاي كاري
- بازیافت تمامی هزینه‌های انجام شده در طول مدت قرارداد
- پرداخت هزینه تامین مالی به سرمایه‌گذار در طول قرارداد

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

The approximate length of roads to be constructed in phase 1, based on type of roads is as shown in table below:

Grade 1 Passage 7 App. Length (Km)
Grade 2 Passage 12.5 App. Length (Km)
Grade 1 Collector and Distributor 7 App. Length (Km)
Grade 2 Collector and Distributor 2 App. Length (Km)

Company : Lavan Special Economic Zone

Location : Lavan Island

Capex Estimation (MMMRials) : 6000

Project Period : 1 year

Main Keys of Contract

- Repayment of Capital and Non-Capital expenditures the Investor After the achievement of work package objectives.
- Recovery of all incurred costs during the contract period.
- Payment of "cost of money" to the Investor during the Contract .

SUPPORTING PROJECTS

Project Category

Supporting

Project Title

Design and construction of shuttle tanker

دسته‌بندی پروژه

پروژه‌های پشتیبانی

عنوان پروژه

تامین دو فروند شناور SHUTTLE TANK

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

با توجه به اهداف توسعه ای مورد نظر و به منظور ایجاد زیرساخت های لازم جهت بهره برداري از منابع هیدروکربنی در دریای خزر به دو شناور SHUTTLE TANK برای انتقال نفت خام مورد نیاز مي باشد.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت خزر

محل جغرافیایی : دریای خزر

برآورد ظرفیت : ۱۳۰۰۰ تن

برآورد زمان : دوره ساخت ۳ سال
دوره بهره برداري ۲۰-۱۵ سال

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۴۵.۵

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

If the drilling of deep water wells is fruitful and the start of their operation, shuttle tank is needed for crude oil transfer

Company : Khazar Exploration and Production Company (KEPCO)

Location : Caspian Sea

Capex Estimation (MMEURO) : 45.5

Capacity Estimation :
13000 ton

Project Period :
Build 3 years
operation 15-20 years

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

SUPPORTING PROJECTS

Project Category

Supporting

Project Title

Design and construction of FPSO

دسته‌بندی پروژه

پروژه‌های پشتیبانی

عنوان پروژه

تامین یک فروند FPSO

مشخصات پروژه

شرکت ملی نفت ایران

شرح کلی پروژه

با توجه به اهداف توسعه ای مورد نظر و به منظور ایجاد زیرساخت های لازم جهت بهره برداري از منابع هیدروکربنی در دریای خزر به یك شناور FPSO براي فراورش اولیه و ذخیره سازي نیاز مي باشد.

شرکت سرمایه پذیر : شرکت نفت خزر

محل جغرافیایی : دریای خزر

برآورد ظرفیت : طرح اولیه بر اساس ظرفیت فراورشی ۲۰ هزار بشکه در روز و ظرفیت ذخیره سازی ۴۰۰ هزار بشکه پیش بینی گردیده که با توجه به برنامه توسعه ای میادین قابل بازنگری میباشد.

برآورد زمان : دوره ساخت ۳ سال
دوره بهره برداري ۲۰-۱۵ سال

برآورد سرمایه گذاری ارزی (میلیون یورو) : ۳۴۵

اهم شرایط قراردادی

- پرداخت درصدی از Capex در قالب پیش‌خرید خدمت از ابتدای دوره احداث
- ارائه تضامین بر اساس آیین‌نامه تضامین مشارکت عمومی-خصوصی
- بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و بهره برداری در قالب پرداخت دستمزد (Fee) در طول دوره بهره برداری
- معافیت مالیاتی و تخفیف بیمه تامین‌اجتماعی وفق ماده ۲۰ قانون برنامه هفتم پیشرفت کشور

Project Specifications

NIOC

Project Scope of Work

Due to development plans for creating requied infrastructures for oil production in Caspian sea, FPSO ship is needed for initial processing and storage.

Company : Khazar Exploration and Production Company (KEPCO)

Location : Caspian Sea

Capex Estimation (MMEURO) : 345

Capacity Estimation :
The initial plan is based on a processing capacity of 20,000 bbl/day and a storage capacity of 400,000 bbl. It is subject to revision based on field development plans.

Project Period :
Build 3 years
Operation 15-20 years

Main Keys of Contract

- Advanced payment equal to a percentage of CAPEX from the begining of construction period
- Provision of guarantees based on the Public-Private Partneship Guaranatees regulations
- Recovery of all the investor costs during the contract period
- Tax exemption and SSO discount according to article 20 of "7th National Development Plan Law".

NIOC

فرصت های سرمایه گذاری و تامین مالی در طرح های شرکت ملی نفت ایران

ناشر؛ روابط عمومی شرکت ملی نفت ایران
گردآورنده : مدیریت سرمایه گذاری و کسب و کار شرکت ملی نفت ایران
مشخصات ظاهری : ۳۶۰ صفحه – ضمیمه نقشه ایران
۱۴۰۴

INVESTMENT AND FINANCING OPPORTUNITIES IN NIOC PROJECTS

Publisher: Public Relations of NIOC
Collecting: Investment and Business Management of NIOC
Appearance: 360 Pages. IRAN map is attached.
2025

Website: investment.nioc.ir
Email: investment@nioc.ir