

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

توسعه میادین نفت و گاز
ساختارها و رویکردهای اجرایی پروژه

مهندس سید صادق کاشانی

دفتر مطالعات انرژی، صنایع و معادن

مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی

کاشانی، صادق

توسعه میادین نفت و گاز: ساختارها و رویکردهای اجرای پروژه/ صادق کاشانی. -- تهران: مجلس شورای اسلامی، مرکز پژوهش‌ها، ۱۳۸۸.

۳۲۴ ص: جدول، نمودار. - (مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی؛

۱۳۸۸/۷۳)

ISBN: 978-964-8427-59-2: ۶۸۰۰۰ ریال

فهرست‌نویسی براساس اطلاعات فیپا.

کتابنامه: ص. [۳۱۹]-۳۲۴؛ همچنین به‌صورت زیرنویس.

۱. نفت -- قراردادها. ۲. نفت -- میدان‌ها. ۳. نفت -- استخراج. الف. مجلس

شورای اسلامی، مرکز پژوهش‌ها. دفتر مطالعات انرژی، صنایع و معادن. ب. عنوان.

HD ۹۵۷۶/الف/۱۹ک۲

۱۳۸۸

عنوان: توسعه میادین نفت و گاز: ساختارها و رویکردهای اجرای پروژه

مؤلف: مهندس سیدصادق کاشانی

ناشر: مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی

نوبت چاپ: اول، تابستان ۱۳۸۸

تیراژ: ۱۰۰۰ نسخه

قیمت: ۶۸۰۰۰ ریال

مسئولیت صحت مطالب کتاب با مؤلف است.

کلیه حقوق برای مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی محفوظ است.

فهرست مطالب

| | |
|--|-----------|
| سخن ناشر | ۱ |
| مقدمه | ۳ |
| بخش اول ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در جهان | ۷ |
| فصل اول رژیم حقوقی مالکیت بر منابع نفت و گاز | ۹ |
| مقدمه | ۹ |
| ۱-۱ فقه اسلامی | ۱۰ |
| ۱-۱-۱ معادن جزء مباحات | ۱۰ |
| ۱-۱-۲ معادن جزء انفال | ۱۱ |
| ۱-۲ حقوق کشورهای غربی | ۱۲ |
| ۱-۳ موضع قوانین در کشورهای مختلف | ۱۳ |
| ۱-۳-۱ قانون اساسی | ۱۳ |
| ۱-۳-۲ قانون نفت | ۱۴ |
| ۱-۳-۲-۱ انگلستان | ۱۴ |
| ۱-۳-۲-۲ لیبی | ۱۵ |
| فصل دوم صنعت نفت و گاز، دولت‌ها، شرکت‌های نفتی و پیمانکاران | ۱۷ |
| ۲-۱ چرخه تولید و مصرف نفت (صنعت نفت) | ۱۷ |
| ۲-۱-۱ اکتشاف | ۱۷ |
| ۲-۱-۲ استخراج | ۱۸ |
| ۲-۱-۳ تفکیک | ۲۰ |
| ۲-۱-۴ انتقال، پالایش، بازاریابی و فروش (عملیات پایین‌دستی) | ۲۱ |
| ۲-۲ شرکت‌های نفتی | ۲۱ |
| ۲-۲-۱ تعریف | ۲۱ |
| ۲-۲-۲ محدوده فعالیت (یکپارچگی) | ۲۱ |

| | | | |
|----|-------|---|----------|
| ۲۱ | | یکپارچگی عمودی | ۲-۲-۲-۱ |
| ۲۴ | | یکپارچگی افقی | ۲-۲-۲-۲ |
| ۲۴ | | مالکیت شرکت‌های نفتی | ۲-۲-۳ |
| ۲۴ | | شرکت‌های دولتی | ۲-۲-۳-۱ |
| ۲۵ | | شرکت‌های خصوصی | ۲-۲-۳-۲ |
| ۲۶ | | تاریخچه شرکت‌های نفتی | ۲-۲-۴ |
| ۲۶ | | استاندارد اوپل (و بازماندگان آن) | ۲-۲-۴-۱ |
| ۳۲ | | توتال | ۲-۲-۴-۲ |
| ۳۴ | | بی.بی.پی | ۲-۲-۴-۳ |
| ۳۵ | | شل | ۲-۲-۴-۴ |
| ۳۵ | | شرکت ملی نفت ونزوئلا | ۲-۲-۴-۵ |
| ۳۶ | | شرکت ملی نفت چین | ۲-۲-۴-۶ |
| ۳۶ | | انی | ۲-۲-۴-۷ |
| ۳۸ | | شرکت نفت کویت | ۲-۲-۴-۸ |
| ۴۰ | | سعودی آرامکو | ۲-۲-۴-۹ |
| ۴۰ | | پتروناس | ۲-۲-۴-۱۰ |
| ۴۱ | | پتروبراس | ۲-۲-۴-۱۱ |
| ۴۲ | | استات اوپل | ۲-۲-۴-۱۲ |
| ۴۳ | | شرکت نفت قطر | ۲-۲-۴-۱۳ |
| ۴۳ | | دولت‌های صاحب نفت | ۲-۳ |
| ۴۸ | | پیمانکاران و سازندگان | ۲-۴ |
| ۴۸ | | انواع پیمانکاران اجرایی | ۲-۴-۱ |
| ۴۹ | | جایگاه پیمانکاران در اجرای پروژه‌های نفتی | ۲-۴-۲ |
| ۵۰ | | معرفی برخی از پیمانکاران مهم نفتی | ۲-۴-۳ |
| ۵۰ | | سایپم | ۲-۴-۳-۱ |
| ۵۱ | | فلور | ۲-۴-۳-۲ |
| ۵۲ | | بکتل | ۲-۴-۳-۳ |
| ۵۲ | | شلمبرژه | ۲-۴-۳-۴ |
| ۵۳ | | هالیبرتن | ۲-۴-۳-۵ |

| | |
|----|---|
| ۵۳ | ۲-۴-۳-۶ فوگرو |
| ۵۴ | ۲-۴-۳-۷ دوریس |
| ۵۴ | ۲-۴-۳-۸ هوریزن |
| ۵۵ | ۲-۴-۳-۹ ایزویکو |
| ۵۵ | ۲-۴-۳-۱۰ صدرا |
| ۵۵ | ۲-۴-۳-۱۱ مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ایران |
| ۵۶ | ۲-۴-۳-۱۲ نارگان |
| ۵۶ | ۲-۴-۳-۱۳ سایر پیمانکاران |

۵۷ فصل سوم پروژه‌های بالادستی نفت و گاز

| | |
|----|---|
| ۵۷ | ۳-۱ پروژه و چرخه حیات آن |
| ۵۷ | ۳-۱-۱ مرحله تأیید |
| ۵۷ | ۳-۱-۱-۱ مرحله شناخت |
| ۵۸ | ۳-۱-۱-۲ مرحله امکان‌سنجی |
| ۵۸ | ۳-۱-۲ مرحله طراحی و اجرا |
| ۵۸ | ۳-۱-۲-۱ مهندسی پایه |
| ۵۹ | ۳-۲ ساختارهای همکاری بین عوامل اجرایی پروژه |
| ۵۹ | ۳-۲-۱ کلیات مشارکت |
| ۵۹ | ۳-۲-۱-۱ مفهوم و انواع |
| ۶۰ | ۳-۲-۱-۲ اهداف |
| ۶۰ | ۳-۲-۲ مشارکت مدنی یا قراردادی |
| ۶۱ | ۳-۲-۲-۱ اداره مشارکت قراردادی |
| ۶۲ | ۳-۲-۲-۲ اجرای پروژه توسط مشارکت قراردادی |
| ۶۳ | ۳-۲-۳ مشارکت تجاری یا شرکتی |
| ۶۴ | ۳-۳ پروژه‌های بالادستی |
| ۶۵ | ۳-۳-۱ مرحله تأیید: اکتشاف |
| ۶۶ | ۳-۳-۲ مرحله اجرا: توسعه |
| ۶۶ | ۳-۳-۳ مرحله بهره‌برداری: تولید |
| ۶۷ | ۳-۴ تأمین سرمایه پروژه‌های بالادستی |

| | |
|----|---|
| ۷۱ | شکل‌گیری ساختار مالکیت پروژه‌های بالادستی |
| ۷۳ | شکل‌گیری ساختار مدیریت پروژه |
| ۷۳ | ۳-۶-۱ مجری پروژه در مشارکت قراردادی |
| ۷۳ | ۳-۶-۱-۱ اپراتور |
| ۷۴ | ۳-۶-۱-۲ شرکت مشترک |
| ۷۴ | ۳-۶-۲ مجری پروژه در مشارکت شرکتی |
| ۷۴ | ۳-۶-۲-۱ شرکت مشترک |
| ۷۵ | فصل چهارم عملکرد کشورهای نفت‌خیز در توسعه میادین نفت و گاز |
| ۷۵ | مقدمه |
| ۷۵ | ۴-۱ ونزوئلا |
| ۷۶ | ۴-۱-۱ پتروآتانا |
| ۷۷ | ۴-۱-۲ هاماکا |
| ۷۷ | ۴-۱-۳ سینکور |
| ۷۸ | ۴-۲ برزیل |
| ۷۸ | ۴-۳ آنگولا |
| ۸۲ | ۴-۴ نیجریه |
| ۸۳ | ۴-۵ عربستان |
| ۸۳ | ۴-۵-۱ پروژه توسعه میدان قطیف و ابوصفا |
| ۸۴ | ۴-۵-۲ پروژه خورایس |
| ۸۵ | ۴-۶ قطر |
| ۸۶ | ۴-۶-۱ فاز ۱ |
| ۸۷ | ۴-۶-۲ فاز ۲ |
| ۸۸ | ۴-۶-۳ فازهای (۳ و ۴) |
| ۸۹ | جمع‌بندی مطالب بخش اول |
| ۹۱ | بخش دوم ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در ایران |
| ۹۳ | فصل پنجم اکتشاف و توسعه میادین نفت و گاز |
| ۹۳ | مقدمه |

- ۵-۱ از اعطای امتیاز داری تا انعقاد قرارداد کنسرسیوم (۱۳۳۳-۱۲۸۰) ۹۳
- ۵-۱-۱ از داری تا ملی شدن (۱۳۳۰-۱۲۸۰) ۹۳
- ۵-۱-۲ دوره سه‌ساله ملی شدن (۱۳۳۳-۱۳۳۰) ۹۴
- ۵-۲ از انعقاد قرارداد کنسرسیوم تا پیروزی انقلاب اسلامی (۱۳۵۸-۱۳۳۳) ۹۵
- ۵-۲-۱ حوزه عمل کنسرسیوم ۹۵
- ۵-۲-۱-۱ دوره اول (۱۳۵۲-۱۳۳۳) ۹۵
- ۵-۲-۱-۲ دوره دوم (۱۳۵۸-۱۳۵۲) ۹۶
- ۵-۲-۲ حوزه خارج از قرارداد کنسرسیوم ۹۷
- ۵-۲-۲-۱ قراردادهای مشارکت ۹۷
- ۵-۲-۲-۲ قراردادهای پیمانکاری ۱۰۲
- ۵-۲-۲-۳ اقدامات مستقیم شرکت ملی نفت ایران ۱۰۵
- ۵-۳ از پیروزی انقلاب اسلامی تا شروع قراردادهای بیع متقابل (۱۳۷۳-۱۳۵۸) ۱۰۷
- ۵-۳-۱ بهره‌برداری و توسعه میادین نفت‌خیز جنوب ۱۰۸
- ۵-۳-۲ عملیات در خارج از مناطق نفت‌خیز ۱۰۹
- ۵-۴ قرارداد بیع متقابل (۱۳۷۳ تا زمان حاضر) ۱۱۰

فصل ششم نقد و بررسی قانون نفت، نظارت مجلس شورای اسلامی، ساختار شرکت ملی

- نفت ایران ۱۱۳
- ۶-۱ رژیم حقوقی حاکم ۱۱۳
- ۶-۱-۱ قبل از پیروزی انقلاب اسلامی ۱۱۳
- ۶-۱-۲ پس از پیروزی انقلاب اسلامی ۱۱۵
- ۶-۱-۳ انحراف از قانون نفت از طریق مفاد قوانین برنامه و بودجه ۱۱۶
- ۶-۲ محرمانه بودن قراردادهای نفتی ۱۱۸
- ۶-۳ عملکرد مجلس شورای اسلامی در نظارت بر قراردادها ۱۲۰
- ۶-۴ بیع متقابل و تحریم‌های خارجی ۱۲۱
- ۶-۵ مطالعه موردی: عملکرد مجلس کویت در قبال پروژه کویت ۱۲۲
- ۶-۵-۱ تاریخچه ۱۲۲
- ۶-۵-۲ وزارت سعود ناصر الصباح (مارس ۱۹۹۸ - ژانویه ۲۰۰۱) ۱۲۷

| | |
|----------|--|
| ۱۲۸..... | ۶-۵-۳ وزارت عادل الصبیح (۱۴ فوریه ۲۰۰۱ - فوریه ۲۰۰۲) |
| ۱۲۹..... | ۶-۵-۴ وزارت احمد فهد الصباح (فوریه ۲۰۰۲ - جولای ۲۰۰۶) |
| ۱۳۵..... | ۶-۵-۵ وزارت علی الجراح الصباح (جولای ۲۰۰۶ - ژوئن ۲۰۰۷) |
| ۱۳۷..... | ۶-۶ بحثی درباره سازمان شرکت ملی نفت ایران |
| ۱۳۷..... | ۶-۶-۱ یکپارچه‌سازی |
| ۱۴۱..... | ۶-۶-۲ حاکمیت، تصدی و خصوصی‌سازی |
| ۱۴۱..... | ۶-۶-۲-۱ مقدمه |
| ۱۴۲..... | ۶-۶-۲-۲ حاکمیت و تصدی |
| ۱۴۳..... | ۶-۶-۲-۳ شرکت فرعی یک شرکت دولتی |
| ۱۴۴..... | ۶-۶-۲-۴ مطالعه موردی: پالایشگاه‌داری |
| ۱۴۷..... | جمع‌بندی مطالب بخش دوم |

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به وسیله شرکت ملی نفت

ایران (مطالعه موردی: پارس جنوبی) ۱۴۹

| | |
|----------|--|
| ۱۵۱..... | فصل هفتم رویکرد انجام پروژه؛ مفهوم و روش انتخاب |
| ۱۵۱..... | ۷-۱ رویکردهای انجام پروژه |
| ۱۵۳..... | ۷-۱-۱ شکست قراردادی پروژه |
| ۱۵۶..... | ۷-۱-۱-۱ روش متعارف |
| ۱۵۷..... | ۷-۱-۱-۲ روش طرح و ساخت |
| ۱۵۸..... | ۷-۱-۲ روش تأمین سرمایه |
| ۱۵۸..... | ۷-۱-۲-۱ کلیات |
| ۱۵۸..... | ۷-۱-۲-۲ ضمانت بازپرداخت وام؛ پروژه، سازمان وام‌گیرنده و یا شرکت مادر (یا دولت) |
| ۱۶۰..... | ۷-۱-۲-۳ اخذ وام توسط خریدار یا فروشنده |
| ۱۶۱..... | ۷-۱-۲-۴ وام نقدی و وام مشروط (اعتباری) |
| ۱۶۲..... | ۷-۱-۳ روش انتخاب عوامل |
| ۱۶۴..... | ۷-۱-۴ چگونگی پرداخت دستمزد |
| ۱۶۴..... | ۷-۱-۴-۱ جبران هزینه |

| | | | |
|------------|-------|---------|---|
| ۱۶۴ | | ۷-۱-۴-۲ | قیمت مقطوع |
| ۱۶۵ | | ۷-۱-۴-۳ | فهرست بها |
| ۱۶۵ | | ۷-۲ | روش انتخاب رویکرد مناسب برای پروژه |
| ۱۶۹ | | ۷-۳ | رویکرد شرکت ملی نفت ایران در اجرای پروژه‌های بالادستی |
| ۱۷۳ | | | فصل هشتم مطالعه موردی: میدان گازی پارس جنوبی |
| ۱۷۳ | | ۸-۱ | تاریخچه |
| ۱۷۶ | | ۸-۲ | فاز ۱ |
| ۱۷۶ | | ۸-۲-۱ | اهداف طرح و شرح کار |
| ۱۷۷ | | ۸-۲-۲ | شکل‌گیری قرارداد |
| ۱۷۸ | | ۸-۲-۳ | مشخصات قرارداد |
| ۱۷۸ | | ۸-۲-۴ | اجرای قرارداد |
| ۱۸۰ | | ۸-۲-۴-۱ | مشارکت صدرا - سامسونگ |
| ۱۸۱ | | ۸-۲-۴-۲ | مشارکت ایدرو و دایلم |
| ۱۸۲ | | ۸-۳ | فازهای (۲ و ۳) |
| ۱۸۲ | | ۸-۳-۱ | اهداف طرح و شرح کار |
| ۱۸۲ | | ۸-۳-۲ | انعقاد قرارداد |
| ۱۸۲ | | ۸-۳-۳ | مشخصات قرارداد |
| ۱۸۴ | | ۸-۳-۴ | اجرای قرارداد |
| ۱۸۴ | | ۸-۳-۴-۱ | زمان‌بندی |
| ۱۸۵ | | ۸-۳-۴-۲ | قراردادها |
| ۱۸۶ | | ۸-۳-۴-۳ | هزینه‌ها |
| ۱۸۷ | | ۸-۴ | فازهای (۴ و ۵) |
| ۱۸۷ | | ۸-۴-۱ | اهداف طرح و شرح کار |
| ۱۸۸ | | ۸-۴-۲ | انعقاد قرارداد |
| ۱۸۸ | | ۸-۴-۳ | مشخصات قرارداد |
| ۱۸۹ | | ۸-۴-۴ | اجرای قرارداد |
| ۱۸۹ | | ۸-۴-۴-۱ | زمان‌بندی |
| ۱۹۰ | | ۸-۴-۴-۲ | قراردادها |

| | |
|-----|---|
| ۱۹۱ | هزینه‌ها ۸-۴-۴-۳ |
| ۱۹۲ | فازهای (۶، ۷ و ۸) ۸-۵ |
| ۱۹۲ | اهداف طرح و شرح کار ۸-۵-۱ |
| ۱۹۲ | انعقاد قرارداد ۸-۵-۲ |
| ۱۹۳ | مشخصات قرارداد ۸-۵-۳ |
| ۱۹۳ | اجرای قرارداد ۸-۵-۴ |
| ۱۹۳ | زمان‌بندی ۸-۵-۴-۱ |
| ۱۹۴ | قراردادهای ۸-۵-۴-۲ |
| ۱۹۶ | هزینه‌ها ۸-۵-۴-۳ |
| ۱۹۷ | فازهای (۹ و ۱۰) ۸-۶ |
| ۱۹۷ | اهداف طرح و شرح کار ۸-۶-۱ |
| ۱۹۸ | انعقاد قرارداد ۸-۶-۲ |
| ۱۹۸ | قرارداد انجام تأسیسات دریایی، خط لوله و پالایشگاه ۸-۶-۲-۱ |
| ۱۹۹ | قرارداد حفاری ۸-۶-۲-۲ |
| ۲۰۱ | قرارداد اخذ وام ۸-۶-۲-۳ |
| ۲۰۱ | مشخصات قراردادهای پیمانکاری ۸-۶-۳ |
| ۲۰۲ | اجرای قرارداد اصلی ۸-۶-۴ |
| ۲۰۳ | چگونگی پرداخت دستمزد در قرارداد اصلی ۸-۶-۴-۱ |
| ۲۰۵ | فاز ۱۱ ۸-۷ |
| ۲۰۵ | اهداف طرح و شرح کار ۸-۷-۱ |
| ۲۰۶ | انعقاد قرارداد ۸-۷-۲ |
| ۲۰۹ | فاز ۱۲ ۸-۸ |
| ۲۰۹ | اهداف طرح و شرح کار ۸-۸-۱ |
| ۲۱۰ | انعقاد قرارداد ۸-۸-۲ |
| ۲۱۱ | مشخصات قرارداد ۸-۸-۳ |
| ۲۱۱ | اجرای قرارداد ۸-۸-۴ |
| ۲۱۲ | فازهای (۱۳ و ۱۴) ۸-۹ |
| ۲۱۲ | اهداف طرح و شرح کار ۸-۹-۱ |

| | | |
|-----|--|----------|
| ۲۱۳ | انعقاد قرارداد | ۸-۹-۲ |
| ۲۱۶ | فازهای (۱۵ و ۱۶) | ۸-۱۰ |
| ۲۱۶ | اهداف طرح و شرح کار | ۸-۱۰-۱ |
| ۲۱۶ | انعقاد قرارداد | ۸-۱۰-۲ |
| ۲۱۶ | قرارداد انجام تأسیسات دریایی، خط لوله و پالایشگاه | ۸-۱۰-۲-۱ |
| ۲۱۹ | مشخصات قرارداد اصلی | ۸-۱۰-۳ |
| ۲۲۰ | فازهای (۱۷ و ۱۸) | ۸-۱۱ |
| ۲۲۰ | اهداف طرح و شرح کار | ۸-۱۱-۱ |
| ۲۲۰ | انعقاد قرارداد | ۸-۱۱-۲ |
| ۲۲۰ | قرارداد انجام تأسیسات دریایی، خط لوله و پالایشگاه | ۸-۱۱-۲-۱ |
| ۲۲۵ | مشخصات قرارداد اصلی | ۸-۱۱-۳ |
| ۲۲۵ | فازهای (۱۹، ۲۰، ۲۱، ۲۲، ۲۳ و ۲۴) | ۸-۱۲ |
| ۲۲۷ | فصل نهم تحلیل رویکردهای به کار رفته در پارس جنوبی | |
| ۲۲۷ | مقدمه | |
| ۲۲۷ | تحلیل میزان موفقیت فازهای مختلف | ۹-۱ |
| ۲۲۷ | معیارهای موفقیت | ۹-۱-۱ |
| ۲۲۷ | زمان | ۹-۱-۱-۱ |
| ۲۲۸ | هزینه | ۹-۱-۱-۲ |
| ۲۲۹ | کیفیت | ۹-۱-۱-۳ |
| ۲۳۰ | تحلیل موفقیت فازهای مختلف | ۹-۱-۲ |
| ۲۳۰ | مدت عقد قرارداد در فازهای مختلف | ۹-۱-۲-۱ |
| ۲۳۲ | مدت لازم برای نافذ شدن قرارداد در رویکردهای سه گانه | ۹-۱-۲-۲ |
| ۲۳۲ | مدت تأخیر، بسته به رویکردهای سه گانه | ۹-۱-۲-۳ |
| ۲۳۳ | تأثیر رویکرد به کار رفته در هزینه انجام پروژه | ۹-۱-۲-۴ |
| ۲۳۵ | تأثیر رویکرد به کار رفته در افزایش ساخت داخل | ۹-۱-۲-۵ |
| ۲۳۷ | تأثیر رویکرد در ارتقای دانش داخلی | ۹-۱-۲-۶ |
| ۲۳۸ | رویکردهای شرکت ملی نفت ایران | ۹-۲ |
| ۲۳۸ | قرارداد بیع متقابل با شرکتهای خارجی | ۹-۲-۱ |

| | |
|-----|--|
| ۲۳۹ | قرارداد با شرکت پتروپارس |
| ۲۴۱ | قرارداد با پیمانکاران اجرایی |
| ۲۴۲ | نقد رویکردهای سه‌گانه شرکت ملی نفت ایران |
| ۲۴۲ | قرارداد بیع متقابل با شرکت‌های نفتی خارجی |
| ۲۴۲ | ۹-۳-۱-۱ قیمت |
| ۲۴۳ | ۹-۳-۱-۲ عدم اطمینان |
| ۲۴۴ | ۹-۳-۱-۳ از دست دادن توان تأمین سرمایه و اجرای پروژه |
| ۲۴۵ | ۹-۳-۱-۴ طولانی بودن زمان مذاکرات |
| ۲۴۵ | ۹-۳-۲ قرارداد بیع متقابل با شرکت پتروپارس |
| ۲۴۵ | ۹-۳-۲-۱ تأخیر در شروع پروژه |
| ۲۴۵ | ۹-۳-۲-۲ ایجاد اختلاف در سازمان مدیریت پروژه |
| ۲۴۶ | ۹-۳-۲-۳ اختلال در ارتقای دانش در سازمان شرکت نفت |
| ۲۴۷ | ۹-۳-۲-۴ تأخیر در اجرای پروژه |
| ۲۴۷ | ۹-۳-۲-۵ تأخیر در تأمین سرمایه |
| ۲۴۸ | ۹-۳-۳ انعقاد قراردادها با پیمانکاران اجرایی |
| ۲۴۹ | ۹-۳-۳-۱ تأخیر در انعقاد قرارداد اصلی |
| ۲۴۹ | ۹-۳-۳-۲ تأخیر در نافذ شدن قرارداد اصلی |
| ۲۴۹ | ۹-۳-۳-۳ افزایش قیمت قرارداد اصلی |
| ۲۵۰ | ۹-۳-۳-۴ افزایش قیمت قرارداد حفاری |
| ۲۵۱ | ۹-۳-۳-۵ لزوم حضور و نظارت شرکت نفتی به‌عنوان مالک مخزن در عملیات حفاری |
| ۲۵۱ | ۹-۴ دلایل به‌کارگیری این رویکردها و نقد دلایل |
| ۲۵۱ | ۹-۴-۱ قرارداد بیع متقابل با شرکت‌های نفتی خارجی |
| ۲۵۵ | ۹-۴-۲ قرارداد بیع متقابل با شرکت پتروپارس |
| ۲۵۵ | ۹-۴-۲-۱ هدف از تأسیس پتروپارس |
| ۲۵۶ | ۹-۴-۲-۲ ماهیت پتروپارس |
| ۲۵۷ | ۹-۴-۲-۳ نقد |
| ۲۶۲ | ۹-۴-۲-۴ محدودیت توان تأمین سرمایه به شرکت نیکو |
| ۲۶۴ | ۹-۴-۳ قرارداد با پیمانکاران اجرایی |

| | | | |
|-----|-------|---------|---|
| ۲۶۴ | | ۹-۴-۳-۱ | مرور دلایل ذکر شده |
| ۲۶۵ | | ۹-۴-۳-۲ | نقد |
| ۲۶۷ | | ۹-۵ | ویژگی‌های رویکرد مناسب |
| ۲۶۷ | | ۹-۵-۱ | مشابهت پروژه‌ها |
| ۲۶۷ | | ۹-۵-۲ | شرایط محیطی |
| ۲۶۸ | | ۹-۵-۳ | سازمان شرکت مجری پروژه |
| ۲۶۹ | | ۹-۵-۴ | ویژگی‌های رویکرد به کار گرفته شده توسط شرکت‌های توتال و انی |
| ۲۶۹ | | ۹-۵-۴-۱ | پذیرش ریسک مدیریت |
| ۲۷۰ | | ۹-۵-۴-۲ | مدیریت کامل بخش حفاری |
| ۲۷۰ | | ۹-۵-۴-۳ | خرید اقلام مهم در تمامی قسمت‌های پروژه |
| ۲۷۱ | | ۹-۵-۴-۴ | انعقاد قرارداد برای ساخت پالایشگاه |
| ۲۷۱ | | ۹-۵-۴-۵ | تأمین سرمایه به اعتبار شرکت مادر |
| ۲۷۲ | | ۹-۵-۴-۶ | تشکیل شرکت پروژه به عنوان عامل شرکت مادر |
| ۲۷۵ | | | جمع‌بندی مطالب بخش سوم |

پیوست‌ها ۲۷۹

پیوست ۱ مصاحبه‌ها ۲۸۱

| | | | |
|-----|-------|-----|----------------------------------|
| ۲۸۱ | | ۱-۱ | مصاحبه با آقای یدالله احمدیان |
| ۲۸۷ | | ۱-۲ | مصاحبه با آقای محمد شکرخواب |
| ۲۹۲ | | ۱-۳ | مصاحبه با آقای محسن سلیمانی فر |
| ۲۹۴ | | ۱-۴ | مصاحبه با آقای محمد آقایی تبریزی |
| ۳۰۰ | | ۱-۵ | مصاحبه با آقای سید مهدی حسینی |
| ۳۰۳ | | ۱-۶ | مصاحبه با آقای مهدی توکلی |
| ۳۰۵ | | ۱-۷ | مصاحبه با آقای کاوه ملک‌میرزایی |

پیوست ۲ قانون قرارداد بین کشورهای منطقه خلیج فارس و شرکت‌های نفتی درباره

| | | | |
|-----|-------|--|-------------------------------------|
| ۳۱۱ | | | تعیین بهای نفت خام (مصوب ۱۳۵۱/۳/۲۲) |
|-----|-------|--|-------------------------------------|

پیوست ۳ قرارداد بین کشورهای منطقه خلیج فارس و شرکت‌های نفتی درباره تعیین
بهای نفت خام ۳۱۲

پیوست ۴ نمونه ساختار مرسوم شرکت‌های نفتی ۳۱۵

۴-۱ نمونه یک شرکت ملی (دولتی) نفت ۳۱۶

۴-۲ نمونه یک شرکت خصوصی نفت ۳۱۷

منابع و مآخذ ۳۱۷

فهرست جداول

| | | |
|-----------|---|-----|
| جدول ۲-۱ | شرکت‌هایی با بالاترین میزان درآمد در سال ۲۰۰۶ | ۲۲ |
| جدول ۲-۲ | رده‌بندی شرکت‌های نفتی در سال ۲۰۰۴ | ۲۷ |
| جدول ۲-۳ | شکل‌گیری شرکت‌های مهم نفتی در آمریکا | ۳۳ |
| جدول ۲-۴ | توزیع منطقه‌ای رژیم‌های مالی در صنعت نفت | ۴۶ |
| جدول ۲-۵ | پیمانکاران آمریکایی برتر نفتی در اجرای پالایشگاه در سال ۲۰۰۴ | ۵۱ |
| جدول ۲-۶ | پیمانکاران آمریکایی برتر در اجرای خطوط لوله نفت در سال ۲۰۰۴ | ۵۴ |
| جدول ۴-۱ | مشارکت‌های نفتی در نیجریه | ۸۲ |
| جدول ۵-۱ | تولید نفت در ایران | ۹۸ |
| جدول ۵-۲ | مشخصات قراردادهای مشارکت در تولید ایران | ۱۰۰ |
| جدول ۵-۳ | مشخصات قراردادهای پیمانکاری ایران پیش از انقلاب | ۱۰۳ |
| جدول ۵-۴ | عملکرد مناطق نفت‌خیز جنوب بعد از پیروزی انقلاب | ۱۰۸ |
| جدول ۵-۵ | قراردادهای بیع متقابل در بخش بالادستی با شرکت‌های خارجی در برنامه‌های دوم و سوم توسعه | ۱۱۰ |
| جدول ۶-۱ | میادین مهم نفت در کویت | ۱۲۳ |
| جدول ۷-۱ | حالت‌های انجام پروژه | ۱۵۴ |
| جدول ۷-۲ | جمع‌بندی معیارهای معرفی شده در منابع مختلف برای انتخاب روش بهینه انجام پروژه | ۱۶۷ |
| جدول ۸-۱ | مشخصات قرارداد فاز ۱ | ۱۷۸ |
| جدول ۸-۲ | مشخصات قرارداد صدرا - سامسونگ | ۱۸۰ |
| جدول ۸-۳ | نحوه مشارکت صدرا - سامسونگ | ۱۸۱ |
| جدول ۸-۴ | مشخصات قرارداد فازهای (۲ و ۳) | ۱۸۳ |
| جدول ۸-۵ | هزینه سرمایه به تفکیک قسمت‌های مختلف پروژه | ۱۸۶ |
| جدول ۸-۶ | مشخصات قرارداد فازهای (۴ و ۵) | ۱۸۹ |
| جدول ۸-۷ | هزینه سرمایه به تفکیک قسمت‌های مختلف پروژه (طبق قرارداد) | ۱۹۱ |
| جدول ۸-۸ | مشخصات قراردادهای فازهای (۶، ۷ و ۸) | ۱۹۳ |
| جدول ۸-۹ | هزینه سرمایه به تفکیک قسمت‌های مختلف پروژه | ۱۹۶ |
| جدول ۸-۱۰ | مشخصات قرارداد اصلی فازهای (۹ و ۱۰) | ۲۰۲ |

| | | |
|-----------|---|-----|
| جدول ۸-۱۱ | مشخصات قرارداد فاز ۱۲ | ۲۱۱ |
| جدول ۸-۱۲ | مشخصات قرارداد اصلی فازهای (۱۵ و ۱۶) | ۲۲۰ |
| جدول ۸-۱۳ | مشخصات قرارداد اصلی فازهای (۱۷ و ۱۸) | ۲۲۵ |
| جدول ۹-۱ | میزان تولید میعانات و گاز طبیعی از ۵ فاز اول پارس جنوبی | ۲۲۹ |
| جدول ۹-۲ | مقایسه زمان بندی عقد قراردادها در فازهای مختلف | ۲۳۰ |
| جدول ۹-۳ | مقایسه مدت زمان انجام کار در فازهای مختلف | ۲۳۳ |
| جدول ۹-۴ | هزینه انجام پروژه در فازهای مختلف | ۲۳۴ |
| جدول ۹-۵ | مقایسه میزان ساخت داخل در فازهای مختلف | ۲۳۶ |
| جدول ۹-۶ | مقایسه وزنی قسمت‌های مختلف پروژه | ۲۳۷ |
| جدول ۹-۷ | پروژه‌های اجرا شده در بخش پتروشیمی در دوره ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۶ | ۲۵۳ |

فهرست نمودارها

- نمودار ۳-۱ مقایسه ساختار مشارکت یکپارچه (سمت راست) و غیریکپارچه (سمت چپ) ۶۳
- نمودار ۳-۲ ساختار مشارکت شرکتی ۶۴
- نمودار ۳-۳ ساختار تأمین سرمایه پروژه اوسنسا ۶۹
- نمودار ۳-۴ ساختار تأمین سرمایه پروژه گاز سیچوان ۷۰
- نمودار ۶-۱ ساختار شرکت ملی نفت در ابتدای انقلاب اسلامی (وزارت نفت پس از پیروزی انقلاب ایجاد شد) ۱۳۸
- نمودار ۶-۲ ساختار فعلی شرکت‌های چهارگانه زیرمجموعه وزارت نفت ۱۳۸
- نمودار ۶-۳ کلیات ساختار پیشنهادی شرکت ملی نفت ایران ۱۴۰
- نمودار ۶-۴ مقایسه سودآوری دو بخش بالادستی و پایین‌دستی ۱۴۵
- نمودار ۷-۱ ساختار شکست قرارداد در پروژه‌ای شامل سه زیرپروژه ۱۵۵
- نمودار ۸-۱ ساختار قرارداد فاز ۱ ۱۷۹
- نمودار ۸-۲ ساختار داخلی برای توزیع تعهدات بین صدرا - سامسونگ ۱۸۰
- نمودار ۸-۳ زمان‌بندی اجرای مراحل مختلف توسعه فازهای (۲ و ۳) ۱۸۴
- نمودار ۸-۴ ساختار قرارداد فازهای (۲ و ۳) ۱۸۵
- نمودار ۸-۵ زمان‌بندی اجرای مراحل مختلف توسعه فازهای (۴ و ۵) ۱۸۹
- نمودار ۸-۶ ساختار قرارداد فازهای (۴ و ۵) ۱۹۰
- نمودار ۸-۷ ساختار قرارداد فازهای (۶، ۷ و ۸) ۱۹۵
- نمودار ۸-۸ ساختار قرارداد فازهای (۹ و ۱۰) ۲۰۳
- نمودار ۸-۹ روند پرداخت به فروشندگان خارجی ۲۰۴
- نمودار ۸-۱۰ روند پرداخت به پیمانکاران ۲۰۵
- نمودار ۹-۱ مقایسه مطلوبیت قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید از دیدگاه شرکت‌های نفتی ۲۴۳
- نمودار ۹-۲ زمان‌بندی انعقاد قراردادهای بیع متقابل با توجه به تغییرات قیمت نفت (نفت وست تگزاس اینترمدیت) ۲۴۴

فهرست شکل‌ها

- شکل ۱ گزینه‌های پیش روی دولت صاحب نفت برای توسعه مخازن ۳
- شکل ۲-۱ چرخه تولید و مصرف نفت ۱۷
- شکل ۲-۲ عملیات لرزه‌نگاری برای رسم منحنی لایه‌بندی ۱۸
- شکل ۲-۳ نحوه قرارگیری آب، گاز و نفت در مخزن ۱۹
- شکل ۲-۴ نمونه‌ای از گستره جغرافیایی یک شرکت نفتی بین‌المللی (کونوکو فیلیپس) ۲۲
- شکل ۴-۱ موقعیت میدان نفتی اورینکو ۷۶
- شکل ۴-۲ حوزه‌های نفتی در فلات قاره آنگولا ۸۱
- شکل ۴-۳ میادین نفتی خورایس، قطیف و قوار ۸۵
- شکل ۴-۴ میدان گازی پارس جنوبی (در بخش قطر) ۸۶
- شکل ۵-۱ موقعیت حوزه گازی رام (در دریای شمال) ۱۰۷
- شکل ۶-۱ موقعیت میادین شمالی و غربی کویت ۱۲۴
- شکل ۶-۲ ساختار مشارکت‌های تشکیل شده برای اجرای پروژه ۱۲۶
- شکل ۷-۲ وام به اعتبار سازمان وام‌گیرنده ۱۵۹
- شکل ۷-۳ وام به اعتبار پروژه ۱۵۹
- شکل ۷-۴ تأمین مالی با اعتبار پیمانکار ۱۶۰
- شکل ۷-۵ تأمین مالی با اعتبار کارفرما ۱۶۱
- شکل ۷-۶ مقایسه مراحل اخذ وام نقدی و مشروط ۱۶۳
- شکل ۸-۱ چینش بلوک‌های مختلف در بخش ایرانی میدان پارس جنوبی ۱۷۶
- شکل ۹-۱ ساختار کلی قرارداد بیع متقابل با شرکت‌های نفتی خارجی ۲۳۹
- شکل ۹-۲ ساختار رویکرد انجام پروژه در حالت قرارداد با شرکت پتروپارس ۲۴۱
- شکل ۹-۳ ساختار کلی قرارداد در فازهای (۹ و ۱۰) و ۲۴۲
- شکل ۹-۴ ساختار سلسله‌مراتبی ریسک پروژه توسعه یک میدان نفتی ۲۶۹

سخن ناشر

کتاب حاضر، پژوهشی درزمینه تجربیات ایران در انجام پروژه‌های بالادستی نفت و گاز است که بسیاری از مسائل حقوقی موجود درزمینه نفت و گاز و عملکرد دولت‌ها در طول صد سال اخیر را دراین‌باره بررسی می‌کند. از مباحث حقوقی مطرح شده در این نوشتار می‌توان به بررسی رژیم حقوقی مالکیت بر منابع نفت و گاز در فصل اول و بررسی مشارکت‌های مدنی و تجاری در فصل سوم اشاره کرد. افزون بر آن اطلاعات سودمندی هم درزمینه پروژه‌های بالادستی نفت، شرکت‌های ملی و بین‌المللی نفت، قراردادهای نفت و گاز و تاریخچه توسعه میادین نفت و گاز در کشورمان برای استفاده پژوهشگران و علاقه‌مندان ارائه شده است.

شاید مهم‌ترین بحث ارائه شده در این کتاب مربوط به ساختار قانونی بهره‌برداری از ذخایر نفت و گاز ایران باشد. هرچند اصل چهل‌وپنجم قانون اساسی جمهوری اسلامی ایران ثروت‌های عمومی و معادن را در اختیار دولت قرار داده و تأکید کرده است که این منابع باید در چارچوب مصالح عامه و به ترتیبی که قانون معین می‌کند مورد بهره‌برداری قرار گیرند و اصل هفتادوهفتم تصویب قراردادهای بین‌المللی را حوزه اختیارات مجلس شورای اسلامی دانسته است، ولی اجرای این دو اصل قانون اساسی با توجه به ساختار انعقاد قرارداد و هزینه‌کرد درآمدهای حاصله محل خدشه فراوان است. نبود یک نظام مشخص در تعیین رابطه مالی شرکت نفت و دولت به دلیل فقدان اساسنامه مصوب شرکت نفت سبب شده تا در عمل دولت‌ها با اخذ مجوزهای مقطعی از جمله در ذیل تبصره‌های ماده واحده بودجه و یا اصلاح قانون برنامه و یا متمم‌های بودجه دراین‌باره اقدام نمایند. قانون نفت (مصوب سال ۱۳۶۶) نیز نیازهای اصل چهل‌وپنجم قانون اساسی درزمینه برقراری حاکمیت ملت بر منابع نفت و گاز و اصل هفتادوهفتم درخصوص چگونگی تدوین

و تصویب قراردادهای بین‌المللی را در این زمینه تأمین نمی‌کند. در همین راستا و برای اجرای اصول مهم و تاریخی یاد شده بازنگری سریع قانون نفت و تصویب اساسنامه شرکت نفت ضروری است. در این خصوص لازم است ابتدا چارچوب‌های قراردادی میان شرکت ملی نفت ایران با شرکت‌های خارجی در زمینه اکتشاف، استخراج و فروش به‌روشنی مشخص شود. همچنین شروط مربوط به چگونگی حل اختلاف و مواردی که نیازمند تصویب مجلس در راستای اصل یکصدوسی‌ونهم قانون اساسی است، در این قانون پیش‌بینی گردد. در همین راستا لازم است اساسنامه شرکت ملی نفت ایران هرچه زودتر با در نظر گرفتن رویکردهای قانون نفت در مجلس شورای اسلامی بررسی و تصویب گردد. این اساسنامه بر پایه ماده (۴) قانون نفت (مصوب سال ۱۳۶۶) قرار بود ظرف مدت یک سال از تاریخ تصویب این قانون از سوی وزارت نفت تدوین و برای تصویب به مجلس تقدیم شود، که از آن زمان تاکنون مجلس در انتظار به سر می‌برد و دولت‌ها هم با وعده این دوران را طی کرده‌اند! همچنین ذکر روشن و شفاف مسئولیت‌های هیئت‌مدیره، مدیرعامل و وزیر نفت و دیگر نیازهای مربوط به یک شرکت عظیم نفتی، همچون شرکت ملی نفت ایران در این اساسنامه، از ضرورت‌های اصلی است.

اهمیت این موضوع، خود انتشار این کتاب را به‌درستی توجیه می‌کند و مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی امیدوار است شروع این حرکت، زمینه‌های اصلاح بنیادین قوانین موجود و تنظیم قوانین جدید مرتبط با حوزه نفت و گاز را فراهم آورد. مرکز پژوهش‌ها از نقد و نظر اساتید و صاحب‌نظران محترم در این زمینه استقبال می‌کند.

دکتر بهزاد پورسید

معاون پژوهشی مرکز

مقدمه

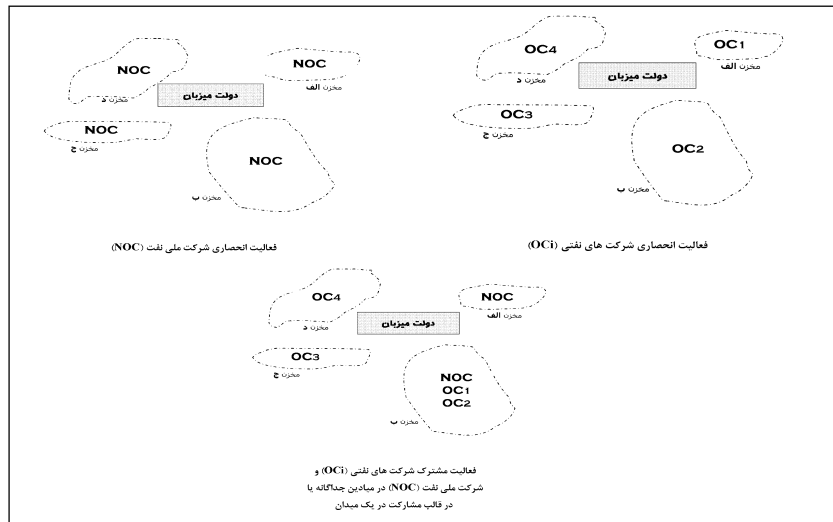
پس از کشف نفت در قرن نوزدهم میلادی، مسئله تولید نفت در سطح تجاری در قرن بیستم به صورت جدی در جهان مطرح شد. به تدریج شرکت‌های بزرگ نفتی آن زمان (بازماندگان استاندارد اوپل و همچنین شل و بی.پی، معروف به ۷ خواهران) قراردادهایی با دولت‌های صاحب نفت منعقد کردند. بر مبنای این قراردادها یا به عبارت صحیح‌تر این امتیازها، شرکت‌های نفتی در صورت کشف مخازن، مالکیت آنها را به دست می‌آوردند و در مقابل متعهد می‌شدند که پس از به تولید رساندن آنها، نفت تولیدی را به فروش رسانده و مبلغی با عناوینی چون بهره مالکانه و مالیات به دولت میزبان بپردازند. بعدها در نیمه دوم قرن بیستم با انعقاد قراردادهای مشارکت در تولید دولت‌ها علاوه بر بهره مالکانه درصدی از نفت تولیدی را نیز به مالکیت خود درآوردند.

از سوی دیگر در نیمه اول قرن بیستم، در برخی از کشورهای اروپایی مانند فرانسه و ایتالیا و در آمریکای جنوبی در کشورهایی چون مکزیک و آرژانتین، دولت‌ها برای شکستن انحصار شرکت‌های خارجی به تأسیس شرکت‌های نفتی با عنوان شرکت‌های ملی نفت اقدام کردند. در نیمه دوم قرن بیستم این حرکت در خاورمیانه و دیگر نقاط جهان نیز با تأسیس شرکت‌های جدید توسط دولت‌ها و یا خرید شرکت‌های نفتی خارجی آغاز شد.

با توجه به این سابقه می‌توان گفت که امروزه دولت‌ها از دو راه از مخازن نفتی خود بهره‌برداری می‌کنند که عبارت‌اند از:

۱) اعطای امتیازات و اخذ بهره مالکانه و مالیات از شرکت‌های نفتی: این روش به ویژه توسط دولت انگلستان در دریای شمال به چشم می‌خورد. (شکل ۱، سمت راست)

۲) به کارگیری شرکت‌های ملی نفت: مثالی از اعمال کامل این روش عملکرد دولت عربستان در به کارگیری شرکت ملی نفت عربستان، سعودی آرامکو، در توسعه میادین این کشور به صورت انحصاری است. (شکل ۱، سمت چپ)



(NOC=National Oil Company, OC=Oil Company)

شکل ۱ گزینه‌های پیش روی دولت صاحب نفت برای توسعه مخازن

در بیشتر کشورها ترکیبی از این دو حالت به چشم می‌خورد. بدین صورت که امتیاز تعدادی از میادین به شرکت‌های خارجی و امتیاز تعدادی دیگر به شرکت ملی نفت متعلق به دولت میزبان واگذار می‌شود. علاوه بر این ممکن است که امتیاز یک میدان به مشارکت شرکت‌های نفتی خارجی و شرکت ملی نفت واگذار شود. (شکل ۱، پایین)

اینکه دولتی درباره بهره‌برداری از منابع نفتی خود چه راه حلی را برگزیند به عوامل متعددی بستگی دارد و در رشته‌های مختلف از جهات گوناگون قابل بررسی است، ولی در هریک از ساختارهای گفته شده که دولت میزبان انتخاب می‌کند، در نهایت، یک شرکت نفتی – چه از نوع ملی چه غیر آن – اجرای پروژه توسعه میدان را برعهده می‌گیرد. موفقیت‌آمیز بودن چنین پروژه‌های توسط شرکت نفتی مزبور همانند هر پروژه دیگری

مستلزم به‌کارگیری رویکرد مناسب است. شناخت رویکرد مناسب انجام پروژه و ارائه معیارها یا مدل‌های تصمیم‌گیری برای انتخاب رویکرد مناسب از مباحث محوری در گرایش مهندسی مدیریت و ساخت در رشته مهندسی عمران است.

در این کتاب سعی شده ضمن شرح دو مفهوم ساختار انجام پروژه و رویکرد انجام پروژه‌های نفتی به بررسی دقیق شرایط اجرای پروژه‌ها و بهره‌برداری از منابع نفت و گاز در کشورمان — ایران — پرداخته شود. همچنین فضای عملکرد شرکت ملی نفت ایران — بازیگر اصلی این میدان — و فرصت‌ها و تهدیدهای پیش روی آن بررسی شده است. بدین‌منظور در بخش اول (فصول اول تا چهارم) ساختار انجام پروژه‌های نفتی در جهان بررسی، و در بخش دوم (فصول پنجم و ششم) ساختار انجام پروژه‌های نفتی در ایران و نقش شرکت ملی نفت ایران نقد و بررسی شده است. در بخش سوم (فصول هفتم تا نهم) نیز پس از معرفی مفهوم رویکرد انجام پروژه و ضمن مطالعه موردی طرح توسعه میدان گازی پارس جنوبی پیشنهادهایی برای اتخاذ رویکردهای مناسب ارائه شده است. لازم است از همه کسانی که با ارائه نظراتشان اینجانب را در تهیه این اثر مورد لطف قرار داده‌اند تشکر کنم. به‌ویژه از آقایان سیدمحمود کاشانی، محمدحامد امام‌جمعه‌زاده و تهماسب مظاهری تشکر می‌نمایم. از دوستان خوبم محمود سحابی، امیرفرزان فاضلیان، مجید پرچمی، غلامرضا شاهرضا و رضا بیات به‌خاطر کمک‌هایشان تشکر می‌کنم. از مرکز پژوهش‌های مجلس به‌ویژه آقای دکتر بهزاد پورسید، معاون پژوهشی مرکز، آقای مهندس محمدرضا محمدخانی، مدیر دفتر مطالعات انرژی، صنایع و معادن، آقای عبدالرضا فاضلی، مدیر دفتر فصلنامه مجلس و پژوهش و از خانم‌ها فیاضی، عطاردی و ثانوی که زحمت ویرایش، مقابله‌خوانی و صفحه‌آرایی این اثر را متحمل شدند تشکر می‌کنم.

بی‌تردید اظهارنظرهای سازنده خوانندگان و اساتید محترم می‌تواند در غنای بیشتر این اثر مؤثر واقع شود. لطفاً نظرات خود را در این زمینه به آدرس پست الکترونیکی sadegh_kashani@yahoo.com ارسال فرمایید.

بخش اول

ساختار انجام پروژه‌های
بالادستی در جهان

فصل اول رژیم حقوقی مالکیت بر منابع نفت و گاز

مقدمه

حقوق دانان اموال را به دلیل ارتباط اشخاص با آنها به دو گروه کلی تقسیم کرده‌اند: (۱) اموالی که مالک خاص ندارند؛ (۲) اموالی که مالک آنها به صورت خاص مشخص است. مالک خاص اموال ممکن است شخص حقیقی یا حقوقی یا دولت باشد. با استنباط از مواد (۲۳ تا ۲۸) قانون مدنی، اموال فاقد مالک خاص را به سه دسته مشترکات عمومی، مباحات و مجهول‌المالک تقسیم کرده‌اند.^{۱ و ۲}

- مشترکات عمومی به دلیل اینکه به عموم تعلق دارند فاقد مالک خاص هستند.
- مباحات به کل فاقد مالک خاص هستند و تملک آنها در نتیجه عمل حقوقی حیازت محقق می‌شود.
- اموال مجهول‌المالک که قبلاً دارای مالک خاص بوده‌اند، ولی فعلاً مالک آنها مجهول است.

درباره معادن نفت و گاز در فقه اسلامی و رژیم‌های حقوقی مختلف دو نظریه وجود دارد. بنابر یک نظر مالک معادن نفت و گاز مشخص است. طرف‌داران این نظریه در فقه اسلامی معادن را جزء انفال دانسته و در مالکیت امام معصوم (ع) می‌دانند. در برخی نظام‌های غربی چون انگلستان و نروژ، مالکیت معادن را از آن ملکه یا پادشاه دانسته‌اند. در برخی از نظام‌ها مالکیت را از آن دولت یا حکومت دانسته‌اند. در تمامی این نظریه‌ها معادن در ملکیت فرد یا نهادی است که صلاحیت حاکمیت بر جامعه را دارد.

۱. سیدجلال‌الدین، مدنی، حقوق مدنی، جلد ۱، چاپ اول، پایدار، تیرماه ۱۳۸۲، ص ۲۰۶.
۲. ناصر کاتوزیان، دوره مقدماتی حقوق مدنی، اموال و مالکیت، چاپ هفتم، میزان، زمستان ۱۳۸۲، ص ۶۴.

بنابر نظر دیگر، معادن نفت و گاز در زمره مباحات بوده و هرکس آنها را طبق مقررات مشخصی استخراج کند (حیازت) مالک آنهاست. در ذیل به بررسی تفصیلی مطالب گفته شده در فقه اسلامی و حقوق کشورهای غربی پرداخته می‌شود.

۱-۱ فقه اسلامی

در فقه اسلامی معادن به دو دسته معادن ظاهری و باطنی تقسیم می‌شوند. معادن ظاهری معادنی هستند که استفاده از آنها به عملیات حفاری و استخراج نیاز ندارد (معادن نمک). معادن باطنی، معادنی هستند که در اعماق زمین قرار دارند و استفاده از آنها نیازمند عملیات خاص استخراج است. بنابر یک نظر معادن مانند انفال بوده و متعلق به امام معصوم (ع) هستند و بنابر نظر دیگر معادن جزء مباحات بوده و تمام مردم در آن شریک‌اند. عده‌ای از فقها در تقسیم‌بندی خود میان معادن ظاهری و باطنی تفاوت قائل شده و برای هر یک حکم جداگانه‌ای داده‌اند. تفصیل موضوع به شرح ذیل است.

۱-۱-۱ معادن جز، مباحات

فقهایی مانند محقق حلی، علامه حلی و شهید اول از طرفداران عدم شمول انفال بر معادن هستند.

محقق حلی در کتاب *شرایع الاسلام*، انفال را چنین ذکر می‌کند: «زمینی که بدون جنگ در اختیار مسلمانان قرار گرفته باشد، اراضی موات، ساحل دریاها، قله کوه‌ها، دره‌ها و نیزارها، اموال اختصاصی سلاطین کفر که در جنگ به دست مسلمین می‌رسد، هر آنچه از غنیمت که امام اراده کند بدون اجحاف و غنیمتی که بدون اذن امام در جنگ گرفته شود.»^۱ وی در ادامه هنگامی که به بحث معادن می‌رسد تنها به نظر دیگر اشاره می‌کند و می‌گوید: «برخی از فقهای امامیه معادن را از جمله انفال دانسته و متعلق به امام (ع) می‌دانند. بنابر این نظر، احیای معادن بدون اذن امام (ع) مُمَلَّک نیست.»^۲ محقق حلی در

۱. محقق حلی، *شرایع الاسلام فی مسائل الحرام والحلال*، کتاب الخمس، تهران، استقلال، ۱۴۰۹ ق، ص ۱۳۷.

۲. محقق حلی، همان، ص ۷۹۶.

بخش اول ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در جهان ۱۱

ادامه کتاب *شرايع الاسلام* همانند ديگر فقها به دليل بحث احياي موات به بحث معادن نيز مي پردازد. وي معادن ظاهري را از جمله مباحاتي دانسته كه قابل احيا و تملك نيست، بنا بر اين از جمله مشتركات و اموال عمومي است و هر كس به قدر نياز خود از آن استفاده مي كند، اما درباره معادن باطني، مانند نفت و گاز، عقیده دارد كه اين گروه از معادن به سبب احيا به ملكيت درمي آيند. يعني هر كسي كه موفق به استخراج از معدن شود، مالك آن است. همچنين اگر كسي به سبب احيا مالك زميني شود بر معادن موجود در آن نيز ملكيت خواهد داشت.^۱

علامه حلي در كتاب *قواعد الاحكام* علاوه بر آنچه كه اشاره شد، ارث بدون وارث را نيز جزء انفال دانسته است.^۲

شهيد اول بنا بر آنچه در كتاب *المعة* مي نويسد، معادن را جزء انفال نمي داند. وي بلافاصله پس از ذكر انواع انفال مي گويد: «و اما در معادن همه مردم علي السويه سهم دارند».^۳

۲-۱-۱ معادن جزء انفال

فقهائى متقدمى چون شيخ مفيد، شيخ طوسى و كلينى معادن را مطلقاً در زمره انفال مي دانند.^۴ در ميان فقهائى معاصر كسانى چون امام خمينى (ره) و آيت الله سيستاني معادن را جزء انفال دانسته اند. امام خمينى (ره) در *تحرير الوسيلة* علاوه بر مواردى كه در ذكر انفال به آنها اشاره مي شود، معادنى را كه مالك خاص ندارند به تبعيت از زمين يا به سبب احيا جزء انفال دانسته است.^۵ آيت الله سيستاني نيز در كتاب *منهاج الصالحين* درباره معادن چنين مي گويد: «ظاهر اين است كه معادن در زمره انفال هستند، ولي استخراج كننده پس از پرداخت خمس مقدار استخراج شده، به نحوى كه شرح داده مي شود، مالك مابقي مي باشد».^۶

۱. همان.

۲. علامه حلي، *قواعد الاحكام*، جلد ۱، مؤسسه النشر الاسلامي، قم، ۱۴۱۳ ق، ص ۳۶۴.

۳. شهيد اول، *المعة الدمشقيه*، ترجمه و تبیین محسن غرويان و علی شیروانی، جلد ۱، قم، ۱۳۸۲، ص ۱۰۱.

۴. شيخ محمدحسن نجفي، *جواهر الكلام*، دارالكتب الاسلاميه، ج ۱۶، تهران، ۱۳۷۳ ق، ص ۱۹۰.

۵. امام خمينى، *تحرير الوسيلة*، النجف الاشرف، مطبعة الاداب، جلد ۱، ۱۳۹۰ ق، ص ۳۶۹.

۶. سيدعلی سيستاني، *منهاج الصالحين*، جلد ۳، مکتب آيت الله العظمی السيد السيستاني، قم، ۱۴۱۷ ق، چاپ پنجم، ص ۳۸۶.

با وجود این ظاهر این گونه است که تمام انفال در زمان غیبت امام معصوم (ع) بر شیعیان مباح است.^۱ بدین معنی که همه مردم حق دارند از این اموال بهره‌برداری کنند. مثلاً سواحل دریاها که جزء انفال هستند قابلیت اختصاص به کسی را ندارند و همه می‌توانند از آنها بهره‌برداری کنند. با وجود این درباره برخی از انفال مانند اراضی موات و معادن، افراد در صورتی که موفق به حیات این گونه مباحات شوند، این اموال به مالکیت آنها درمی‌آید. چگونگی حیات برای مباحات مختلف از سوی مالکین اولیه آنها یعنی ائمه اطهار (ع) تعیین و در کتب فقهی در بخش احیای موات بحث شده است. بنا بر آنچه که گفته شد نتیجه عملی هر دو نظر در زمان غیبت یکسان است و هر کس که معدنی را به بهره‌برداری برساند مالک آن است. البته بنا بر تئوری حکومت اسلامی، ولی فقیه به نیابت از امام معصوم (ع) در زمان غیبت کنترل انفال را برعهده دارد و برای بهره‌برداری از آنها ضوابط و مقرراتی را در قالب قوانین وضع می‌کند.^۲

۱-۲ حقوق کشورهای غربی

در غرب دو نظریه متفاوت درباره معادن، از جمله نفت، وجود دارد. نخست نظریه مبتنی بر قاعده حقوق رم که به موجب آن مالک زمین در عین حال مالک زیر و فراز آن به حساب می‌آید. این نظریه از طریق انگلستان به آمریکا رفته و در آن کشور رایج شده است. نظریه دوم پس از قانون معادن ناپلئون از سال ۱۸۱۰ در اروپا قبول شد و به موجب آن معادن زیرزمینی متعلق به دولت است. در انگلستان لااقل از سال ۱۹۳۴ که قانون نفت آن کشور به تصویب رسیده، اصل تعلق معادن نفت به دولت به رسمیت شناخته شده است.^۳

نظریه اول عملاً فقط در برخی کشورها مانند آمریکا تحقق یافت، در دیگر کشورهای جهان مالکیت اولیه دولت‌ها بر منابع زیرزمینی قطعی است و به‌عنوان قاعده‌ای کلی

۱. سیدابوالحسن اصفهانی، *وسيلة النجاة*، جلد ۱، قم، ۱۳۹۳ ق.

۲. اصل ۴۵ قانون اساسی جمهوری اسلامی ایران: «انفال و ثروت‌های عمومی از قبیل ... در اختیار حکومت اسلامی است تا برطبق مصالح عامه نسبت به آنها عمل نماید. تفصیل و ترتیب استفاده از هریک را قانون معین می‌کند».

۳. محمدعلی موحد، *نفت ما و مسائل حقوقی آن*، خوارزمی، چاپ سوم، مرداد ۱۳۵۷، ص ۲۱۳.

بخش اول ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در جهان ۱۳

(به‌استثنای مخازن واقع در خشکی در ایالات متحده آمریکا) منابع طبیعی زیرزمینی در مالکیت دولت‌هاست.^۱

۱-۳ موضوع قوانین در کشورهای مختلف

۱-۳-۱ قانون اساسی

در کشورهای مختلف، در قوانین اساسی بیشتر درباره مالکیت منابع طبیعی موضع‌گیری شده است. در سطح قانون اساسی موضع کلی کشور در انتخاب یکی از این دو نظریه بیان می‌شود و تفصیل مطلب به قوانین خاص که بیشتر با عنوان قانون نفت (در کشورهای نفت‌خیز) شناخته می‌شود واگذار می‌گردد. برای مثال در ذیل به اصولی از قوانین اساسی برخی از کشورها اشاره می‌شود:

- اصل ۲۱ قانون اساسی کویت: تمام منابع طبیعی در مالکیت دولت است و دولت با در نظر گرفتن شرایط کشور و اقتصاد ملی به بهره‌برداری از آنها اقدام می‌کند.^۲

- اصل ۱۵۲ قانون اساسی کویت: هیچ‌گونه بهره‌برداری از منابع طبیعی مجاز نیست، مگر به موجب قانون و در مدت محدود و ...^۳

- اصل ۱۴ قانون اساسی عربستان (مصوب مارس ۱۹۹۲): تمام منابع خدادادی، خواه در زیر یا بر روی زمین یا در آب‌های مرزی و در قلمروهای زمینی یا دریایی تحت کنترل دولت، مطابق تعریف قانون، جزء دارایی دولت هستند. بهره‌برداری از این منابع براساس قوانینی که با رعایت مصالح دولت و امنیت ملی به تصویب رسیده‌اند صورت می‌گیرد.^۴

1. As a General Rule (Except in the U.S. Onshore) Subsoil Natural Resources are the Property of State. Babusiaux, Favennec, Bert-rouzaut and Guirauden "Oil and Gas Exploration and Production Reserves, Costs, Contracts", Edition Technip, June 2004, ISBN: 2710808404, p. 179.

۲. الثروات الطبيعية جميعها و مواردها كافة ملك الدولة تقوم علي حفظها و حسن استغلالها بمراعاة مقتضيات أمن الدولة و اقتصادها الوطني.

۳. كل التزام باستثمار مورد من موارد الثروة الطبيعية أو مرفق من المرافق العامة لا يكون إلا بقانون ولزمن محدود، و تكفل الإجراءات التمهيدية تيسير أعمال البحث و الكشف و تحقيق العلانية والمنافسة.

۴. جميع الثروات التي أودعها الله في باطن الأرض أو في ظاهرها أو في المياه الإقليمية أو في النطاق البري و البحري الذي يمتد إليه اختصاص الدولة و جميع موارد تلك الثروات ملك للدولة وفقاً لما يبينه النظام. و يبين النظام وسائل استغلال هذه الثروات و حمايتها و تنميتها لما فيه مصلحة الدولة و أمنها و اقتصادها.

- اصل ۱۵ قانون اساسی عربستان (مصوب مارس ۱۹۹۲): هیچ امتیازی اعطا نمی‌شود و هیچ منبع ملی بهره‌برداری نمی‌شود، مگر به موجب قانون.
- ماده (۲۹) قانون اساسی قطر (مصوب سال ۲۰۰۳): منابع طبیعی متعلق به دولت بوده که طبق قوانین به بهره‌برداری از آنها اقدام می‌کند.^۱

۲-۳-۱ قانون نفت

روشی که دولت‌ها برای توسعه میادین نفتی خود در پیش می‌گیرند، در قوانین نفتی هر کشور تعیین می‌شود. برای فهم بهتر موضوع، عملکرد چند کشور در تدوین قانون نفت و تنظیم رژیم بهره‌برداری از مخازن بررسی می‌شود. این دو مثال به خوبی نشان می‌دهد که چگونه کشورها بهره‌برداری از ذخایر نفت و گاز خویش را با وضع قانون نفت قانونمند کرده‌اند.

۱-۳-۲-۱ انگلستان^۲

طبق قانون نفت سال ۱۹۳۴^۳ دولت انگلستان به ملکه حق مالکیت بر منابع موجود در خشکی را اعطا کرد. طبق این قانون چنین مقرر شد: «مالکیت بر نفت در داخل مخزن در انگلستان به موجب این قانون به ملکه اعطا می‌شود».^۴
قانون نفت فلات قاره سال ۱۹۶۴^۵ مفاد قانون نفت سال ۱۹۳۴ را به منابع موجود در فلات قاره تسری داد. این قانون حاوی بندهای نمونه برای امتیازات اکتشاف و تولید بود. در دور چهارم اعطای امتیازات (سال ۱۹۷۰) هنوز خبری از شرکت نفت دولتی نبود. با تصویب قانون نفت و خطوط لوله زیردریایی در سال ۱۹۷۵^۶ شرکت ملی نفت انگلستان^۷

۱. الثروات الطبيعية و مواردها ملك للدولة. تقوم علي حفظها و حسن استغلالها وفقا لاحكام القانون.

2. Kemp, A G, "Development of UK Policy Towards Oil and Gas and Their Effects", Carins, William. J. "North Sea Oil and the Environment Developing Oil and Gas Resources, Environmental Impacts and Responses" Elsevier Science Publishers Ltd, 1992, p. 93.

3. PETROLEUM ACT Of, 1934.

4. The Property in Petroleum Existing in its Natural Condition in Strata in Great Britain is Hereby Vested in (Her) Majesty.

5. Continental Shelf Act of, 1964.

6. Petroleum And Submarine Pipeline Act of 1975.

7. British National Oil Corporation (Bnoc).

بخش اول ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در جهان ۱۵

با هدف تأمین کنترل مستقیم بر عملیات توسعه مخازن دریای شمال تأسیس شد. در نتیجه در دور پنجم (۱۹۷۶ الی ۱۹۷۷) اعطای امتیازات، در تمام موارد، ۵۱ درصد امتیاز به شرکت ملی نفت انگلستان داده شد. در دور ششم اعطای امتیازات نیز (۱۹۷۸ الی ۱۹۷۹) حداقل ۵۱ درصد سهم به شرکت ملی نفت انگلستان داده شد. در دور هفتم (۱۹۸۰ الی ۱۹۸۱) اعطای امتیازات، رویه اعطای ۵۱ درصد به شرکت ملی نفت انگلستان کنار گذارده شد و این شرکت نیز وادار شد که همچون دیگران وارد رقابت برای اخذ امتیازات شود، ولی همچنان به دلیل تأمین انرژی برای انگلستان حق انحصاری این شرکت در خرید ۵۰ درصد نفت تولیدی به قیمت بازار محفوظ ماند. این دور از اعطای امتیازات با افزایش قیمت نفت به ۴۰ دلار در هر بشکه هم‌زمان بود. در این دور بسیاری از شرکت‌های کوچک نفتی و حتی شرکت‌های غیرنفتی همچون شرکت‌های بیمه وارد این بازار شدند.

۲-۳-۱ لیبی^۱

در لیبی بنابر فرمان پادشاه،^۲ که در زمان اشغال کشور توسط ایتالیا صادر شد، مالکیت منابع طبیعی به دولت اعطا شد. قانون معادن^۳ به شماره ۹ مصوب سال ۱۹۵۳ در ماده (۱) خود چنین مقرر کرد:

«تمام مواد معدنی در لیبی در مالکیت پادشاهی لیبی است» در ماده دیگری چنین مقرر شد: «هیچ‌کس حق اکتشاف و استخراج مواد معدنی بدون اجازه دولت یا امتیاز اعطا شده طبق این قانون را ندارد».

دو سال بعد قانون نفت^۴ به شماره ۲۵ در سال ۱۹۵۵ به تصویب رسید. بنابر ماده (۱) این قانون تمام منابع نفتی موجود در لیبی تا زمانی که در مخزن قرار دارد متعلق به دولت لیبی است.^۵ از مسائلی که در این قانون مدنظر قرار گرفت بحث تشخیص

1. Anis-al Qasem, *Principles of Petroleum Legislation: The Case of a Developing Country*, Graham & Trotman Limited, 1985.

۲. شماره ۴۵ در تاریخ ۴ ژانویه ۱۹۲۰.

3. Mineral Law

4. Petroleum Law

5. All Petroleum in Libya in Its Natural State in Strata is the Property of the Libyan State.

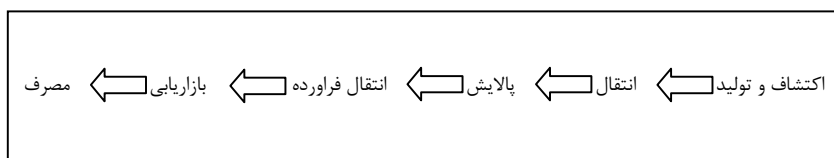
صلاحیت شرکت‌های طرف قرارداد است. در ماده (۵) به مواردی مانند سوابق طرف قرارداد در پروژه‌های مشابه، ظرفیت اجرایی و مالی برای اجرای پروژه و ... اشاره شده است.

در سال ۱۹۶۳ قانون شماره ۶ تصویب شد. طبق قانون تشکیلات جدیدی به نام شورای عالی نفت تشکیل شد. بنابر قانون تأسیس، دولت مکلف شد برخی از تصمیمات مهم را به تصویب این شورا برساند. بعد از انقلاب اول سپتامبر ۱۹۶۹ این شورا به موجب قانون شماره ۱۷ مصوب سال ۱۹۷۰ منحل و اختیارات آن به وزیر منتقل شد.

فصل دوم صنعت نفت و گاز، دولت‌ها، شرکت‌های نفتی و پیمانکاران

۲-۱ چرخه تولید و مصرف نفت (صنعت نفت)

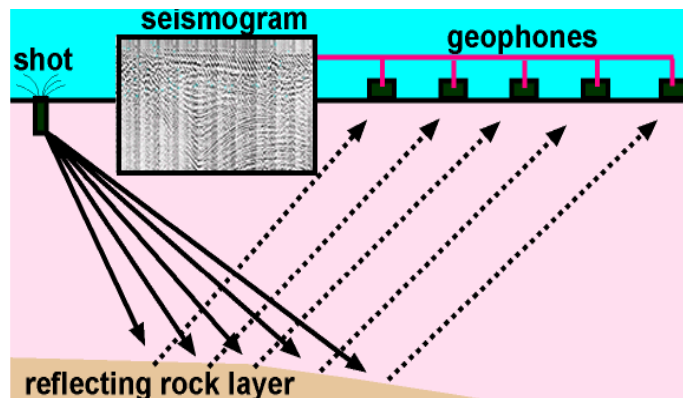
امروزه برای آنکه فراورده‌ای نفتی مانند بنزین به دست مصرف‌کننده برسد راهی طولانی طی می‌شود. اولین مرحله، اکتشاف میادین نفتی، پس از آن عملیات توسعه و استخراج نفت، سپس انتقال نفت از سر چاه به پالایشگاه، پالایش نفت، انتقال فراورده از طریق کشتی یا خط لوله به محل مصرف، بازاریابی و رساندن نفت به دست مصرف‌کننده است. در اصطلاح به اکتشاف و توسعه میادین نفت و گاز عملیات بالادستی و به فراوری و انتقال آن عملیات پایین‌دستی می‌گویند.



شکل ۲-۱ چرخه تولید و مصرف نفت

۲-۱-۱ اکتشاف

روشی که زمین‌شناسان نفتی، به وجود نفت پی می‌برند غیرمستقیم است و تا حفر چاه اکتشافی و رسیدن به نفت نمی‌توان از وجود آن اطمینان حاصل کرد. روش اصلی برای اکتشاف روش لرزه‌نگاری است.



شکل ۲-۲ عملیات لرزه‌نگاری برای رسم منحنی لایه‌بندی

پس از به‌دست آوردن منحنی‌های لایه‌بندی و پیدا کردن طاق‌دیس‌های نفوذناپذیر که احتمال محبوس شدن نفت و گاز در آنها وجود دارد، باید چاه‌های اکتشافی حفر شوند. با حفر این چاه‌ها وجود مخزن مشخص می‌شود.

مرحله بعدی تعیین ابعاد و مشخصات محتویات مخزن است. براساس داده‌های به‌دست آمده از چاه‌های اکتشافی و مطالعات لرزه‌نگاری، مخزن مدل‌سازی می‌شود. براساس مدل نسبت به تعداد چاه‌ها و محل حفر آنها و میزان برداشت از آنها تصمیم‌گیری می‌شود.

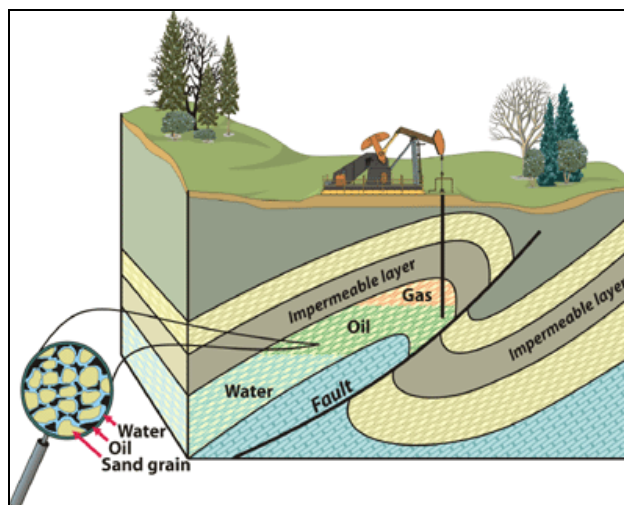
۲-۱-۲ استخراج

پس از حفر چاه و اصابت به مخزن، به‌دلیل فشار زیاد، جریان نفت به‌سوی دهانه چاه هدایت می‌شود. این مرحله از استخراج که عامل آن فشار داخل مخزن است به‌باز یافت اولیه نفت مرسوم است. با افزایش تولید و کاهش فشار، سرعت تولید کاهش می‌یابد تا اینکه فشار به‌حدی می‌رسد که دیگر نفت از چاه خارج نمی‌شود. در این مرحله ممکن است ۳۰ تا ۵۰ درصد کل نفت مخزن استخراج شده باشد.

در مرحله بعدی برای افزایش فشار در مخزن از روش‌های گوناگونی استفاده می‌شود. سیلاب‌زنی آبی و تزریق گاز از جمله این روش‌ها هستند. در روش سیلاب‌زنی

بخش اول ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در جهان ۱۹

آبی، آب با فشار زیاد از چاه‌های اطراف چاه تولید نفت، وارد مخزن شده و نیروی محرکه لازم برای استخراج نفت را به وجود می‌آورد. در روش سیلاب‌زنی گازی با فشار زیاد به جای آب وارد مخزن شده و نفت را به طرف چاه خروجی هدایت می‌کند. در مواردی که گرانروی نفت خیلی بالا باشد از تزریق بخار آب برای استخراج مرحله دوم استفاده می‌شود. تزریق بخار آب، دما را افزایش و گرانروی را کاهش می‌دهد.



شکل ۲-۳ نحوه قرارگیری آب، گاز و نفت در مخزن

پس از استخراج به کمک روش‌های مرحله دوم هنوز حدود ۳۰ الی ۵۰ درصد نفت می‌تواند استخراج نشده در مخزن باقی بماند. در اینجاست که مرحله سوم شروع می‌شود. در این مرحله از تزریق محلول‌های شیمیایی، احتراق زیرزمینی، تزریق گاز دی‌اکسید کربن و ... استفاده می‌شود.^۱ به‌طور کلی روش‌های استخراج نفت در مرحله دوم و سوم را روش‌های ازدیاد برداشت^۲ می‌نامند.

۱. محمدرضا ریاضی، آشنایی با مهندسی مخازن نفت و گاز، مؤسسه انتشارات علمی دانشگاه صنعتی شریف، ۱۳۷۴، ص ۱۵.

2. Enhanced Oil Recovery (EOR)

۳-۱-۲ تفکیک^۱

سیال خروجی از مخزن حاوی آب و گاز و نفت، محلول در یکدیگرند. به اصطلاح، خروجی مخزن به شکل سه فازی است (شکل ۳-۲). برحسب وزن مخصوص، نفت خروجی از چاه به دو دسته نفت سبک و سنگین تقسیم شده و برحسب ترکیبات گوگردی به دو نوع نفت شیرین و نفت ترش دسته‌بندی می‌شود. لازم است نفت خام تولیدی قبل از تحویل به پالایشگاه یا پایانه‌های صادراتی، گاززدایی، شیرین‌سازی و آب‌گیری شود. جداسازی فازهای سه‌گانه از یکدیگر در واحدهای بهره‌برداری^۲ در چهار مرحله (در مناطق نفت‌خیز ایران) انجام می‌شود. در صورتی که چاه، فشار کافی برای انتقال نفت خام به صورت سه فازی به واحد بهره‌برداری را نداشته باشد، یک مرحله از تفکیک در نزدیکی چاه در تفکیک‌گرهای سرچاهی^۳ انجام می‌شود و سپس نفت و گاز با خطوط لوله جداگانه به واحدهای بهره‌برداری ارسال می‌شوند. نفت خروجی از واحدهای جداسازی را در صورت لزوم برای نمک‌گیری و آب‌زدایی به کارخانجات نمک‌زدایی^۴ می‌فرستند. نفت خام تفکیک شده و نمک‌گیری شده پس از ذخیره‌سازی در مخازن از طریق خط لوله و یا نفت‌کش به پالایشگاه نفت ارسال می‌شود. گاز تولیدی نیز ممکن است بدون فراوری دوباره به مخزن تزریق شود یا اینکه برای شیرین‌سازی و جداسازی مایعات به کارخانه گاز و گاز مایع^۵ ارسال شود (با سوزانده شود). مایعات گازی به واحدهای پتروشیمی و گاز شیرین به خط لوله مصرف تزریق می‌شود. مراحل کار در چاه‌های گازی (چاه‌هایی که بر مخازن گازی همانند پارس جنوبی حفر شده‌اند) همانند کاری است که درباره گازهای تفکیک شده از نفت شرح داده شد. مرحله بالادستی با ذخیره نفت خام و مایعات گازی در مخازن و برای گاز، در ابتدای خط لوله انتقال پایان می‌یابد.

بنابر آنچه گفته شد، محدوده پروژه‌های بالادستی، اکتشاف، حفاری مخزن و نصب تأسیسات درون‌چاهی، تفکیک سه فاز خروجی در مراکز تفکیک و واحدهای بهره‌برداری، نمک‌گیری از نفت خام و سولفورزدایی از گاز ترش، جداسازی مایعات گازی از گاز و در نهایت ذخیره‌سازی نفت و دیگر مایعات در مخازن و تحویل گاز به خط لوله است.

۱. مطالب این بند عمدتاً با مراجعه به سایت شرکت مناطق نفت‌خیز جنوب (www.nisoc.ir) نوشته شده است.

2. Production Unit
3. Well Separators
4. Desalting Unit
5. Associated Gas Processing Plants

بخش اول ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در جهان ۲۱

۴-۱-۲ انتقال، پالایش، بازاریابی و فروش (عملیات پایین‌دستی)

انتقال به پالایشگاه از طریق خط لوله یا کشتی، پالایش، پتروشیمی و فروش مراحل اصلی بخش پایین‌دستی صنعت نفت است.

۲-۲ شرکت‌های نفتی

۲-۲-۱ تعریف

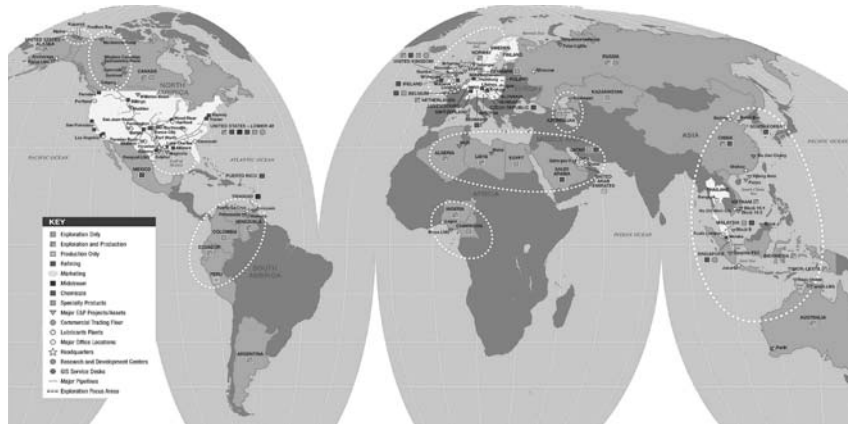
به شرکت‌هایی که در هریک از مراحل گفته شده حضور داشته باشند، شرکت نفتی می‌گویند. مثلاً شرکتی که صاحب پالایشگاه بوده شرکتی نفتی است که در بخش پالایش فعالیت می‌کند. ممکن است یک شرکت نفتی فقط در کار اکتشاف و تولید فعالیت کند. در تعدادی از مراجع، شرکت نفتی را شرکت فروشنده نفت تعریف کرده‌اند. این تعریف نیز درست است، چون در هریک از این مراحل، اگر شرکتی حاضر باشد نفت خام یا پالایش شده را به شرکتی که در مرحله بعدی فعالیت می‌کند و یا به مصرف‌کننده نهایی بفروشد، شرکت فروشنده نفت به حساب می‌آید. در طول قرن گذشته تا به امروز شرکت‌های نفتی همواره پردرآمدترین و پرسودترین شرکت‌ها بوده‌اند. در سال ۲۰۰۶ از میان ۱۰ شرکت پردرآمد دنیا، پنج شرکت، شرکت‌های نفتی بوده‌اند (جدول ۱-۲). در سال ۲۰۰۴ پایگاه اطلاعاتی انرژی اینتلیجنس^۱ نیز ۵۰ شرکت بزرگ نفتی را رده‌بندی کرده است. این رده‌بندی طبق معیارهایی چون جریان نقدی، ارزش سهام، درآمد خالص، حجم ذخایر و میزان تولید نفت و گاز، ارزش دارایی‌های پایین‌دستی مانند پالایشگاه‌ها و ... است (جدول ۲-۲).

۲-۲-۲ محدوده فعالیت (یکپارچگی)

۲-۲-۲-۱ یکپارچگی عمودی

به شرکتی که در تمامی مراحل اکتشاف و تولید نفت خام تا فروش آن به مصرف‌کننده حضور داشته باشد شرکت یکپارچه نفتی^۲ می‌گویند. یکپارچگی شرکت‌ها در صنعت نفت از صنایع دیگر عمده‌تر است.

1. Energy Intelligence
2. Integrated Oil & Gas Company



شکل ۲-۴ نمونه‌ای از گستره جغرافیایی یک شرکت نفتی بین‌المللی (کونوکو فیلیپس)

در صورتی که شرکتی سازمان خود را به سمت تأمین مواد خام گسترش دهد، اصطلاحاً یکپارچه‌سازی به سمت عقب اتفاق افتاده و در صورتی که سازمان به سمت بازار حرکت کند، یکپارچه‌سازی به سمت جلو اتفاق افتاده است. فایده عمده یکپارچه‌سازی به سمت عقب از بین رفتن ریسک تأمین مواد خام برای شرکت و فایده مهم یکپارچه‌سازی به سمت جلو کسب بیشترین سود و همچنین تضمین بازار است.

جدول ۲-۱ شرکت‌هایی با بالاترین میزان درآمد در سال ۲۰۰۶

| ردیف | نام شرکت | میزان درآمد ^۱ (دلار) | میزان سود خالص ^۲ (دلار) | ارزش دارایی‌ها (دلار) | تعداد کارمندان |
|------|-----------------|------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|-------------------|
| ۱ | اگزون موبیل | ۹۳۸۲۹۹۰۰۰۰۰۰ | ۳۶۱۳۰۰۰۰۰۰۰ | ۲۰۸۳۳۵۰۰۰۰۰۰ | ۸۳۰۰۰ |
| ۲ | وال مارت استور | ۳۱۵۶۵۴۰۰۰۰۰۰ | ۱۱۲۳۱۰۰۰۰۰۰ | | ۱۸۰۰۰۰۰ |
| ۲ | رویال داچ شل | ۳۰۶۷۳۱۰۰۰۰۰۰ | ۲۵۳۱۱۰۰۰۰۰۰ | ۲۱۹۵۱۶۰۰۰۰۰۰ | ۱۰۹۰۰۰ |
| ۴ | بریتیش پترولیوم | ۲۶۷۶۰۰۰۰۰۰۰۰ | ۲۲۳۴۱۰۰۰۰۰۰ | ۲۱۷۶۰۱۰۰۰۰۰۰ | ۹۶۲۰۰ |
| ۵ | جنرال موتورز | ۱۹۲۶۰۴۰۰۰۰۰۰ | -۱۰۵۰۶۰۰۰۰۰۰ | ۴۷۶۰۰۰۰۰۰۰۰۰ | ۳۳۵۰۰۰ |
| ۶ | شورن | ۱۸۹۴۸۱۰۰۰۰۰۰ | ۱۴۰۹۹۰۰۰۰۰۰ | ۱۲۵۸۳۳۰۰۰۰۰۰ | ۵۹۰۰۰ |

1. Revenue
2. Profit

جدول ۱-۲ شرکت‌هایی با بالاترین میزان درآمد در سال ۲۰۰۶

| ردیف | نام شرکت | میزان درآمد ^۱ (دلار) | میزان سود خالص ^۲ (دلار) | ارزش دارایی‌ها (دلار) | تعداد کارمندان |
|------|---------------|------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|-------------------|
| ۷ | دایملرکرایسلر | ۱۸۶ ۱۰۶ ۰۰۰ ۰۰۰ | ۳ ۵۰۶ ۰۰۰ ۰۰۰ | ۲۳۷ ۸۳۹ ۰۰۰ ۰۰۰ | ۳۸۲ ۰۰۰ |
| ۸ | تویوتا موتورز | ۱۸۵ ۸۰۵ ۰۰۰ ۰۰۰ | ۱۲ ۰۰۰ ۰۰۰ ۰۰۰ | ۲۴۳ ۵۰۰ ۰۰۰ ۰۰۰ | ۲۸۶ ۰۰۰ |
| ۹ | فورد | ۱۷۷ ۰۰۰ ۰۰۰ ۰۰۰ | ۲ ۰۰۰ ۰۰۰ ۰۰۰ | | |
| ۱۰ | کونوکو فیلیپس | ۱۶۶ ۸۶۳ ۰۰۰ ۰۰۰ | ۱۳ ۵۰۰ ۰۰۰ ۰۰۰ | ۱۰۷ ۰۰۰ ۰۰۰ ۰۰۰ | ۳۵ ۰۰۰ |

یکی از دلایل مهم تمایل شرکت‌های نفتی به نزدیکی هرچه بیشتر به مخازن نفت و گاز و انعقاد قراردادهای امتیازی یا مشارکت در تولید در دوره‌های بلندمدت، همین تمایل به یکپارچه‌سازی به سمت عقب است. حوزه فعالیت یک شرکت نفتی یکپارچه شامل سه بخش بالادستی، پایین‌دستی و پتروشیمی است.^۱

بیشتر شرکت‌های بزرگ نفتی یکپارچه هستند. از شرکت‌های مهم نفتی که فقط در بخش بالادستی فعال هستند می‌توان به اوریکس، لاسمو، اینترپرایز و اینپکس اشاره کرد.

۱. توجه به دو مثال زیر در فهم مفهوم یکپارچگی شرکت‌های نفتی مفید است:

I. Exxonmobil Organization is Organized Functionally In to a Number of Global Operating Divisions. These Divisions are Grouped in To three Categories for Reference Purposes:

Upstream
Exxonmobil Exploration Company
Exxonmobil Development Company
Exxonmobil Production Company
Exxonmobil Gas and Power Marketing Company
Exxonmobil Upstream Research Company

Downstream
Exxonmobil Refining and Supply Company
Exxonmobil Fuels Marketing Company
Exxonmobil Lubricants & Specialties Company
Exxonmobil Research and Engineering Company
Exxonmobil Global Services Company

Chemical
Exxonmobil Chemical Company

II. Total's Worldwide Operations are Conducted Through Three Business Segments: Upstream, Downstream and Chemicals.

-Upstream Includes Oil and Gas Exploration and Production, Gas & Power and Other Energy Sources.

-Downstream Covers Refining and Marketing, Along With Trading and Shipping.

-Chemicals Comprise Various Activities, Including Base Chemicals (Petrochemicals, and Fertilizers) and Specialties for Industry and the Consumer Market. (<http://www.total.com/en/group/presentation/organization>)

۲-۲-۲-۲ یکپارچگی افقی

در دهه ۱۹۷۰ با طرح بحث پایان‌پذیری ذخایر نفت و گاز، شرکت‌های نفتی به سمت یکپارچه‌سازی در جهت افقی حرکت کردند. بدین ترتیب شرکت‌های نفتی به سرمایه‌گذاری در اکتشاف معادن، انرژی هسته‌ای، زغال‌سنگ، انرژی‌های نو مانند زمین گرمایی، تولید مواد شیمیایی، جنگل‌داری، تولید مواد غذایی، تولید تجهیزات اداری و ... اقدام کردند. پس از پایان دهه ۱۹۷۰ از شدت این روند کاسته شد، ولی همچنان بسیاری از شرکت‌های نفتی در حوزه‌های دیگر به خصوص تولید انرژی‌هایی مانند برق، صاحب سرمایه هستند.^۱

۲-۲-۳ مالکیت شرکت‌های نفتی**۲-۲-۳-۱ شرکت‌های دولتی**

تمام شرکت‌های تجاری، مانند شرکت‌های نفتی قابل تقسیم به شرکت‌های دولتی و خصوصی هستند. در شرکت‌های سهامی به صورت عادی چون مالکیت بیش از ۵۰ درصد سهام شرکت به معنای کنترل کامل شرکت است، درصد سهام مبنای تشخیص شرکت‌های دولتی از غیردولتی محسوب می‌شود. (اگرچه با کمتر از ۵۰ درصد سهام نیز می‌توان کنترل کامل شرکتی را در اختیار داشت). به شرکت‌های نفتی که در مالکیت دولت‌ها هستند شرکت‌های ملی نفت گفته می‌شود.

در قسمت تاریخچه شرکت‌های نفتی خواهیم دید که بیشتر شرکت‌های نفتی مهم در دنیا را دولت‌ها تأسیس کرده‌اند. دولت‌هایی که به تأسیس شرکت‌های ملی نفت اقدام کردند را می‌توان به دو دسته تقسیم کرد: دولت‌های مصرف‌کننده نفت و دولت‌های تولیدکننده نفت. کشورهای تولیدکننده نفت با هدف کاهش انحصار غول‌های نفتی در بخش استخراج و تولید و کشورهای مصرف‌کننده با هدف کاهش انحصار غول‌ها در بخش توزیع و فروش محصولات نفتی در کشورشان به تأسیس شرکت‌های ملی نفت اقدام کردند؛ «اولین هدف دولت‌ها از تأسیس شرکت‌های ملی نفت، کاهش وابستگی به غول‌های نفتی (۷ خواهران) بود. قبل از تأسیس شرکت‌های ملی نفت بیشتر تأسیسات پالایش، انتقال و فروش نفت در

1. Antill, Nick and Arnott, Robert *Oil and Gas Equities: Evaluation and Trading*, Woodhead Publishing Limited, Cambridge England, 1994, p. 168.

اروپای غربی تحت مالکیت غول‌ها بود.^۱ از ابتدای دهه ۱۹۹۰ میلادی روند خصوصی‌سازی شرکت‌های دولتی نفت شروع شد. امروز برخی از این شرکت‌ها مانند توتال و رپسول کاملاً خصوصی هستند. در برخی دیگر چون انی، پتروبراس و لوک اویل سهم دولت به کمتر از ۵۰ درصد رسیده است. در تعدادی دیگر از شرکت‌ها مانند پتروچاینا، گازپروم و استات اویل سهم واگذار شده به بخش خصوصی کمتر از ۵۰ درصد است. برخی دیگر از کشورها نیز ترجیح داده‌اند همچنان تمام سهام شرکت‌های ملی نفت را در اختیار خود داشته باشند. آرامکو، شرکت ملی نفت ایران و پیمکس از مهم‌ترین این شرکت‌ها هستند (برای دیدن جزئیات جدول ۲-۲ را ببینید).

۲-۳-۲ شرکت‌های خصوصی

شرکت‌های خصوصی نفتی را می‌توان به دو گروه شرکت‌های بزرگ و شرکت‌های کوچک تقسیم کرد. شرکت‌های بزرگ نفتی که بیشتر تولید و بازار را در اختیار دارند غول‌ها^۲ نامیده می‌شوند. این شرکت‌ها ابتدا شامل ۵ شرکت آمریکایی (اگزون، تگزاکو، موبیل، استاندارد کالیفرنیا و گلف) و دو شرکت شل و بی.پی بودند. تمامی این شرکت‌ها را بخش خصوصی تأسیس کرده بود. بعد از سال ۲۰۰۰ شرکت‌های بزرگ با ادغام در یکدیگر شرکت‌های بزرگ‌تری تشکیل دادند (جدول ۳-۲). در دهه‌های اخیر شرکت‌های نفتی دیگری چون توتال (که قبلاً دولتی بوده است) و یا پتروچاینا (که هنوز دولتی است) خود را به این شرکت‌های بزرگ نزدیک می‌کنند. در کنار این شرکت‌های بزرگ - به دلایل مختلف - شرکت‌های کوچک نفتی را بخش خصوصی با عنوان مستقل‌ها^۳ تشکیل دادند. در آمریکا شرکت‌های بزرگ به تدریج به این نتیجه رسیدند که بهره‌برداری از برخی از مخازن قدیمی به صرفه نیست و سود حاصل، جبران هزینه‌های بالاسری آنها را نمی‌کند، در نتیجه این مخازن و تجهیزات وابسته به آنها را به

1. Grayson Leslie E, National Oil Companies, John Wiley and Sons Ltd, 29 April 1981, p. 9.

نویسنده در این کتاب به مطالعه ۶ شرکت ملی نفت در اروپا در دهه ۱۹۸۰ پرداخته است. شرکت‌های مطالعه شده عبارتند از:

فرانسسه (CFP)، انگلستان (BNOC)، نروژ (STATOIL)، آلمان (Veba)، ایتالیا (ENI)، فرانسسه (SNEA)

2. Majors

3. Independents

شرکت‌های کوچک فروختند. با توجه به اندازه کوچک این شرکت‌ها تولید از مخازن مزبور برای آنها مقرون به صرفه بود. برخی از این شرکت‌های کوچک رشد کرده و به مرحله‌ای رسیدند که تولید این گونه مخازن برای آنها کافی نبود، پس به سمت میادین خارج از آمریکا هدایت شدند. از موفق‌ترین این شرکت‌ها می‌توان به یونیون تگزاس و اوریکس اشاره کرد.

در انگلستان، شرکت‌های مستقل پس از اعطای دوره‌ای امتیازات در دریای شمال پدید آمدند. بنابر سیاست اعلامی دولت انگلستان، شرکت‌های نفتی خارجی که با شرکت‌های انگلیسی مشارکت می‌کنند، برای کسب امتیاز در اولویت هستند. دور چهارم اعطای امتیازات در سال ۱۹۷۱ بسیار موفقیت‌آمیز بود و در نتیجه تعداد زیادی شرکت نفتی تشکیل شدند. لاسمو و کلاید از این شرکت‌ها هستند.^۱

۲-۲-۴ تاریخچه شرکت‌های نفتی

۲-۲-۴-۱ استاندارد اویل (و بازماندگان آن)^۲

تاریخ نفت آمریکا در سال ۱۸۵۹ با حفر نخستین چاه در ایالت پنسیلوانیا به وسیله شرکت نفتی سنکا^۳ آغاز شد. تا پایان قرن نوزدهم صنعت نفت با سرعت کمی به رشد خود ادامه داد. در این مدت شرکت استاندارد اویل (۱۸۷۰-۱۹۱۱) انحصار تولید، انتقال و فروش این محصول را در اختیار داشت. شعب فرعی شرکت استاندارد اویل در ایالات مختلف آمریکا گسترده شده بودند. در سال ۱۹۱۱ طبق قانون ضدانحصار شرمین، مصوب سال ۱۸۹۰، دادگاه فدرال آمریکا به انحلال شرکت استاندارد اویل حکم داد. بدین ترتیب ۳۴ شرکت جدید و مستقل متولد شدند. برخی از مهم‌ترین این شرکت‌ها، استاندارد نیویورک، استاندارد نیوجرسی، استاندارد کالیفرنیا، استاندارد ایندیانا، استاندارد اوهایو و ... بودند. ۵۰ درصد از دارایی شرکت استاندارد اویل به شرکت استاندارد اویل نیوجرسی رسید. شرکت‌های بزرگی چون شورن، تگزاکو، موبیل، آموکو، اگزون، کونوکو و ... از بازماندگان مهم شرکت استاندارد اویل بودند.

1. Antill, Nick and Arnott, Robert, Ibid.

2. Sampson, Anthony, "The Seven Sisters. The Great Oil Companies and the World They Shaped", New York: Viking Press, 1975.

3. Seneca Oil Company

جدول ۲-۲ رده‌بندی شرکت‌های نفتی در سال ۲۰۰۴

| حجم تولید | | | | حجم ذخایر | | | | درصد سهم دولت در شرکت | نام کشور | نام شرکت |
|------------------------------|------|-------------------------|------|-----------------------|------|--------------------|------|-----------------------|------------------------------|----------|
| گاز (میلیون فوت مکعب در روز) | | مایع (هزار بشکه در روز) | | گاز (میلیار فوت مکعب) | | مایع (میلیون بشکه) | | | | |
| مقدار | رتبه | مقدار | رتبه | مقدار | رتبه | مقدار | رتبه | | | |
| ۶۹۰۰ | ۷ | ۹۰۴۵ | ۱ | ۲۳۰۶۰۰ | ۴ | ۲۵۹۴۰۰ | ۱ | ۱۰۰ | عربستان سعودی آرامکو | |
| ۱۰۱۱۹ | ۲ | ۲۵۱۶ | ۴ | ۵۴۷۶۹ | ۱۴ | ۱۲۸۵۶ | ۱۲ | — | اگران موبیل | |
| ۷۶۴۰ | ۶ | ۲۸۵۲ | ۲ | ۹۴۰۹۰۰ | ۲ | ۱۲۵۸۰۰ | ۲ | ۱۰۰ | شرکت ملی نفت ایران | |
| ۴۰۰۰ | ۱۲ | ۲۵۰۰ | ۵ | ۱۴۸۰۰۰ | ۶ | ۷۷۸۰۰ | ۵ | ۱۰۰ | بی‌دی‌وی ونزوئلا | |
| ۸۶۱۳ | ۴ | ۲۱۲۱ | ۹ | ۴۸۰۲۴ | ۱۵ | ۱۰۰۰۸۱ | ۱۷ | — | بی‌پی انگلستان | |
| ۸۴۴۹ | ۳ | ۲۳۳۴ | ۶ | ۴۴۹۲۰ | ۱۷ | ۷۲۵۷ | ۲۱ | — | روئال داچ شل انگلستان و هلند | |
| ۴۲۹۲ | ۹ | ۱۸۰۸ | ۱۱ | ۲۰۱۹۱ | ۲۲ | ۸۵۹۹ | ۱۹ | — | شورن تگزاکو آمریکا | |
| ۴۷۸۶ | ۸ | ۱۶۶۱ | ۱۴ | ۲۲۲۶۷ | ۲۱ | ۷۲۲۳ | ۲۰ | — | توتال فرانسه | |
| ۳۲۴۴ | ۱۵ | ۳۷۲۳ | ۳ | ۱۴۸۵۰ | ۲۸ | ۱۶۰۴۱ | ۹ | ۱۰۰ | پیمکس مکزیک | |
| ۲۴۰۷ | ۲۰ | ۲۱۲۰ | ۱۰ | ۴۱۱۴۷ | ۱۸ | ۱۰۹۹۷ | ۱۴ | ۹۰ | پتروچینا چین | |
| ۲۵۲۲ | ۱۳ | ۱۴۴۱ | ۱۸ | ۱۶۰۶۰ | ۲۷ | ۵۱۷۱ | ۲۵ | — | کونوکوفلیبس آمریکا | |

جدول ۲-۲ رده‌بندی شرکت‌های نفتی در سال ۲۰۰۴

| حجم تولید | | | | حجم ذخایر | | | | درصد سهم دولت در شرکت | نام کشور | نام شرکت |
|------------------------------|------|-------------------------|------|-----------------------|------|--------------------|------|-----------------------|-------------------|---------------------|
| گاز (میلیون فوت مکعب در روز) | | مایع (هزار بشکه در روز) | | گاز (میلیار فوت مکعب) | | مایع (میلیون بشکه) | | | | |
| مقدار | رتبه | مقدار | رتبه | مقدار | رتبه | مقدار | رتبه | | | |
| ۱۰۵۴ | ۲۵ | ۲۱۷۰ | ۷ | ۵۵۵۰۰ | ۱۳ | ۹۹۰۰۰ | ۴ | ۱۰۰ | کویت | شرکت نفت کویت |
| ۷۸۰۷ | ۵ | ۱۷۲۹ | ۱۲ | ۱۴۸۹۶۰ | ۵ | ۱۰۵۲۳ | ۱۶ | ۱۰۰ | الجزایر | سوناراک |
| ۴۲۴۲ | ۱۰ | ۱۲۰۰ | ۱۹ | ۱۲۳۳۴۸ | ۸ | ۵۵۲۱۰ | ۶ | ۱۰۰ | امارات متحده عربی | آدنوک |
| ۲۰۱۰ | ۲۳ | ۱۷۰۱ | ۱۳ | ۱۱۲۰۲ | ۳۲ | ۹۷۷۲ | ۱۸ | ۳۲ | برزیل | پتروبراس |
| ۲۵۶۲ | ۱۷ | ۱۱۳۹ | ۲۰ | ۹۰۲۶۲ | ۱۲ | ۴۷۲۲ | ۲۶ | ۱۰۰ | اندونزی | پرتامینا |
| ۳۴۸۶ | ۱۴ | ۹۸۱ | ۲۲ | ۱۸۰۰۸ | ۲۵ | ۴۱۳۸ | ۲۹ | ۲۰ | ایتالیا | انی |
| ۲۰۲۱ | ۱۶ | ۵۹۴ | ۲۲ | ۱۹۹۴۲ | ۲۳ | ۱۸۸۲ | ۴۰ | — | اسپانیا | ریسول |
| ۳۶۴ | ۶۵ | ۱۶۲۲ | ۱۵ | ۲۴۴۷۳ | ۲۰ | ۱۵۹۷۷ | ۱۰ | ۸ | روسیه | لوک اویل |
| ۶۷۷ | ۴۶ | ۲۱۶۶ | ۸ | ۱۰۵۸۳۶ | ۱۰ | ۲۱۱۵۳ | ۸ | ۱۰۰ | نیجریه | شرکت ملی نفت نیجریه |
| ۴۱۷۲ | ۱۱ | ۷۳۱ | ۲۶ | ۹۸۹۶۰ | ۱۱ | ۷۱۳۶ | ۲۲ | ۱۰۰ | مالزی | پتروناس |
| ۲۳۹ | ۷۵ | ۱۳۳۰ | ۱۷ | ۱۱۰۰۰۰ | ۹ | ۱۱۵۰۰ | ۳ | ۱۰۰ | عراق | شرکت ملی نفت عراق |

جدول ۲-۲ رده‌بندی شرکت‌های نفتی در سال ۲۰۰۴

| حجم تولید | | | | حجم ذخایر | | | | درصد سهم دولت در شرکت | نام کشور | نام شرکت |
|------------------------------|------|-------|------|-----------------------|------|-------|------|-----------------------|----------|-------------------|
| گاز (میلیون فوت مکعب در روز) | رتبه | مقدار | رتبه | گاز (میلیار فوت مکعب) | رتبه | مقدار | رتبه | | | |
| ۶۱۷ | ۵۱ | ۸۹۶ | ۲۳ | ۴۶۳۸۴ | ۱۶ | ۲۲۶۸۰ | ۷ | ۱۰۰ | لیبی | شرکت ملی نفت لیبی |
| ۵۲۲۴۴ | ۱ | ۲۲۱ | ۴۹ | ۹۸۸۴۰۰ | ۱ | ۱۳۵۶۱ | ۱۱ | ۷۳ | روسیه | گازپروم |
| ۱۶۱۱ | ۲۹ | ۳۷۵ | ۲۸ | ۲۱۰۶۴ | ۱۹ | ۱۸۰۰ | ۴۱ | ۱۰۰ | مصر | شرکت نفت مصر |
| ۲۱۴۴ | ۲۲ | ۶۶۰ | ۲۸ | ۶۵۵۲۰۰ | ۳ | ۱۰۹۵۰ | ۱۵ | ۱۰۰ | قطر | شرکت نفت قطر |
| ۳۳۳ | ۶۶ | ۱۶۱۹ | ۱۶ | ۴۵۷۹ | ۴۶ | ۱۱۸۳۳ | ۱۳ | - | روسیه | یوگوس |
| ۵۱۴ | ۵۷ | ۷۴۲ | ۲۴ | ۲۸۸۸ | ۵۳ | ۳۲۵۷ | ۳۱ | ۵۵ | چین | سینوپک |
| ۱۹۲۱ | ۲۴ | ۷۴۰ | ۲۵ | ۱۳۸۸۶ | ۲۹ | ۱۷۸۹ | ۴۲ | ۸۴ | نروژ | استات اویل |
| ۱۳۴۳ | ۳۰ | ۱۰۸۵ | ۲۱ | ۱۱۸۰۴ | ۳۱ | ۶۷۷۱ | ۲۳ | - | روسیه | سورگانتفت گس |
| ۶۷۸ | ۴۵ | ۳۹۳ | ۳۷ | ۱۳۷۶۷۰ | ۷ | ۲۴۰۰ | ۳۴ | ۱۰۰ | روسیه | رزفت |
| ۲۴۸۶ | ۱۹ | ۵۵۷ | ۳۳ | ۱۶۳۰۹ | ۲۶ | ۳۷۱۱ | ۳۰ | ۹۵ | هند | شرکت ملی نفت هند |
| ۱۱۷۰ | ۳۳ | ۱۸۵ | ۵۶ | ۲۷۸۴ | ۵۵ | ۵۷۸ | ۵۸ | - | آمریکا | ماراتن |

جدول ۲-۲ رده بندی شرکت های نفتی در سال ۲۰۰۴

| حجم تولید | | | | حجم ذخایر | | | | درصد سهم دولت در شرکت | نام کشور | نام شرکت |
|------------------------------|------|-------|------|-----------|------|-------|------|-----------------------|----------------|----------|
| گاز (میلیون فوت مکعب در روز) | رتبه | مقدار | رتبه | مقدار | رتبه | مقدار | رتبه | | | |
| ۱۲۸۴ | ۲۱ | ۷۰۲ | ۲۷ | ۱۸۴۱۰ | ۲۴ | ۳۱۹۳ | ۳۲ | عمان | شرکت نفت عمان | |
| ۵۹۴ | ۵۳ | ۲۹۲ | ۴۳ | ۴۰۴۰ | ۴۸ | ۱۵۴۲ | ۴۳ | کلمبیا | اکوپترول | |
| ۸۶۸ | ۴۰ | ۲۲۰ | ۴۰ | ۲۵۴۵ | ۶۰ | ۷۶۸ | ۵۲ | کانادا | پتروکانادا | |
| ۲۵۳۷ | ۱۸ | ۲۲۶ | ۴۷ | ۸۴۱۱ | ۲۴ | ۹۵۷ | ۴۷ | کانادا | ان گنا | |
| ۵۱۰ | ۵۹ | ۳۱۷ | ۴۱ | ۵۶۱۰ | ۴۰ | ۱۸۸۶ | ۳۹ | سوریه | شرکت نفت سوریه | |
| ۵۰۰ | ۶۱ | ۱۷۸ | ۵۷ | ۱۳۵۰۰ | ۳۰ | ۳۱۰۵ | ۳۳ | آذربایجان | سوکر | |
| ۷۵۳ | ۴۲ | ۳۹۵ | ۳۶ | ۷۳۱۷ | ۳۷ | ۹۹۳ | ۴۶ | نروژ | نورسک هیدور | |
| ۶۸۳ | ۴۴ | ۲۵۹ | ۴۴ | ۲۳۳۲ | ۶۲ | ۶۴۶ | ۵۴ | آمریکا | آنادارکو | |
| ۱۷۶۲ | ۲۷ | ۲۳۰ | ۴۵ | ۷۷۲۴ | ۳۶ | ۱۲۲۶ | ۴۵ | آمریکا | آمرادامس | |
| ۲۳۶۴ | ۲۱ | ۲۳۰ | ۴۵ | ۷۳۱۶ | ۳۸ | ۸۷۰ | ۵۰ | آمریکا | دوون انرژی | |
| ۲۱۸ | ۷۸ | ۶۳۸ | ۲۹ | ۱۷۹۳ | ۶۶ | ۲۱۵۰ | ۳۶ | روسیه و انگلستان | تی ان کی تی بی | |

جدول ۲-۲ رده‌بندی شرکت‌های نفتی در سال ۲۰۰۴

| حجم تولید | | | حجم ذخایر | | | | درصد سهم دولت در شرکت | نام کشور | نام شرکت |
|---------------------------------|----------------------------|------|----------------------------|------|-----------------------|------|-----------------------|----------|-----------|
| گاز (میلیون فوت مکعب در روز) | مایع (هزار بشکه در روز) | | گاز (میلیارده فوت مکعب) | | مایع (میلیون بشکه) | | | | |
| | مقدار | رتبه | مقدار | رتبه | مقدار | رتبه | مقدار | رتبه | |
| ۱۹۲ | ۸۲ | ۶۳۱ | ۳۰ | ۹۳۸ | ۸۰ | ۴۶۲۳ | ۲۷ | روسیه | سیب نفت |
| ۱۸۵۹ | ۲۶ | ۱۱۸ | ۶۳ | ۸۷۵۸ | ۳۳ | ۶۴۵ | ۵۵ | انگلستان | بی جی |
| ۱۲۱۷ | ۳۲ | ۲۱۵ | ۵۱ | ۴۸۷۶ | ۴۴ | ۸۴۴ | ۵۱ | آمریکا | آپچی |
| ۱۷۲۸ | ۲۸ | ۱۶۰ | ۵۹ | ۶۵۰۵ | ۳۹ | ۶۷۵ | ۵۳ | آمریکا | یونو کال |
| ۱۸۹۹ | ۲۵ | ۱۱۱ | ۶۵ | ۸۰۷۴ | ۳۵ | ۶۱۳ | ۵۶ | آمریکا | برلینگتن |
| ۶۰۵ | ۵۲ | ۴۴۶ | ۳۵ | ۲۵۹۴ | ۵۸ | ۲۰۳۸ | ۳۷ | آمریکا | اکسیدنتال |

Source: Energy Intelligence

در سال‌های ۱۹۹۹ تا ۲۰۰۲ چندین شرکت بزرگ نفتی آمریکا به همراه بی. پی در یکدیگر ادغام شدند. تمام این شرکت‌ها از ابتدای تشکیل تا به حال غیردولتی بوده‌اند. در جدول ۲-۳ روند انحلال شرکت استاندارد تا ادغام شرکت‌های نسل دوم و شکل‌گیری شرکت‌های نسل سوم مشاهده می‌شود.

۲-۲-۴-۲ توتال

پس از پایان جنگ جهانی اول نخست وزیر فرانسه، ریموند پوانکاره، با رد پیشنهاد شراکت با شرکت نفتی رویال داچ شل، دستور تشکیل شرکت نفت فرانسه را داد. ارنست مرسیر فارغ‌التحصیل دانشگاه پلی‌تکنیک فرانسه مأمور انجام این کار شد و در ۲۸ مارس ۱۹۲۴ شرکت توتال با نام شرکت نفت فرانسه^۱ تشکیل شد. پس از کنفرانس سان ریمو شرکت نفت ترکیه که بعداً به شرکت نفت عراق تبدیل شد متعهد شد که ۲۳/۷۵ درصد از سهام خود را به‌عنوان غرامت جنگی به شرکت توتال تملیک کند.

شرکت نفت عراق در سال ۱۹۲۷ اولین حوزه نفتی را در حوالی کرکوک عراق - که شرکت نفت فرانسه از شرکای عمده آن بود - کشف کرد. در سال ۱۹۲۹ شرکت نفت فرانسه وارد بازار بورس فرانسه شد.

دولت فرانسه امتیاز تصفیه ۲۵ درصد فراورده‌های نفتی لازم بازار فرانسه را به شرکت نفت فرانسه داد. در سال ۱۹۳۳ اولین پالایشگاه و در سال ۱۹۳۵ دومین پالایشگاه شرکت نفت فرانسه افتتاح شد. در سال ۱۹۳۶ اکتشافات در ابوظبی آغاز گردید. در سال ۱۹۳۷ اولین نفت‌کش بزرگ در ناوگان این شرکت به‌کار انداخته شد. در سال ۱۹۴۷ شرکت پخش نفت فرانسه، اولین شرکت تابعه بازاریابی در آفریقا را تأسیس کرد. در سال ۱۹۸۵ نام شرکت نفت فرانسه به توتال سی.اف.پی و در سال ۱۹۹۱ به توتال تغییر یافت.

توتال در سال ۱۹۸۷ توسعه میدان نفتی بزرگی را در آرژانتین آغاز کرد. در سال ۱۹۹۱ این شرکت به بازار بورس نیویورک وارد شد. در سال ۱۹۹۲ حوزه نفتی بزرگی در ونزوئلا کشف شد. در همین سال با تبدیل ۴ سهم به ۱ سهم دولت فرانسه سهام خود را در توتال از ۳۱/۷ درصد به ۵/۴ درصد رساند.

1. Compagnie Francaise des Petroles (CFP)

جدول ۲-۳ شکل‌گیری شرکت‌های مهم نفتی در آمریکا

| | | | | |
|--------------------------------|--------------------------------------|------------------------------|--------------------------------|---------------------------|
| تگزاکو (تأسیس: ۱۹۰۱) | | شورن تگزاکو (ادغام: ۲۰۰۱) | شورن (ادغام: ۱۹۸۴) | شورن (تغییر نام: ۲۰۰۵) |
| گلف (تأسیس: ۱۹۰۷) | | | | |
| استاندارد اوایل (۱۸۷۰-۱۹۱۱) | استاندارد اوایل کالیفرنیا (سوکال) | اگزون (تغییر نام: ۱۹۷۲) | | |
| | استاندارد اوایل نیوجرسی (اسو) | موبیل (تغییر نام: ۱۹۶۶) | | |
| | استاندارد اوایل نیویورک (سوکونی) | سوکونی واکيوم (ادغام: ۱۹۳۱) | سوکونی موبیل (تغییر نام: ۱۹۵۵) | ادغام با بی.بی.بی: ۱۹۹۸ |
| | واکيوم | اموگو (تغییر نام) | | |
| | استاندارد اوایل ایندیانا | ماراتن (تغییر نام: ۱۹۶۲) | | |
| ریچ فیلد اوایل (تأسیس: ۱۹۰۵) | | آرکو (ادغام: ۱۹۶۶) | ادغام با بی.بی.بی: ۱۹۹۹ | |
| آتلاتیک | | | اموگو: ۱۹۹۹ | |
| استاندارد اوایل (۱۸۷۰-۱۹۱۱) | کونتینانتال | کونوکو (ادغام: ۲۰۰۲) | | |
| | راکی مانتین | | | |
| فیلپس (تأسیس: ۱۹۰۵) | | | | |

در سال ۱۹۹۵ توتال برای یک پروژه ال.ان.جی در یمن و توسعه حوزه‌های سیری آ و ای ایران انتخاب شد. در سال ۱۹۹۶ دولت فرانسه ۴ درصد سهام خود را در توتال را به ۰/۹۷ درصد رساند. در سال ۱۹۹۷ قرارداد توسعه میدان گازی پارس جنوبی منعقد شد. در سال ۱۹۹۹ توتال و پتروفینا ادغام و شرکت توتال فینا تشکیل شد. در سال ۲۰۰۰ توتال فینا و ال‌ف اکویتانس ادغام و شرکت توتال فینا ال‌ف تشکیل شد

و در سال ۲۰۰۳ شرکت توتال فینا الف به توتال تغییر نام یافت.^۱

۳-۴-۲ بی.پی

در سال ۱۹۰۹ پس از کشف اولین چاه نفت در مسجد سلیمان براساس امتیازنامه داریسی، شرکت نفت ایران و انگلیس تأسیس شد. در سال ۱۹۱۲ اولین محموله نفت خام ایران به خارج از کشور صادر شد. در سال ۱۹۱۴ اکثریت سهام شرکت در اختیار دولت انگلیس گذاشته شد. در سال ۱۹۱۸ شرکت موفق به خرید شرکت بی.پی — شرکتی که پس از جنگ جهانی اول، به‌عنوان غرامت، از بانک دوپچه آلمان گرفته شده بود — از دولت انگلستان شد.

در سال ۱۹۳۲ شاه ایران امتیاز داریسی را لغو کرد و در سال ۱۹۳۳ امتیاز جدیدی اعطا شد. در همین سال شرکت نفت ایران و انگلیس و شرکت آمریکایی گلف، شرکت نفت کویت را تأسیس و امتیاز نفت این کشور را به‌دست آوردند. در سال ۱۹۵۱ اموال شرکت نفت ایران و انگلیس در ایران ملی اعلام شد. در سال ۱۹۵۴ نام جدید شرکت نفت انگلستان (بی.پی) برای این شرکت انتخاب شد. در سال ۱۹۵۴ با انعقاد قرارداد مشهور به کنسرسیوم شرکت بی.پی ۴۰ درصد سهام نفت ایران را در اختیار گرفت. در سال ۱۹۶۲ بی.پی فعالیت خود را در ابوظبی آغاز کرد. در سال ۱۹۸۵ با خرید سهام شرکت آمریکایی سوهیو، بی.پی به بازار آمریکا وارد شد. در سال ۱۹۸۷ بی.پی سهام شرکت بریتیش اویل در انگلستان را نیز خریداری کرد. در سال ۱۹۸۷ دولت انگلستان باقی‌مانده سهام خود را در بی.پی فروخت. در سال ۱۹۸۹ دولت انگلستان مؤسسه سرمایه‌گذاری کویت را، که ۲۱/۶ درصد از سهام شرکت بی.پی را داشت، وادار کرد سهام خود را به ۹/۹ درصد برساند. در سال ۱۹۹۸ بی.پی با شرکت آمریکایی آموکو ادغام و شرکت بی.پی آموکو تشکیل شد. یک سال بعد در سال ۱۹۹۹ بی.پی آموکو با شرکت

۱. شرکت الف اکویتانس در سال ۱۹۳۹ با کشف گاز در جنوب غربی فرانسه تشکیل شد. در سال‌های ۱۹۴۱ تا ۱۹۴۵ الف سه شرکت جدید اس.ان.بی.ای (SNPA)، راپ (RAP) و بی.آر.پی (BRP) را تأسیس کرد. در سال ۱۹۶۵ با ادغام دو شرکت راپ و بی.آر.پی شرکت جدید اراپ (ERAP) تشکیل شد. این شرکت کنترل قسمت عمده صنعت نفت فرانسه را در اختیار گرفت. در سال ۱۹۹۱ شرکت الف وارد بازار نیویورک شد. روند خصوصی‌سازی شرکت که از این سال آغاز شده بود تا سال ۱۹۹۶ تکمیل شد.

بخش اول ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در جهان ۳۵

آمریکایی آرکو ادغام شد و در سال ۲۰۰۰ نام بی.پی دوباره برای این شرکت انتخاب شد.

۴-۲-۴-۲ شل

در سال ۱۸۳۳ مارکوس سامویل به علاقه‌مندان طبیعت در انگلستان صدف می‌فروخت. فرزند مارکوس سال‌ها بعد برای تجارت و حمل نفت به آسیای دور روی آورد. وی در سال ۱۸۹۲ اولین کشتی مخصوص حمل نفت را به کار انداخت. در همین دوره در کشور هلند شرکت رویال داچ با هدف اکتشاف نفت در آسیا تأسیس شد. در سال ۱۹۰۷ شرکت نفتی رویال داچ هلندی و شرکت انگلیسی شل - شرکتی که به کار حمل و نقل دریایی اشتغال داشت - با یکدیگر ادغام شدند تا شرکت انگلیسی هلندی رویال داچ شل تشکیل شود. در سال ۱۹۱۲ شرکت نفت ترکیه با مشارکت ۲۵ درصدی شرکت رویال داچ تشکیل شد. در سال‌های بعد شرکت به بازارهای آمریکا وارد شد. در سال ۱۹۴۹ نام این شرکت به شل تغییر کرد. در سال ۱۹۵۴ شرکت شل با مشارکت در قرارداد کنسرسیوم وارد بازار ایران شد. فعالیت‌های اکتشافی شل در نقاط مختلف دنیا همچنان ادامه دارد.

۵-۲-۴-۲ شرکت ملی نفت ونزوئلا

در سال ۱۹۷۵ پس از ملی شدن صنعت نفت در ونزوئلا شرکت ملی نفت این کشور با نام پی.دی.وی.اس.ای^۱ تشکیل شد.

از سال ۱۹۹۶ از طریق قراردادهای مشارکت در تولید با حضور شرکت ملی نفت ونزوئلا، سرمایه‌گذاری خارجی در ونزوئلا آغاز شد. در بخش پایین‌دستی، این شرکت بیش از یک میلیون بشکه در روز ظرفیت پالایش نفت در خارج از ونزوئلا را دارد. بنابر برخی پیش‌بینی‌ها در صورت بهره‌برداری از ذخایر نفت سنگین، این کشور رتبه اول را در میان کشورهای نفتی خواهد داشت.

۱. S.A. علامتی است اختصاری که عموماً برای شرکت‌های سهامی به کار می‌رود P. D. V. S. A. (P.D.V.S.A)

۶-۴-۲ شرکت ملی نفت چین

در سال ۱۹۴۹ در چین وزارت نفت تشکیل شد. در سال ۱۹۸۸ وزارت نفت چین منحل و شرکت ملی نفت چین^۱ جایگزین آن شد. در سال ۱۹۹۳ برای اولین بار در تاریخ چین، این شرکت موفق شد پروژه‌ای را در خارج از چین — در تایلند — برعهده گیرد. در همین سال با به‌دست آوردن قسمتی از سهام پروژه‌ای در آلبرتای کانادا اولین محموله نفت خارجی چین صادر شد. مدتی بعد، این شرکت امتیاز بلوک ۷ میدان نفتی تالارا، در پرو را به‌دست آورد.

در ۵ نوامبر سال ۱۹۹۹^۲ شرکت ملی نفت چین شرکت پتروچاینا را طبق قانون جمهوری خلق چین تأسیس کرد. تأسیس این شرکت در راستای تجدید ساختار شرکت ملی نفت چین انجام شد. در این فرایند شرکت ملی نفت چین بیشتر اموال و تعهدات خود را به شرکت پتروچاینا منتقل کرد.

در آوریل ۲۰۰۰ پتروچاینا وارد بورس نیویورک و هنگ‌کنگ شد. در مارس ۲۰۰۱ اولین ایستگاه سوخت‌رسانی شرکت ملی نفت چین در سودان افتتاح شد. در سپتامبر ۲۰۰۲ دو شرکت فرعی جدید از شرکت ملی نفت چین یکی با تخصص زمین‌شناسی و دیگری با تخصص خدمات حفاری تأسیس شدند.

هم‌اکنون شرکت ملی نفت چین ۳۰ پروژه اکتشاف و تولید را در کشورهای چون آذربایجان، اندونزی، میانمار، ترکمنستان، تایلند، برونئی و ونزوئلا در دست اجرا دارد.

۷-۴-۲ انی

تشکیل شرکت انی به سال ۱۹۲۶ — زمانی که نخست‌وزیر ایتالیا، موسولینی، شرکت دولتی آجیپ^۳ را تأسیس کرد — برمی‌گردد. پس از آنکه ایتالیا نیز همانند دیگر کشورهای اروپایی به اهمیت استراتژیک نفت پی برد، برای جلوگیری از اتکا به شرکت‌های نفتی خارجی برای تأمین سوخت، شرکت آجیپ را تأسیس کرد (در همین دوره است که دولت انگلستان سهام کنترل، در بی‌بی‌پی را در سال ۱۹۱۴ در اختیار می‌گیرد و دولت فرانسه نیز در سال ۱۹۲۴ سی.اف.بی را تأسیس می‌کند).

-
1. China National Petroleum Corporation
 2. Petro China Company Limited
 3. Azienda Generali Italiana Petroli (Italian General Oil Company)

بخش اول ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در جهان ۳۷

در سال ۱۹۴۵ انریکو ماتی‌ی که قبلاً یک پارتیزان بود به مدیریت آجیپ منصوب می‌شود. مأموریت او از بین بردن این شرکت بود که یکی از بازمانده‌های مداخله فاشیسم در اقتصاد بود. برخلاف این مأموریت، ماتی‌ی آجیپ را فعال نمود و در سال ۱۹۴۸ در شمال ایتالیا میدان گازی مهمی کشف کرد. در سال ۱۹۴۹ مدیریت شرکت پخش گاز ایتالیا، اسنم نیز به ماتی‌ی واگذار شد.

در ۱۰ فوریه ۱۹۵۳ دولت ایتالیا آجیپ، اسنم و دیگر شرکت‌های دولتی فعال در بخش انرژی را در یکدیگر ادغام کرد و شرکت انی^۱ را با مأموریت تأمین منافع ملی در حوزه نفت و گاز تشکیل داد. ماتی‌ی رئیس هیئت‌مدیره و مدیرعامل شرکت شد. در عمل ۳۶ شرکت فرعی انی فراتر از بحث نفت و گاز وارد حوزه خدمات مهندسی، مواد شیمیایی و ... شدند.

انی در مسیر تبدیل به شرکت بین‌المللی نفت و گاز به‌صورت یکپارچه تحت مدیریت ماتی‌ی قرار گرفت. این شرکت ضامن استقلال ایتالیا در تأمین انرژی شد و نقش مهمی در نوسازی اقتصاد بحران‌زده این کشور ایفا کرد.

زمانی انی تصمیم گرفت وارد بازار جهانی شود که تمام امتیازات کشورهای نفت‌خیز را غول‌های نفتی آن زمان تصاحب کرده بودند. قراردادی که ماتی‌ی در سال ۱۹۵۷ با شاه ایران امضا کرد (قرارداد سیرپ) تحولی بود که سبب انتقال قدرت از غول‌ها به دولت‌های تولیدکننده شد. این قرارداد موجب شد که انی همانند عامل مزاحمی برای تجارت بین‌المللی نفت تلقی شود. طبق قرارداد در ایران شرکت مشترکی تشکیل شد که رئیس هیئت‌مدیره آن ایرانی و عایدی آن بین دو طرف تقسیم می‌شد. براساس این، انی موفق به انعقاد قرارداد در لیبی، مصر، تونس و الجزایر شد. در ۲۷ اکتبر ۱۹۶۳ ماتی‌ی به‌صورت مشکوکی کشته شد.

در آغاز دهه ۱۹۹۰ جریان مخالف حضور گسترده و کم‌بازده دولت ایتالیا در بخش اقتصاد قوت گرفت. کمیسیون اروپا نیز با هدف کاهش هزینه‌های دولت و کسر بودجه و آزاد کردن صنعت از دخالت دولت‌ها برای خصوصی شدن انی به دولت ایتالیا فشار آورد. در ژوئن ۱۹۹۲ دولت رفورمیست آماتو گیلیانو روی کار آمد. در ماه جولای دولت اعلام

1. Ente Nazionale Idrocarburi

کرد که قصد اعطای استقلال بیشتر به انی را دارد. در نتیجه مداخله وزارت کشور حذف شد و انی و سه شرکت دولتی دیگر به شرکت‌های سهامی عام تبدیل شدند. در ۲۸ نوامبر ۱۹۹۵ برای اولین بار ۱۵ درصد از سهام شرکت انی را وزارت اقتصاد ایتالیا - مالک شرکت - در بورس ایتالیا، لندن و نیویورک عرضه کرد. ۱۶/۲ درصد از سرمایه در اکتبر ۱۹۹۶، ۱۸/۲ درصد از سرمایه در ژوئن ۱۹۹۷، ۱۵/۲ درصد در ژوئن ۱۹۹۸، و ۵ درصد در فوریه ۲۰۰۱ در بورس‌های مختلف عرضه شد. بنابر ماده (۶) اساسنامه هیچ‌یک از سهام‌داران - به‌جز وزارت اقتصاد و شرکت سی.دی.پی که تحت کنترل و مالکیت وزارت اقتصاد است - نمی‌تواند مالک بیش از ۳ درصد سهام باشند.

همان‌طور که گفته شد تا به حال ۶۹/۶ درصد سهام شرکت انی به بخش خصوصی واگذار شده است. باقی‌مانده سهام همچنان در کنترل دولت است. وزارت اقتصاد ایتالیا ۲۰/۳۱ درصد و شرکت سی.دی.پی (تحت کنترل و مالکیت وزارت اقتصاد) ۹/۹۹ درصد سهام دولتی را در اختیار دارند. انی از معدود شرکت‌های نفتی است که کنترل چند شرکت پیمانکاری را در اختیار دارد. پیمانکارانی چون سایپم و اسنمپروجتی (اخیراً سایپم آن را خرید) از این دسته هستند.

۸-۴-۲ شرکت نفت کویت^۱

در سال ۱۹۳۴ پس از یک دهه مذاکره، دو شرکت نفتی انگلیس و ایران (بی.پی فعلی) و گلف اویل (شورن فعلی) موفق به اخذ امتیاز اکتشاف و تولید نفت در کشور کویت شدند. بدین‌منظور شرکتی به نام شرکت نفت کویت^۲ با سهم مساوی برای گلف و شرکت نفت انگلیس و ایران در لندن تأسیس شد. در سال ۱۹۳۸ این شرکت مشترک موفق به کشف نفت در کویت شد. در سال ۱۹۴۶ اولین محموله نفت کویت به خارج صادر شد. در سال ۱۹۴۹ پالایشگاه مینالحمیدی کار را شروع کرد. در سال ۱۹۵۷ شرکت نفت کش کویت^۳ خصوصی شد. در سال ۱۹۶۰ شرکت ملی نفت کویت^۴ با

1. Kuwait Petroleum Corporation
 2. Kuwait Oil Company
 3. Kuwait Oil Tanker Company
 4. Kuwait National Petroleum Company

بخش اول ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در جهان ۳۹

مشارکت بخش خصوصی برای اداره پالایشگاه‌های کویت تأسیس شد. در سال ۱۹۶۸ پالایشگاه شعیبا کار خود را شروع کرد. در سال ۱۹۶۸ شرکت صنایع پتروشیمی^۱ با مشارکت بخش خصوصی آغاز به کار کرد. در سال ۱۹۷۶، ۶۰ درصد سهام شرکت نفت کویت را دولت کویت خریداری کرد. در همین سال وزارت نفت کویت تشکیل شد. مدتی بعد سهام خصوصی شرکت ملی نفت کویت و تمام سهام شرکت نفت کویت دولتی شدند. در ۱۹۷۶ دولت تمام سهام شرکت صنایع پتروشیمی و ۴۹ درصد سهام شرکت نفت کش کویت را خرید. با خرید ۵۱ درصد از سهام خصوصی شرکت نفت کش، چهار شرکت بزرگ عملیاتی شرکت نفت کویت، شرکت ملی نفت کویت، شرکت نفت کش کویت و شرکت صنایع پتروشیمی در کنترل کامل دولت قرار گرفتند. در ۲۷ ژانویه ۱۹۸۰ شرکت نفت کویت (شرکتی که نام آن در عنوان این بند قرار دارد؛ شرکت نفت کویت) به‌عنوان شرکت اصلی نفت کویت تأسیس شد و چهار شرکت مذکور را تحت پوشش قرار داد.

از سال ۱۹۸۰ تاکنون تمام عملیات اکتشاف و تولید در داخل کویت را شرکت نفت کویت و عملیات پالایش و پخش فراورده‌ها را شرکت ملی نفت کویت در سه پالایشگاه اصلی شعیبا، مینالحمادی و میناعبدالله انجام می‌دهند.

شرکت نفت کویت در هشت کشور خارجی در قسمت بالادستی سهم دارد. اداره عملیات بالادستی در خارج از کویت را شرکت اکتشاف نفت خارجی کویت^۲ انجام می‌دهد. شرکت نفت بین‌المللی کویت^۳ مدیریت بخش پایین‌دستی در خارج از کویت را انجام می‌دهد. از سال ۱۹۸۳ تا ۱۹۸۷ تمام عملیات پالایش و فروش شرکت گلف در غرب اروپا و دانمارک به کنترل شرکت نفت بین‌المللی کویت درآمد. در سال ۱۹۹۰ شبکه توزیع متعلق به موبیل در ایتالیا خریداری شد. در سال ۱۹۹۲ تأسیسات پایین‌دستی بی.پی در لوکزامبورگ خریداری شد. با تشکیل مشارکتی برای ساخت پالایشگاه با شرکت آجیپ، کویت وارد بازار ایتالیا شد. در سال ۲۰۰۴ با توجه به کم بودن سود، کویت بازار انگلیس را ترک کرد. در عوض با خرید بخشی از شبکه فروش

1. Petrochemical Industries Company

2. Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company

3. Kuwait Petroleum International

بی.پی در هلند وارد این کشور شد. شرکت نفت کویت با خرید تأسیسات بی.پی به دومین شرکت در بخش پایین‌دستی بلژیک تبدیل شد.

۹-۴-۲-۲ سعودی آرامکو

تاریخچه نفت در عربستان به زمان اعطای امتیاز به شرکت استاندارد کالیفرنیا (سوکال)، برای اکتشاف و تولید نفت باز می‌گردد. استاندارد کالیفرنیا، قرارداد را به یکی از شرکت‌های فرعی خود با نام شرکت نفت استاندارد عربی کالیفرنیا واگذار کرد. در سال ۱۹۳۶ در حالی که اکتشافات بی‌نتیجه مانده بود، شرکت نفت تگزاس ۵۰ درصد سهام این استاندارد عربی را خرید. در سال ۱۹۳۸ با کشف اولین چاه نفت، روزنه‌های امید پیدا شد. در سال ۱۹۴۴ نام شرکت به شرکت نفت عربی آمریکایی یا همان آرامکو تغییر یافت. در سال ۱۹۴۸ استاندارد نیوجرسی ۳۰ درصد و سوکونی و اکیوم ۱۰ درصد سهام آرامکو را خریدند. در سال ۱۹۷۳ دولت عربستان ۲۵ درصد سهام آرامکو را در اختیار گرفت. در سال ۱۹۷۴ این مقدار به ۶۰ درصد و در سال ۱۹۸۰ به ۱۰۰ درصد رسید. در سال ۱۹۸۸ نام شرکت به سعودی آرامکو تغییر یافت.

از سال ۱۹۹۲ آرامکو با خرید ۵۰ درصد سهام پالایشگاه موتیو^۱ در کره (با ظرفیت تصفیه ۷۲۵ هزار بشکه در روز) وارد بازارهای جهانی در بخش پایین‌دستی شد. در سال ۱۹۹۴، ۴۰ درصد سهام بزرگ‌ترین پالایشگاه فیلیپین به نام پترون^۲ (با ظرفیت تصفیه ۱۸۰ هزار بشکه در روز) را آرامکو خریداری کرد. از سال ۱۹۹۸ آرامکو در مشارکت با تگزاکو و شل یکی از بزرگ‌ترین مشارکت‌ها را برای پالایش و بازاریابی نفت در جنوب شرقی آمریکا شروع کرده است.

۱۰-۴-۲-۲ پتروناس

در ۱۷ آگوست ۱۹۷۴ شرکت ملی نفت مالزی به نام پتروناس - با تصویب پارلمان مالزی - تأسیس شد. بنابر قانون توسعه نفت مالزی، مالکیت و کنترل تمام مخازن این

1. Motiva
2. Petron

بخش اول ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در جهان ۴۱

کشور به پتروناس واگذار شد.^۱ نام این شرکت از دو کلمه نفت و ملی^۲ برداشت شده است. اولین محموله نفتی این شرکت، در سال ۱۹۷۵ صادر شد. در سال ۱۹۷۷ اولین قرارداد مشارکت در تولید را با شرکت‌های اسو و شل منعقد کرد. در سال ۱۹۷۸ شرکت کالیگری^۳ را - شرکتی فرعی برای اکتشاف و تولید - تأسیس کرد. در سال ۱۹۸۰ این شرکت وارد صنعت پتروشیمی شد. در سال ۱۹۸۱ اولین ایستگاه سوخت‌گیری را در کوالالامپور راه‌اندازی کرد. در سال ۱۹۸۳ اولین محموله ال.ان.جی به ژاپن صادر شد. در همین سال اولین پالایشگاه این شرکت با ظرفیت ۳۰ هزار بشکه در روز وارد مدار شد. در سال ۱۹۹۰ با مشارکت در توسعه میدانی در میانمار از مرزهای مالزی خارج شد و در سال ۱۹۹۱ اولین پروژه توسعه خارجی در ویتنام را شروع کرد. تا به امروز این شرکت در ۳۵ کشور جهان فعالیت‌های گسترده‌ای را در تمام زمینه‌های مربوط به صنعت نفت دنبال کرده است. در پایان مارس ۲۰۰۴ گروه پتروناس شامل ۹۳ شرکت فرعی بود که ۱۰۰ درصد سهام آنها در اختیار پتروناس است.

۱۱-۴-۲-۲ پتروبراس^۴

طبق قانون ۲،۰۰۴ مصوب ۳ اکتبر ۱۹۵۳، در ۱۲ مارس ۱۹۵۴ دولت برزیل شرکت نفت برزیل را با مالکیت دولت و با نام اختصاری پتروبراس تأسیس کرد. تا سال ۱۹۹۷ اکتشاف و تولید نفت در کشور برزیل در انحصار این شرکت بود. در ۶ آگوست ۱۹۹۷ با تصویب قانون ۹،۴۶۷ ورود شرکت‌های نفتی به بخش نفت و گاز برزیل مجاز اعلام شد. طبق این قانون اداره‌ای با نام اختصاری ای.ان.پی^۵ در وزارت معادن و انرژی برزیل تأسیس شد که سیاست‌گذاری برای توسعه میدانی و برگزاری مناقصات را برعهده گرفت (ماده ۷).

۱. بخش ۲ ماده (۱) قانون ۳۰ جولای ۱۹۷۴:

The Entire Ownership in, and The Exclusive Rights, Powers, Liabilities and Privileges of Exploring, Exploiting, Winning and Obtaining Petroleum Whether Onshore or Offshore of Malaysia Shall be Vested in a Corporation to be Incorporated Under the Companies act ...

2. Petroleum Nasional

3. Petronas Carigali Sdn Bhd, the Exploration and Poduction Subsidiary of Petronas

4. Petroleo Brasileiro S/A - Petrobras

5. Agencia Nacional de Petroleo (ANP)

این قانون در ۸۳ ماده به تفصیل تمام مسائل مربوط به اکتشاف، تولید و فروش نفت در برزیل را تحت پوشش قرار داده است. طبق ماده (۲۳) این قانون، قراردادهای - شامل اکتشاف، توسعه و تولید - به صورت امتیازی و پس از برگزاری مناقصه منعقد می شود. شرکت پتروبراس نیز برای کسب امتیاز ملزم به شرکت در مناقصه است. در صورت موفقیت عملیات اکتشافی، صاحب امتیاز برنامه خود را برای توسعه و تولید میدان به ای.ان.پی برای تأیید ارائه می کند. باید در مدت ۱۸۰ روز به این نامه پاسخ داده شود. در سال ۲۰۰۵ تولید روزانه شرکت نفت برزیل ۱/۶۸۴ میلیون بشکه بوده است. این شرکت در بخش بالادستی در ۸ کشور آنگولا، آرژانتین، بولیوی، کلمبیا، آمریکا، گینه، نیجریه و ترینیداد حضور دارد. در سال ۲۰۰۶ این شرکت ۲۳۰ هزار بشکه در روز در خارج از برزیل تولید داشته است.

۱۲-۴-۲ استات اویل

تا اواخر دهه ۱۹۵۰ میلادی تصور نمی شد که در نروژ نفت وجود داشته باشد. در پاییز سال ۱۹۶۲ شرکت فیلیپس درخواستی برای انجام لرزه نگاری در نروژ ارائه کرد. در سال ۱۹۶۳ با تصویب قانونی، مالکیت دولت بر منابع طبیعی نروژ تصریح شد. طبق این قانون، تنها ملکه نروژ حق اعطای امتیاز اکتشاف و توسعه را به شرکت های نفتی داشت. بعد از توافقات مرزی نروژ، انگلستان و دانمارک درباره دریای شمال، در سال ۱۹۶۵، در ۱۳ آوریل همان سال اولین دوره اعطای امتیازهای دولت نروژ برگزار و در نتیجه، امتیاز اکتشاف و تولید در ۷۸ بلوک واگذار شد. در تابستان سال ۱۹۶۶ اولین چاه در نروژ به نفت رسید. در ۱۸ ژوئن ۱۹۷۲ با تصویب پارلمان نروژ^۱ شرکت ملی نفت نروژ^۲ با نام اختصاری استات اویل برای مدیریت بر منابع نفتی این کشور تأسیس شد. تمام سهام این شرکت در زمان تأسیس به دولت نروژ متعلق بود. نام این شرکت برگرفته از دو واژه استیت به معنی دولت و ایل به معنی نفت است. طبق قانون تأسیس، رئیس هیئت مدیره این شرکت وزیر نفت نروژ بود. سهام این شرکت در بورس اسلو و نیویورک عرضه شده است. در سال ۱۹۷۳ در دوره سوم اعطای امتیازها، این شرکت با کسب امتیازی در

1. Storting

2. Den Norske Stats Oil Jeselskap A.S.

بخش اول ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در جهان ۴۳

بلوک ۱/۹ موفق به کشف حوزه تاملیت شد. در سال ۱۹۸۸ این حوزه گازی در دریای شمال با اپراتوری استات اویل به تولید رسید. در سال‌های ۱۹۸۵ تا ۱۹۸۶ استات اویل شبکه عرضه اسو در سوئد و دانمارک را خریداری کرد. در سال ۱۹۹۲ شبکه عرضه بی.پی در ایرلند را استات اویل خرید. در سال ۱۹۹۶ تولید از میدان گازی ترول در دریای شمال آغاز شد. در ۱۸ دسامبر ۲۰۰۶ هیئت‌مدیره استات اویل و نورسک هیدرو (دیگر شرکت نیمه‌دولتی فعال در نروژ) عملیات ادغام این دو شرکت را اعلام کردند.

۱۳-۴-۲ شرکت نفت قطر^۱

در سال ۱۹۳۵ شرکت نفت انگلیس و ایران امتیاز اکتشاف در بخش خشکی قطر را به‌دست آورد. این امتیاز بعداً به مشارکت نفت قطر منتقل شد. در این مشارکت، شرکت‌های نفت انگلیس و ایران، شل، سی.اف.پی، اگزون و موبیل و پارتکس سهیم بودند. این مشارکت در سال ۱۹۴۰ موفق به کشف میدان دوخان شد. تولید از این میدان تا پایان جنگ جهانی دوم در سال ۱۹۴۹ به تأخیر افتاد. ۲۰ سال بعد در سال ۱۹۶۰ مشارکت شل و آجیپ در فلات قاره قطر موفق به کشف میدان عیدالشرقی شد. در سال ۱۹۶۳ میدان محزان و در سال ۱۹۷۰ میدان بوالحنین کشف شد. در سال‌های بعد همین مشارکت موفق به کشف میدان پارس جنوبی شد. در سال ۱۹۷۳ دولت قطر ۲۵ درصد از سهام دو شرکت اصلی تولیدکننده نفت قطر را خرید. در سال ۱۹۷۴ دولت سهم خود را به ۶۰ درصد رساند. در سال ۱۹۸۰ مالکیت قطر بر دو مشارکت نفت قطر و شل کامل شد و در همین سال شرکت نفت قطر با نام شرکت عمومی نفت قطر تأسیس شد. در سال ۲۰۰۱ این شرکت به شرکت نفت قطر تغییر نام یافت.

۳-۲ دولت‌های صاحب نفت

دولت‌های صاحب نفت برای اکتشاف، استخراج، پالایش و فروش ذخایر نفت و گاز ناگزیر به همکاری با شرکت‌های نفتی اعم از شرکت‌های بین‌المللی یا ملی نفت هستند. معمولاً محدوده‌ای از سرزمین با مساحت مشخص در اختیار یک شرکت نفتی یا مشارکتی از

1. Qatar Petroleum

شرکت‌های نفتی گذاشته می‌شود تا این شرکت‌ها با سرمایه‌گذاری به اکتشاف در این حوزه بپردازند. در صورت کشف میدان در حجم تجاری، شرکت نفتی پس از مطالعه میدان به تهیه طرح توسعه اقدام می‌کند. طبق این طرح، عملیات توسعه آغاز می‌شود. پس از شروع تولید از میدان، نفت تولیدی با توجه به شکل توافق اولیه شرکت نفتی و دولت میزبان بین شرکت نفتی و دولت میزبان تقسیم می‌شود. در مدل امتیازی تمام تولید و در مدل مشارکت در تولید، درصدی از تولید در مالکیت شرکت نفتی طرف قرارداد دولت میزبان می‌باشد. در هر دو حالت طبق فرمول‌های توافق شده در قرارداد، شرکت نفتی مبالغی با عناوینی مانند بهره مالکانه، مالیات و ... به دولت میزبان پرداخت می‌کند.

در این دو حالت شرکت نفتی تحت نظر دولت میزبان، بر تمامی مراحل اکتشاف، تولید، بهره‌برداری، فراوری، فروش و بازاریابی حاکمیت دارد. مدت قراردادهای امتیازی و مشارکت در تولید معادل عمر مخازن بین ۲۵ تا ۴۰ سال است.^۱

در راستای منافع پیمانکار و سرمایه‌گذاری برای اکتشاف و توسعه میدان، تفاوتی میان روش امتیازی و مشارکت در تولید نیست. یعنی در هر دو حالت، شرکت نفتی در تولید بهینه میدان در طول عمر آن ذی‌نفع است. با نگاه پروژه‌ای، در هر دو حالت میدان برای مدت عمر آن در اختیار شرکت نفتی است تا آن را توسعه داده و از آن بهره‌برداری کند. در این حالت شرکت نفتی مالکیت پروژه و محصولات آن را در اختیار دارد و رویکرد انجام پروژه از دیدگاه او بررسی می‌شود. از این نظر قراردادهای امتیازی و مشارکت در تولید، از زمره قراردادهای ساخت، بهره‌برداری و واگذاری^۲ هستند.

بنابراین در هر دو مدل امتیازی و مشارکت در تولید، میدان از سوی دولت میزبان

۱. کالبد شکافی سرمایه‌گذاری‌های صنعت نفت، کوپر، چاپ دوم، ۱۳۸۰، ص ۳۰.

۲. Build Operate Transfer. قراردادهای ساخت، بهره‌برداری و واگذاری (عبارت استفاده شده در قانون تشویق و حمایت از سرمایه‌گذاری خارجی) نوعی از قرارداد هستند که در آنها طرف قرارداد پس از تأمین سرمایه و اجرای پروژه، بهره‌برداری از آن را به‌عهده گرفته و پس از مدت توافق شده در قرارداد، مدیریت پروژه را به دولت میزبان واگذار می‌کند. در صورتی که همانند مورد قراردادهای نفتی (امتیاز و مشارکت در تولید) پروژه به مالکیت شرکت طرف قرارداد درآید، قرارداد از نوع BOOT (Build Own Operate Transfer) است. برای مطالعه بیشتر رجوع کنید به:

United Nations Industrial Development Organization, Guidelines for Infrastructure Development Through Build-Operate-Transfer (BOT) Projects, Vienna 1996.

بخش اول ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در جهان ۴۵

در اختیار شرکت نفتی قرار گرفته و شرکت نفتی عملیات توسعه، بهره‌برداری و فروش را — مالک پروژه — مدیریت می‌کند. ممکن است شرکت صاحب امتیاز یا طرف قرارداد مشارکت در تولید، بیش از یک شرکت باشد. در این حالت شرکت‌های نفتی یک مشارکت تشکیل داده‌اند. از تحولاتی که بعد از دهه ۱۹۵۰ در کشورهای نفت‌خیز رخ داد، تأسیس شرکت‌های ملی نفت بود. بدین ترتیب کشورهای صاحب نفت، برای به حداکثر رساندن سود، افزایش کنترل بر عملیات توسعه، تولید، فروش و همچنین ارتقای دانش داخلی، شرکت‌های نفتی خارجی را به تشکیل مشارکت با شرکت‌های ملی نفت ملزم کردند.

همان‌طور که در جدول ۴-۲ مشاهده می‌شود در بیشتر کشورهای جهان، این دو مدل برای بهره‌برداری از میادین نفت و گاز حاکم است. درباره جدول ۴-۲ باید توجه کرد که گنجاندن قراردادهای خدماتی در کنار دو روش امتیاز و مشارکت در تولید اصولاً منطقی نیست، زیرا همان‌طور که شرح داده شد، دو روش امتیاز و مشارکت در تولید، دو سیستم برای مشارکت در مخازن و تولید از آنهاست درحالی‌که در قراردادهای خدماتی مالک مخزن به یک قرارداد پیمانکاری وارد می‌شود و موضوع قرارداد خدمات است، نه مالکیت بر نفت.

با وجود این در منابع مختلف همانند منبع جدول ۴-۲ به این مسئله دقت نشده است. ارجاع به جدول ۴-۲ در این کتاب نیز به دلیل مقایسه حوزه استفاده از دو روش امتیاز و مشارکت در تولید است. از سوی دیگر درج کشورهای عربستان، برزیل، کویت و ونزوئلا در ستون سوم صحیح نیست.

در فصل چهارم توضیح داده خواهد شد که در عربستان و کویت شرکت‌های نفتی خارجی حضور ندارند و تمام عملیات بالادستی را شرکت‌های ملی نفت این دو کشور مدیریت می‌کنند. درباره برزیل و کویت نیز ترکیبی از عملکرد مستقیم شرکت‌های ملی نفت و شرکت‌های نفتی در قالب امتیاز یا مشارکت در تولید است.

باقی کشورهای ذکر شده در ستون سوم جدول ۴-۲ نیز به‌جز اکوادور که حدود ۵۰۰ هزار بشکه در روز تولید دارد، جزء واردکنندگان نفت هستند و در نتیجه اهمیت چندانی برای بررسی ندارند.

جدول ۲-۴ توزیع منطقه‌ای رژیم‌های مالی در صنعت نفت^۱

| ردیف | منطقه یا کشور | سیستم امتیازی | | سیستم مشارکت در تولید | | خرید خدمت از شرکت‌های نفتی | | |
|----------|------------------|---------------|-----------------|-----------------------|------------|----------------------------|--|--|
| | | نامیبیا | آفریقای مرکزی | الجزایر | لیبریا | | | |
| ۱ | آفریقا (۳۷ کشور) | نیجر | چاد | آنگولا | لیبی | | | |
| | | سنگال | کنگو | بنین | ماداگاسکار | | | |
| | | سیشل | غنا | کامرون | موزامبیک | | | |
| | | سومالی | ماداگاسکار | کنگو | نیجریه | | | |
| | | آفریقای جنوبی | مالی | ایویره | سودان | | | |
| | | تونس | موروکو | مصر | تانزانیا | | | |
| | | | | گینه بیسائو | توگو | | | |
| | | | | اتیوپی | تونس | | | |
| | | | | گابن | اوگاندا | | | |
| | | | | گامبیا | زامبیا | | | |
| | | | | کنیا | | | | |
| | | | | ایتالیا | آلبانی | | | |
| | | ۲ | اروپا (۲۰ کشور) | بلغارستان | هلند | مالتا | | |
| | | | | جمهوری چک | نروژ | لهستان | | |
| دانمارک | لهستان | | | ترکیه | | | | |
| فرانسه | پرتغال | | | | | | | |
| یونان | رومانی | | | | | | | |
| مجارستان | اسپانیا | | | | | | | |
| ایرلند | انگلستان | | | | | | | |
| | | | | | | | | |

۱. برای دیدن انتقادات وارد بر این جدول به توضیحات بند ۳-۲ رجوع کنید.

بخش اول ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در جهان ۴۷

جدول ۲-۴ توزیع منطقه‌ای رژیم‌های مالی در صنعت نفت^۱

| ردیف | منطقه یا کشور | سیستم امتیازی | | سیستم مشارکت در تولید | | خرید خدمات از شرکت‌های نفتی | |
|-------|-------------------------|---------------|--------------|-----------------------|------------|-----------------------------|---------|
| | | استرالیا | پاکستان | بنگلادش | مغولستان | فیلیپین | |
| ۳ | آسیای دور (۲۱ کشور) | برونئی | گینه‌نو | کامبوج | | | |
| | | کره جنوبی | تایلند | چین | میانمار | | |
| | | نپال | | هند | پاکستان | | |
| | | زلاندنو | | اندونزی | تیمور | | |
| | | | | لائوس | ویتنام | | |
| | | | | مالزی | | | |
| | | | | آذربایجان | روسیه | | |
| ۴ | شوروی سابق (۷ کشور) | | | گرجستان | ترکمنستان | | |
| | | | | قزاقستان | ازبکستان | | |
| | | | | قرقیزستان | | | |
| ۵ | آمریکای لاتین (۲۴ کشور) | آرژانتین | فالکلند | بلیز | نیکاراگوئه | برزیل | هندوراس |
| | | بولیوی | پاراگوئه | کوبا | پاناما | شیلی | پاناما |
| | | کلمبیا | ترینیداد | گواتمالا | توباگو | اکوادور | پرو |
| | | کاستاریکا | | گینه | اروگوئه | هاییتی | |
| | | | | جامائیکا | | ونزوئلا | |
| ۶ | خاورمیانه (۱۸ کشور) | ابوظبی | منطقه بی طرف | بحرین | عمان | ایران | |
| | | عجمان | شارجه | عراق | قطر | کویت | |
| | | دوبی | ترکیه | اردن | سوریه | عربستان سعودی | |
| | | فجیره | | لیبی | یمن | | |
| ۷ | آمریکای شمالی (۲ کشور) | کانادا | | | | | |
| | | آمریکا | | | | | |
| مجموع | | ۵۴ | | ۶۳ | | ۱۲ | |

Source: International Petroleum Fiscal System Analysis, 1997.

۲-۴ پیمانکاران و سازندگان

۲-۴-۱ انواع پیمانکاران اجرایی

شرکت‌های پیمانکاری با توجه به تعهداتی که می‌پذیرند انواع مختلفی دارند. برخی از تعهداتی که شرکت‌های پیمانکاری در روند اجرای پروژه قبول می‌کنند به شرح زیر است: طراحی، ساخت تجهیزات لازم، خرید تجهیزات و مصالح لازم، اجرای پروژه با استفاده از مصالح طبق نقشه‌ها در زمان توافق شده، ارائه خدمات مدیریت و ...

به پیمانکارانی که تعهدات خاصی را می‌پذیرند پیمانکاران تخصصی^۱ گفته می‌شود. مثلاً یک شرکت فقط در زمینه نقشه‌برداری دریایی فعالیت می‌کند و یا شرکت دیگری فقط به اجرای سازه‌های بتنی اقدام می‌کند.

به صورت عام به پیمانکارانی که در اجرای یک پروژه، تعهدات متنوعی را می‌پذیرند پیمانکار عمومی^۲ گفته می‌شود. مثلاً پیمانکاری که در حین یک قرارداد، اجرای یک ساختمان مسکونی را نیز می‌پذیرد، پیمانکاری عمومی است، زیرا اجرای یک ساختمان شامل اجرای سازه بتنی یا فلزی، نازک‌کاری، تأسیسات و ... است.

به صورت خاص پیمانکار عمومی به پیمانکاری اطلاق می‌شود که در حین یک قرارداد، طراحی و اجرای آن را نیز می‌پذیرد. پیمانکار عمومی اغلب، در این معنا به کار می‌رود، «پیمانکار عمومی یا اصلی شخصیت حقوقی است که برای انجام طراحی و ساخت توأم تشخیص صلاحیت شده است. پیمانکار عمومی می‌تواند با تقسیم طرح به پروژه‌ها و یا مراحل اجرایی، اجرای قسمت‌های مختلف را پس از تأیید کارفرما به مهندسين مشاور یا پیمانکاران واجد صلاحیت دیگر واگذار نماید. لکن پیمانکار عمومی در هر حال مسئولیت و مدیریت، کنترل و هماهنگی کلی کار را باید رأساً به عهده داشته و انجام دهد»^۳.

در اجرای هر پروژه می‌توان از پیمانکاری برای ارائه خدمات مدیریتی چون کنترل کیفیت، کنترل پروژه و ... استفاده کرد. به چنین پیمانکاری که در برابر خدمات ارائه شده دستمزد دریافت کند، پیمانکار مدیریت می‌گویند.

1. Specialty Contractor

2. General Contractor, Main Contractor, Prime Contractor

۳. معاونت امور مهندسی وزارت نفت، «نظام اجرایی طرح‌های صنعت نفت»، نشریه شماره ۴، ۱۳۷۸.

۲-۴-۲ جایگاه پیمانکاران در اجرای پروژه‌های نفتی

شرکت‌های نفتی پس از در اختیار گرفتن حوزه‌های نفتی به توسعه آنها اقدام می‌کنند. به صورت دقیق رویکرد اجرای پروژه از این زمان معنا می‌یابد. پس از مطالعات لازم روی مخزن و مطالعات امکان‌سنجی، نیازمند مطالعات مفهومی، طراحی پایه، طراحی تفصیلی و اجرای پروژه هستیم و بعد از آن بهره‌برداری از پروژه آغاز می‌شود. انجام کارهای لازم در هر یک از این مراحل، ممکن است توسط خود شرکت نفتی^۱ و یا با استخدام پیمانکاران^۲ دیگری انجام شود.

افزایش تعداد شرکت‌ها و ازدیاد شرکا باعث تحول مهمی در صنعت نفت شد. در دهه ۱۹۵۰ میلادی که بیشتر امتیازات به صورت انفرادی کسب می‌شدند، بسیار عادی بود که یک شرکت نفتی مالک دکل حفاری، یدک‌کش دریایی، ماشین‌آلات و ... باشد. شاید خدماتی که از خارج شرکت تهیه می‌شد، فقط نمونه‌گیری و مشبک‌کاری بود. با شکل‌گیری نظام مشارکتی (تشکیل جوینت ونچرها) در انجام پروژه‌ها، قابل اطمینان نبودن هزینه‌های انجام شده اپراتور برای شرکای غیراپراتور به مسئله‌ای جدی تبدیل شد. برای شریک اپراتور مشکل بود که شرکا را قانع کند که قیمت‌هایی که برای به‌کارگیری تجهیزات متعلق به خودش ارائه می‌کند عادلانه و منطقی است. امروزه بیشتر اپراتورها مالک هیچ تجهیزاتی نیستند و آنچه را که نیازمندند از طریق پیمانکاران با برگزاری مناقصه تأمین می‌کنند. این تغییر از اپراتور به‌عنوان پیمانکار^۳ به اپراتور به‌عنوان مدیریت‌کننده پیمانکاران^۴ تأثیر زیادی بر روش به‌کارگیری نیروی انسانی توسط شرکت‌های نفتی گذاشت. در سال ۱۹۵۰ شعبه فرعی^۵ یک شرکت نفتی که تولید ۵۰۰۰۰ بشکه نفت در روز را مدیریت می‌کرد، حدود ۳۰۰۰ نفر را در استخدام داشت. امروز چنین تولیدکننده‌ای همان کار را با ۶۰۰ نفر انجام می‌دهد.^۶

در این رابطه باید به تحول دیگری نیز اشاره کرد و آن تخصصی شدن بسیاری از

1. In-house

2. Outsource

3. Operator-as-contractor

4. Operator-as-contract-manager

5. Affiliate

6. Barry Richard, "The Management of International Oil Operations", PennWell Books, 1993, p. 4.

فعالیت‌های پروژه‌های اکتشاف و توسعه است. امروزه انجام برخی خدمات خاص در قسمت‌هایی مانند اکتشاف، حفاری و ... در انحصار چند پیمانکار خاص در دنیا است. از پیمانکاران و سازندگان با عناوین کلی فروشندگان یا تأمین‌کنندگان^۱ نیز یاد می‌شود. پیمانکاران به صورت مشاورین طراحی، پیمانکاران اجرایی و پیمانکاران عمومی نیز هستند. اقلامی که خریداری می‌شود دو گونه هستند یا کالای لازم جزء کالاهایی است که به تعداد و مقدار زیاد در بازار وجود دارد،^۲ یا اینکه باید با توجه به مشخصات پروژه سفارش ساخت آن داده شود.^۳ کالاهایی مانند مصالح ساختمانی و برخی تجهیزات تیپ مانند شیرآلات در دسته اول قرار می‌گیرند. در دسته دوم تجهیزاتی مانند ژنراتورها، پمپ‌ها، توربین‌های تولید بخار، کمپرسورها و ... جای می‌گیرند. یکی دیگر از اقلامی که خریداری می‌شود در اصطلاح لیسانس‌های فنی لازم در فرایندهای پالایشگاهی نامیده می‌شود. برخی از پیمانکاران مانند فوگرو در زمینه‌های بسیار تخصصی فعالیت می‌کنند. برخی دیگر از پیمانکاران مانند سایپم هر کاری که در حوزه پروژه‌های نفت و گاز باشد انجام می‌دهند. پیمانکاران دیگری چون بکتل در تمامی زمینه‌های عمرانی فعالیت می‌کنند که یکی از آنها پروژه‌های نفتی به خصوص ساخت تأسیسات پالایشگاهی است. برخی دیگر از پیمانکاران مانند هالیبرتن در حوزه خاصی از پروژه‌های نفتی مانند حفاری فعال هستند. این شرکت‌ها در حوزه‌های مختلف خدمات طراحی و اجرا را به صورت جداگانه یا توأم ارائه می‌دهند.

۲-۴-۳ معرفی برخی از پیمانکاران مهم نفتی

۲-۴-۳-۱ سایپم

در دهه ۱۹۵۰ میلادی یکی از بخش‌های داخلی شرکت انی شکل گرفت. در دهه ۱۹۵۰ و ۱۹۶۰ در اجرای پروژه‌های لوله‌گذاری، ساخت پالایشگاه و حفاری کسب تجربه کرد. در سال ۱۹۶۹ به شرکتی مستقل تبدیل شد. در سال ۱۹۸۴ با ورود به بورس میلان قسمتی از سهام آن از کنترل انی خارج شد. در حال حاضر ۴۳ درصد سهام آن در

-
1. Vendor or Supplier
 2. Bulk
 3. Instrument

بخش اول ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در جهان ۵۱

اختیارانی است که مجهز به ناوگان کشیرانی با توانایی لوله‌گذاری در آب‌های عمیق، حفاری و ... است. در سال ۲۰۰۲ با خرید یک شرکت بزرگ مهندسی وارد قراردادهای طراحی خرید و ساخت^۱ شد. با گسترش تقاضا برای اجرای پروژه‌های پالایشگاهی، در سال ۲۰۰۶ سایپم به خرید یکی دیگر از شرکت‌های فرعی‌انی به نام اسنمپروجتی اقدام نمود. بدین ترتیب امروز شرکت سایپم یکی از بزرگ‌ترین پیمانکاران نفتی متخصص در سه بخش دریا، خشکی و حفاری است. در حال حاضر کارمندان این شرکت ۳۰ هزار نفر از ۱۰۰ ملیت مختلف است. در سال ۲۰۰۵، درآمد این شرکت ۵/۵ میلیارد یورو و سود حاصله ۲۵۵ میلیون یورو بوده و دارایی‌های این شرکت ۴۴۱ میلیون یورو است.

۲-۳-۲-۲ فلور

شیمی و پتروشیمی، پالایشگاه‌های گاز، گاز مایع و نفت، جی.تی.ال، انتقال نفت و گاز، معدن‌کاری، تولید نفت و گاز، فراوری نفت سنگین، نیروگاه، مخبرات، حمل‌ونقل و منابع آب از رشته‌هایی است که فلور در آنها فعالیت دارد. در سال ۱۹۱۲ این شرکت کار خود را با اجرای پروژه‌های صنعت نفت و ساخت پالایشگاه شروع کرد. در سال ۱۹۸۰ شرکت دانیل اینترنشنال را خرید. این شرکت، پالایشگاه تهران را طراحی و اجرا کرده است. این شرکت دارای ۳۵۰۰۰ کارمند در ۲۵ کشور است. در سال ۲۰۰۵ درآمد آن ۱۳ میلیارد دلار و سود خالص ۲۲۷ میلیون دلار بوده است.

جدول ۲-۵ پیمانکاران آمریکایی برتر نفتی در اجرای پالایشگاه در سال ۲۰۰۴

| رتبه | پیمانکار | میلیون دلار کار اجرا شده در سال |
|------|-----------------------|---------------------------------|
| ۱ | فلور | ۱۱۵۸ |
| ۲ | بکتیل | ۱۳۸۶ |
| ۳ | کی.بی.آر. | ۱۳۵۲ |
| ۴ | فاستر ویلر | ۸۲۶ |
| ۵ | ژاکوبز | ۶۲۴ |
| ۶ | ای.بی.بی لوموس گلوبال | ۶۰۶ |

جدول ۵-۲ پیمانکاران آمریکایی برتر نفتی در اجرای پالایشگاه در سال ۲۰۰۴

| رتبه | پیمانکار | میلیون دلار کار اجرا شده در سال |
|------|--------------------------|---------------------------------|
| ۷ | شاو گروپ | ۲۵۱ |
| ۸ | پارسونز | ۲۴۲ |
| ۹ | ترنر اینداستریز هولدینگ | ۱۶۶ |
| ۱۰ | پرفرمنس کانترکتورز | ۱۵۰ |
| ۱۱ | تیک هولدینگ | ۱۴۴ |
| ۱۲ | پی.سی.ال کانستراکشن | ۱۲۹ |
| ۱۳ | ماتریکس سرویس | ۱۰۹ |
| ۱۴ | پرنز آند مک دانلد | ۸۴ |
| ۱۵ | بی.ام.دبلیو کانستراکتورز | ۷۰ |
| ۱۶ | پیتر کویت سانز | ۶۱ |
| ۱۷ | پریندرسن | ۶۰ |
| ۱۸ | آستین اینداستریز | ۴۴ |
| ۱۹ | کازون کانستراکتورز | ۴۴ |
| ۲۰ | و کو | ۳۰ |

Source: ENR

۳-۳-۴ بکتل

راه و راه آهن، فرودگاه و بندرگاه، نیروگاه فسیلی و اتمی، پالایشگاه و پتروشیمی، اکتشاف و بهره‌برداری از معادن و ذوب فلزات، ساخت تأسیسات نظامی، شبکه‌های ارتباطی، خط لوله و توسعه میادین نفت و گاز از رشته‌هایی است که بکتل در آنها فعالیت می‌کند.

در سال ۱۸۹۸، این شرکت در سان فرانسیسکو تأسیس شد. در حال حاضر این شرکت بیش از ۴۰ هزار کارمند دارد. در سال ۲۰۰۵ درآمد این شرکت بیش از ۱۸ میلیارد دلار بوده است.

۳-۳-۴ شلمیرژه

این شرکت را در سال ۱۹۱۲، فردی به همین نام در پاریس تأسیس کرد. ایده اولیه

بخش اول ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در جهان ۵۳

شلمبرژه استفاده از امواج مغناطیسی برای تهیه نقشه‌های زمین‌شناسی بود. در سال ۱۹۴۰ این شرکت به آمریکا منتقل شد. در سال ۱۹۴۷ اولین بار تکنیک‌های شناسایی نفت از آب در زیرزمین را این شرکت عرضه کرد. این شرکت امروز خدمات اکتشافی، لرزه‌نگاری، مهندسی مخزن، پردازش داده‌های مخزن، حفاری و ... را ارائه می‌دهد. این شرکت با ۷۰ هزار کارمند در ۸۰ کشور جهان فعالیت دارد. در سال ۲۰۰۶ درآمد این شرکت ۱۹ میلیارد دلار بوده است.

۵-۳-۴-۲ هالیبرتن

این شرکت را در سال ۱۹۱۹ اریل پی هالیبرتن در هوستون برای انجام عملیات حفاری تأسیس کرد. در سال ۱۹۹۸ با شرکت درسر^۱ ادغام شد و در سال ۲۰۰۲ شرکت فرعی کی.بی.آر^۲ را برای انجام عملیات بالادستی تأسیس نمود. ۸۱ درصد سهام این شرکت در مالکیت هالیبرتن است. حوزه فعالیت شرکت اصلی در حوزه‌های حفاری، تزریق و بهینه‌سازی تولید است.

کارمندان شرکت ۵۰ هزار نفر و در سال ۲۰۰۵ درآمد آن ۲۱ میلیارد دلار و سود حاصله، ۲/۳ میلیارد دلار بوده است. ۷۰ درصد فعالیت این شرکت در نیم‌کره غربی متمرکز است. تعداد شرکت‌های تابعه آن به ۳۰۰ شرکت می‌رسد. یکی از این شرکت‌ها، شرکت خدمات و تولیدات هالیبرتن با مسئولیت محدود (قبلاً اوتیس نامیده می‌شد) است که در ایران فعالیت‌هایی داشته است.

۶-۳-۴-۲ فوگرو

این شرکت در سال ۱۹۶۲ برای مطالعات زمین‌شناسی در حوزه نفت و گاز تأسیس شد. در حال حاضر در سه حوزه ژئوتکنیک، نقشه‌برداری و زمین‌شناسی فعالیت می‌کند. این شرکت ۳۰ فروند کشتی، ۴۰ فروند هواپیما و هلیکوپتر در اختیار دارد. کارمندان آن ۸۵ هزار نفر در سال ۲۰۰۵ و درآمد آن بیش از یک میلیارد یورو بوده

1. Dresser
2. KBR

است. در سال ۲۰۰۳ شرکت تالس ژئو سولوشن^۱ را فوگرو خریداری کرد.

۲-۴-۳-۷ دوریس

در سال ۱۹۶۵، این شرکت برای ارائه راه حل فنی برای لوله گذاری در نقاط عمیق دریای مدیترانه تأسیس شد. از زمان تأسیس تا به حال بیش از ۲۰۰ قرارداد مهم را اجرا کرده است. فعالیت تخصصی این شرکت در مهندسی برای پروژه های نفت و گاز در بخش دریاست. این شرکت در زمان اوج فعالیت، ۴۰۰ کارمند دارد.

جدول ۲-۶ پیمانکاران آمریکایی برتر در اجرای خطوط لوله نفت در سال ۲۰۰۴

| ردیف | پیمانکار | میلیون دلار کار اجرا شده در سال |
|------|----------------------------|---------------------------------|
| ۱ | ویلبرز گروپ | ۲۲۶ |
| ۲ | بکتل | ۱۷۵ |
| ۳ | فلور | ۸۹ |
| ۴ | آمک | ۷۷ |
| ۵ | ماتریکس سرویس | ۶۰ |
| ۶ | شپهان پایب لاین کانستراکشن | ۵۴ |
| ۷ | بارنارد کانستراکشن | ۵۳ |
| ۸ | بی.اند.کی | ۳۶ |
| ۹ | شاو گروپ | ۱۵ |
| ۱۰ | لیتون | ۱۳ |

Source: ENR

۲-۴-۳-۸ هوریزن

این شرکت در سال ۱۹۹۶ برای تأمین خدمات نصب پروژه های نفت و گاز در دریاها تأسیس شد. در حال حاضر برای نصب سکوهای دریایی و لوله گذاری در کف دریا خدماتی ارائه می کند. ناوگان این شرکت شامل ۹ فروند کشتی است که ۴ فروند آن خدمات لوله گذاری را ارائه می دهد.

1. Thales Geo Solutions

۲-۴-۳-۹ ایزویکو

شرکت مجتمع کشتی‌سازی و صنایع فراساحل ایران^۱ (کشتی‌سازی خلیج فارس سابق) در سال ۱۳۵۴ با همکاری شرکت آلمانی (بلوم اندفوس) برای جذب بخش بزرگی از تعمیرات ساخت شناور با سرمایه اولیه بیش از ۵۰۰ میلیون دلار در ۳۷ کیلومتری غرب بندرعباس تأسیس شد. مأموریت‌های اصلی این شرکت در سه گروه ساخت و تعمیر کشتی‌های بزرگ و کوچک، ساخت تجهیزات نفت و گاز و صنایع وابسته در خشکی و دریا، تولید و فروش محصولات و خدمات در صنایع دریایی و نوآوری در توسعه صنایع دریایی متمرکز بود.

۲-۴-۳-۱۰ صدرا

شرکت صنعتی دریایی ایران (سهامی خاص) در ۲۳ اردیبهشت ۱۳۶۴ در تهران به ثبت رسید. در فروردین سال ۱۳۷۵ نوع شرکت به سهامی عام تغییر یافت. مأموریت این شرکت ساخت و تعمیر انواع شناورهای دریایی، ارائه خدمات فنی مهندسی و اجرایی در زمینه پژوهش‌های صنایع فراساحل، نفت و گاز، طرح‌های زیربنایی و بندری در خلیج فارس و دریای خزر است. شرکت‌های نفت کاو، صنایع آذربای و صف از شرکت‌های زیر پوشش این شرکت هستند.^۲

۲-۴-۳-۱۱ مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ایران^۳

این شرکت در ۱۳۷۱/۱۲/۲۶ با تصویب شورای اقتصاد با هدف انجام پروژه‌های دریایی نفت و گاز تأسیس شد. ۵۱ درصد سهام آن به شرکت ملی نفت ایران و ۴۹ درصد به سازمان نوسازی صنایع ایران متعلق بود. این شرکت کار خود را با پروژه تعویض و بازسازی سکویهای میدان ابوذر به ارزش ۷۰ میلیون دلار در سال ۱۳۷۳ آغاز کرد. پرسنل این شرکت ۴۰۰ نفر و مجموع دارایی‌های آن، ۱۰۰ میلیون دلار شامل کارخانه اندود بتن، کارگاه‌های ساخت، پنج شناور و ... است.

1. Iran Shipbuilding & Offshore Industries Complex Co

۲. نقل از مجله تجهیزات صنعت نفت، شماره ۳۵، آبان ۱۳۸۵.

3. Iranian Offshore Engineering and Construction Company (IOEC)

۱۲-۳-۴-۲ نارگان

این شرکت در سال ۱۳۵۲ با نام بُرنا تأسیس شد. حوزه اصلی فعالیت این شرکت ارائه خدمات مهندسی در بخش‌های مختلف صنایع نفت و گاز بود. در سال ۱۳۵۹ انجام طراحی پایه و تفصیلی طرح توسعه میادین گازی نار و کنگان را به‌عهده گرفت. هم‌زمان نام شرکت به نارگان تغییر یافت. برخی از پروژه‌های مهمی که در طراحی آنها این شرکت مشارکت داشته عبارت‌اند از: پالایشگاه بندرعباس، پتروشیمی اراک، ایستگاه پمپاژ بندرعباس - رفسنجان، تزریق گاز در رامشیر، توسعه میدان سیری و طرح‌های مختلف پتروشیمی مانند اَلفین دهم.

۱۳-۳-۴-۲ سایر پیمانکاران

از پیمانکاران بزرگ نفتی دیگر در کشور می‌توان به شرکت‌های کیسون، تابلیه، جهان پارس و تهران جنوب در اجرای پروژه‌های عمرانی در خشکی و سازه، ناموران و انرشیمی در امر طراحی و مشاوره تأسیسات پالایشگاهی و پتروشیمی اشاره کرد.

فصل سوم پروژه‌های بالادستی نفت و گاز

۳-۱ پروژه و چرخه حیات آن^۱

در تعریف پروژه چنین گفته‌اند:

«فرایندی منحصربه‌فرد، متشکل از مجموعه‌ای از فعالیت‌های هماهنگ و کنترل شده همراه با تاریخ‌های شروع و پایان، که جهت دستیابی به هدفی منطبق با الزامات معین انجام می‌گیرد و از نظر زمان، هزینه و منابع محدودیت دارد».^۲

«مجموعه تلاش‌های موقتی برای تحقق یک تعهد و یا ایجاد یک محصول یا ارائه خدمات مشخص غیرتکراری و منحصربه‌فرد».^۳

از زمانی که ایده انجام یک پروژه نزد مالک اعم از اشخاص حقیقی یا حقوقی مطرح می‌شود تا زمانی که پروژه به بهره‌برداری می‌رسد مراحل مختلفی طی می‌شود. این روند در سه مرحله بررسی می‌شود؛ پیدایش ایده تا تصویب طرح، تصویب تا راه‌اندازی پروژه و مرحله آخر یعنی بهره‌برداری از طرح.

۳-۱-۱ مرحله تأیید^۴

۳-۱-۱-۱ مرحله شناخت^۵

مرحله شناخت شامل شناسایی و طرح ایده‌های مختلف و تبدیل آن به یک طرح با مشخصات

1. Project Life Cycle

۲. استاندارد بین‌المللی ایزو ۱۰۰۰۶: ۲۰۰۳، ترجمه رضا ضیایی و محمد هوشیار، شرکت مشاوران مدیریت و مهندسی کیان تدبیر طرح با همکاری نشر آتنا، ۱۳۸۳، ص ۱۹.

۳. راهنمای گسترده دانش مدیریت پروژه، (PMBOK-2004)، ترجمه محسن ذکایی آشتیانی و سیدحسین حسینی، مؤسسه مدیریت پروژه، ۱۳۸۵، ص ۲۱.

۴. مطالب این بند بیشتر از این منبع‌اند: نظام اجرایی طرح‌های صنعت نفت، معاونت امور مهندسی وزارت نفت، ۱۳۷۸، ص ۳.

5. Pre-feasibility

کلی اولیه شامل مواردی از قبیل محل اجرای طرح و حدود سرمایه‌گذاری آن است. طرح در صورت تأیید مراجع ذیصلاح در این مرحله، برای امکان‌سنجی به مرحله بعدی وارد می‌شود.

۳-۱-۱-۲ مرحله امکان‌سنجی^۱

در این مرحله، گزارش تفصیلی توجیه فنی، مالی، زیست‌محیطی و اقتصادی تهیه می‌شود. این گزارش، مطالعه و بررسی گزینه‌های مختلف امکان‌پذیر شامل انتخاب فناوری، قیمت تمام شده محصول، مکان‌یابی و همچنین مدت اجرا، نحوه تأمین مالی، مواد اولیه لازم، محصولات تولیدی و در نهایت سودآوری طرح است که به پذیرش یا رد طرح (به معنای تأیید سرمایه‌گذاری یا تأیید نکردن آن) منجر می‌شود.

در صورت تصویب گزارش امکان‌سنجی طرح توسط مراجع ذی‌ربط و تأیید سرمایه‌گذاری و نیز اطمینان از بابت تأمین اعتبارات لازم تا زمان اتمام کار، طرح وارد مرحله طراحی و اجرا می‌شود.

۳-۱-۲ مرحله طراحی و اجرا

در این مرحله مالک تصمیم به انجام پروژه گرفته و برای انجام مراحل طراحی و ساخت سراغ پیمانکاران می‌رود. از این مرحله به بعد انعقاد قراردادها برای انجام پروژه آغاز می‌شود. البته درباره پروژه‌های بزرگ و مهم قبل از شروع این مرحله نیز، ممکن است قراردادهایی بسته شود. این قراردادها جنبه مطالعاتی دارد و برای تصمیم‌گیری نهایی به مالک کمک می‌کند.

۳-۱-۲-۱ مهندسی پایه^۲

مهندسی پایه شامل: اجرا (مهندسی تفصیلی)^۳، خرید تجهیزات^۴، ساخت^۵ و راه‌اندازی^۶ و مرحله بهره‌برداری است.

1. Feasibility
2. Basic Design
3. Detailed Design
4. Procurement
5. Construction
6. Commissioning

۲-۳ ساختارهای همکاری بین عوامل اجرایی پروژه

۳-۲-۱ کلیات مشارکت

۳-۲-۱-۱ مفهوم و انواع

هنگامی که افراد قصد همکاری با یکدیگر برای انجام کارهای مختلف را دارند، به تأسیس شرکت اقدام می‌کنند. ممکن است که این شرکت به ثبت برسد و در چارچوب قانون تجارت به فعالیت بپردازند یا اینکه بدون ثبت شرکت، همکاری خود را از طریق قرارداد و توافق داخلی مدیریت کنند. در حالت اول شرکت تأسیس شده شرکتی تجاری و در حالت دوم شرکتی مدنی است. اگر که اجزای تشکیل‌دهنده این شرکت‌ها به‌جای اشخاص حقیقی، اشخاص حقوقی باشند، به این شرکت مشارکت (جوینت ونچر)^۱ گفته می‌شود. دقیقاً مانند حالت قبل اگر این مشارکت به ثبت برسد، حاصل کار یک مشارکت تجاری یا مشارکت شرکتی است که تابع قانون تجارت است و در غیر این صورت حاصل کار مشارکت مدنی یا مشارکت قراردادی خواهد بود. «مزیت روش اول در مسئولیت محدود شرکاست. در عوض شرکا باید متحمل هزینه‌های اداری و مالیاتی شرکت شوند. روش دوم فاقد این معایب است، اما حسب مورد می‌تواند مسئولیت نامحدود و تضامنی شرکا را به دنبال داشته باشد»^۲.

برای معادل‌سازی واژه جوینت ونچر محققان پیشنهاد‌های متنوعی داشته‌اند. برخی تلاش کرده‌اند که در معادل‌سازی از واژه بین‌المللی هم استفاده کنند درحالی‌که تشکیل مشارکت در فرضی که هیچ عنصر خارجی نیز در میان نباشد ممکن است، کما اینکه بسیاری از شرکت‌های داخلی برای انجام پروژه‌ها از چنین ساختاری استفاده می‌کنند. در تعریفی نیز که *واژه‌نامه حقوقی آکسفورد* از این واژه ارائه کرده است اشاره‌ای به واژه بین‌المللی نشده است؛ «توافق تجاری بین دو یا چند طرف، اغلب با تشکیل یک شرکت جداگانه که تمام اعضا در آن سهم دارند تا از این طریق امکان به‌کارگیری سرمایه‌ها و مهارت‌های گوناگون به‌وجود آید»^۳.

۱. در این کتاب از واژه مشارکت با پسوند تجاری (شرکتی) و مدنی (قراردادی) برای دو حالت جوینت ونچر استفاده شده است.

۲. احسان معدولیت، *بررسی قالب‌های حقوقی مشارکت تجاری در حقوق تجارت بین‌الملل با تأکید بر مشارکت‌های نفتی/ایران*، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشکده حقوق دانشگاه امام صادق (ع)، ص ۲.

3. *Oxford Dictionary of Law*, Fourth Edition 1997, Oxford University Press, p. 250.

ترجمه لفظ به لفظ این واژه بهترین راهنما برای یافتن معادل است. جوینت به معنی مشترک و ونچر به معنی خطر و ریسک است. تشکیل شرکت یعنی پذیرش مخاطرات به صورت مشترک. با توجه به اینکه واژه شرکت برای همکاری بین اشخاص متداول است، همان طور که اشاره شد (پاورقی ۱ صفحه قبل) در این کتاب از واژه مشارکت به عنوان معادل فارسی واژه جوینت ونچر استفاده شده است.

۲-۱-۲-۳ اهداف

در پروژه‌هایی که ریسک‌های بالا و هزینه‌های سنگین دارند، شرکت‌ها ناگزیر از تشکیل مشارکت‌ها هستند. این همکاری ممکن است در شکل‌گیری ساختار مالکیت پروژه، در بین پیمانکاران اجرایی، طراحان و بانک‌ها اتفاق بیفتد. بارزترین پروژه‌ها از این جهت، پروژه‌های توسعه میادین نفت و گاز است. مشارکت با اهداف مختلفی تشکیل می‌شود که عبارت‌اند از:

- کاهش هزینه‌های ثابت یا بالاسری از طریق تقسیم آن بین شرکا (برای مثال هزینه تأمین ضمانت‌نامه‌ها یا هزینه‌های بیمه‌ای)،
- تقسیم تعهدها در پروژه‌های بزرگ،
- دستیابی به فناوری‌های نوین از طریق همکاری با شرکت‌های پیشرفته.^۱

۲-۲-۳ مشارکت مدنی یا قراردادی^۲

در این مشارکت، به دلیل به ثبت نرسیدن یک شرکت تجاری، شخصیت حقوقی به وجود نخواهد آمد. بنابراین روابط شرکا در قالب شرکت مدنی^۳ می‌گنجد. در بسیاری از مراجع،

1. Hewitt Ian, *Joint Ventures*, Second Edition, Sweet & Maxwell, p. 3.

۲. از این شکل از مشارکت با واژه کنسرسیوم (Consortium) نیز یاد می‌شود. این واژه لاتین است و ریشه آن Consors است. Con به معنای با هم و Sors به معنای نصیب و قسمت است.

در سال ۱۹۹۲ نمونه قراردادی برای تشکیل مشارکت از جانب مؤسسه فیدیک، برای تشکیل مشارکت قراردادی منتشر شده است. با توجه به این نام‌گذاری به نظر می‌رسد که معادل‌سازی واژه کنسرسیوم به مشارکت قراردادی صحیح باشد.

3. Partnership

این شکل از مشارکت از نوع شرکت مدنی دانسته شده است.^۱ در تفکیک بین این شکل از مشارکت با شرکت مدنی می‌توان به دو نکته اشاره کرد:

- برای پروژه یا فعالیتی خاص تشکیل می‌شود و ماهیت غیرمستمر دارد.^۲
- برای شرکت مدنی در سیستم‌های مختلف حقوقی، قانون خاص وجود دارد، بنابراین آثار تعهدات تابع قانون است. در صورتی که در قرارداد شرایط و تعهدات قابل توصیف برای شرکت مدنی باشد قانون خاص حاکم خواهد بود وگرنه این قرارداد به صورت کامل تابع اراده طرفین خواهد بود. در حقوق ایران، چنین قراردادهایی که قابلیت انطباق بر عقود معین را نداشته باشد تابع ماده (۱۰) قانون مدنی خواهد بود.

۱-۲-۳ اداره مشارکت قراردادی

اگر مشارکت قراردادی تابع مقررات شرکت مدنی قرار بگیرد و اگر تابع محض اراده طرفین و مفاد قرارداد، در هر صورت شخصیت حقوقی ندارد. فقدان شخصیت حقوقی همواره موجب بروز مشکلات در اداره شرکت است. بنابر ماده (۵۷۶) قانون مدنی «طرز اداره کردن اموال مشترک تابع شرایط مقرر بین شرکا خواهد بود».

«چون شرکت مدنی دارای شخصیت حقوقی نیست و سازمان‌های خاص تصمیم‌گیری در آن پیش‌بینی نشده است، نمی‌توان نظر اکثریت را به‌عنوان نظر شرکت بر اقلیت تحمیل کرد ... قانون‌گذار به همان اندازه که از اختیارات هر شریک در اداره مال مشترک می‌کاهد، حاکمیت اداره جمع را محترم می‌شمارد ... در قانون مدنی تشکیلات خاصی برای اداره معین نشده است، ولی قرارداد خصوصی می‌تواند جایگزین قانون شود و این نقص را جبران کند».^۳ با توجه به آنچه گفته شد نیاز به قرارداد داخلی برای اداره مشارکت قراردادی روشن می‌شود. «می‌توان ضمن قرارداد سه نظام را برای مدیریت پیش‌بینی کرد».

1. "Thus the Joint Venture, a Type of Partnership...", Agency Partnership in a Nutshell, p. 211.

2. Ibid.

۳. ناصر کاتوزیان، دوره مقدماتی حقوق مدنی درس‌هایی از عقود معین، گنج دانش، چاپ ششم، ۱۳۸۳، ص ۳۱۲.

کمیته مدیریت: معمول‌ترین شیوه، تأسیس کمیته مدیریت دارای اختیارات کامل و دارای نماینده از اعضا به تعداد توافق شده است. از این کمیته در قراردادهای نفتی با نام کمیته مشترک مدیریت^۱ یاد می‌شود.

شرکت مشترک: در این حالت شرکتی تشکیل می‌شود که همه در آن سهم دارند و وظیفه آن مدیریت و نمایندگی مشارکت است. این روش از مزیت شخصیت حقوقی روشن که صلاحیت قرارداد با اشخاص را دارد، بهره‌مند است.

قرارداد مدیریت:^۲ این روش که در مشارکت تجاری هم استفاده می‌شود به این صورت است که اعضای مشارکت در قراردادی با یکی از خودشان یا شرکتی خارج از مشارکت، مدیریت را به او واگذار می‌کنند. شرکت طرف قرارداد در مقابل دستمزد مسئولیت‌هایی را می‌پذیرد.^۳

۲-۲-۳ اجرای پروژه توسط مشارکت قراردادی

اداره مشارکت و تصمیم‌گیری یک موضوع و اجرای تصمیمات و اداره پروژه، موضوعی دیگر است. توضیح بیشتر اینکه پس از برگزاری مناقصه و انعقاد قرارداد، مشارکت‌ها به دو صورت پروژه را اجرا می‌کنند. این دو صورت را با عنوان مشارکت یکپارچه و غیریکپارچه بررسی می‌کنیم:

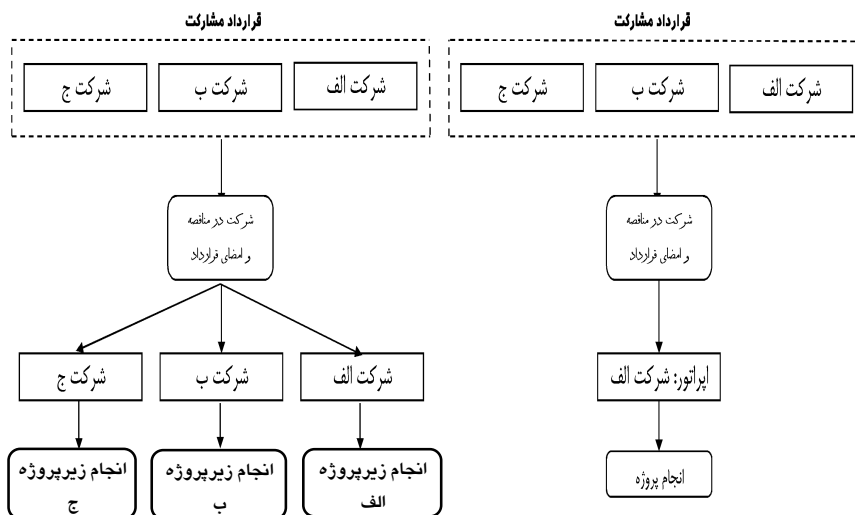
الف) مشارکت یکپارچه:^۴ در این حالت یکی از شرکا، شریک عامل (به اصطلاح اپراتور) می‌شود و اجرای پروژه را برعهده می‌گیرد. تمام قراردادهای با پیمانکاران و فروشندگان را شریک اپراتور منعقد می‌کند. شرکای دیگر هر یک قسمتی از سرمایه را تأمین می‌کنند و در مقابل در سود شریک می‌شوند. به این شرکا شریک غیراپراتور یا شریک ساکت گفته می‌شود. شریک اپراتور پروژه را با نظارت کمیته‌ای مرکب از نمایندگان شریک اپراتور و شرکای غیراپراتور اجرا می‌کند. شبیه این مسئله در حالتی که اعضای هیئت‌مدیره شرکت‌های سهامی یکی از خودشان را به‌عنوان مدیرعامل انتخاب می‌کنند دیده می‌شود.

1. JMC

2. Management Contract

3. Hewitt Ian, "Joint Ventures", Second Edition, Sweet & Maxwell, 2001, p. 206.

4. Integrated Joint Venture



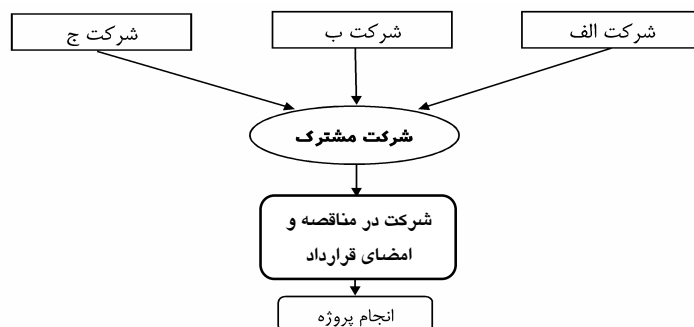
نمودار ۳-۱ مقایسه ساختار مشارکت یکپارچه (سمت راست) و غیریکپارچه (سمت چپ)

(ب) **مشارکت غیریکپارچه:**^۱ در این حالت پروژه به چند زیرپروژه تقسیم شده است و هر شریک قسمت مشخصی از پروژه را اجرا می‌کند. معمولاً در این حالت تأمین سرمایه برعهده کارفرماست. مسئله مهم در این مشارکت، پذیرش یا عدم پذیرش مسئولیت تضامنی از سوی شرکا در مقابل کارفرماست. در این حالت نیز برای هماهنگی، کمیته مشترکی از نمایندگان شرکا تشکیل می‌شود.

۳-۲-۳ مشارکت تجاری یا شرکتی

از دیدگاه نظری، هر هفت شرکت، موضوع ماده (۲۰) قانون تجارت برای تشکیل مشارکت تجاری قابل اتکاست، ولی در عمل باید دید کدام قالب مناسب‌تر است. در مجموع به لحاظ سادگی تشریفات تأسیس شرکت با مسئولیت محدود، امکان واگذاری مدیریت و اداره شرکت مذکور به اشخاص غیرشریک، اهمیت بیشتر شخصیت شرکا به نسبت شرکت سهامی خاص و امکان تأسیس شرکت با مسئولیت محدود با شرکت حداقل دو شریک (درحالی‌که برای تأسیس شرکت سهامی خاص حضور حداقل

سه شریک لازم است)، تأسیس شرکت با مسئولیت محدود قابلیت انطباق بیشتری با اهداف طرفین قرارداد مشارکت تجارتي بین‌المللی دارد. علاوه بر این با توجه به اهمیت فوق‌العاده شخصیت، توان اقتصادی و مالی، اطلاعات و تجربیات شرکا در این قسم از مشارکت، محدودیت‌های مربوط به نقل و انتقال سهام در شرکت با مسئولیت محدود متضمن حفظ حقوق شرکاست.^۱ از طرفی برخی اساتید قالب شرکت سهامی خاص را، به دلیل آنکه جزئیات آن در قانون تجارت ایران پیش‌بینی شده است، برای این منظور مناسب‌تر می‌دانند.^۲ در این مشارکت نیز طرفین ابتدا با تنظیم قرارداد درباره چگونگی تشکیل شرکت، ساختار هیئت‌مدیره، سهام هر یک از شرکا و غیره توافق می‌کنند. در ضمن قرارداد مشخص می‌شود که مثلاً ۴۵ روز پس از انعقاد قرارداد شرکت مذکور به منظور انجام پروژه تأسیس شود. چگونگی مدیریت این شرکت با توجه به وجود شخصیت حقوقی و تابعیت آن از قانون تجارت، مشخص است.



نمودار ۲-۳ ساختار مشارکت شرکتی

۳-۳ پروژه‌های بالادستی

شرکت‌های نفتی برای انجام عملیات تولید، پالایش، انتقال و فروش نفت در دو بخش

۱. حسین بیابان‌گرد، بررسی مشارکت‌های بین‌المللی، پایان‌نامه دکتری، دانشگاه تربیت مدرس، ۱۳۸۲، ص ۸۷.
 ۲. بهروز اخلاقی، جزوه کلاسی دوره کارشناسی ارشد حقوق تجارت بین‌الملل، سال ۱۳۸۵.

بالادستی و پایین‌دستی پروژه‌های مختلفی را اجرا می‌کنند. در بخش پایین‌دستی می‌توان از پروژه‌هایی چون ساخت خطوط انتقال، اسکله‌های بارگیری، احداث مجتمع‌های پتروشیمی، ایستگاه‌های سوخت‌رسانی و ... نام برد. پروژه‌هایی که به‌صورت عمده در بخش بالادستی اجرا می‌شود، پروژه اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری از مخزن تا پایان عمر آن است. به‌طور معمول، مدت عملیات اکتشافی ۲ سال، مدت عملیات توسعه ۴ سال و مدت عمر مخزن در مرحله بهره‌برداری، ۳۰ سال است. در ذیل چرخه حیات پروژه‌های بالادستی بررسی می‌شود.

۱-۳-۳ مرحله تأیید: اکتشاف

پس از مشخص شدن شرکت مجری پروژه (مراحل انتخاب شرکت مجری در قسمت ۶-۳ شرح داده شده است) کار اجرایی شروع می‌شود. شرکت مجری اعم از شرکت مشترک یا اپراتور مشارکت، همانند هر پروژه‌ای مطالعات امکان‌سنجی را در حوزه تحت امتیاز خود برای تولید نفت آغاز می‌کند. این مطالعات به‌صورت عملیات اکتشاف انجام می‌شود. در صورتی که در نتیجه عملیات لرزه‌نگاری و زمین‌شناسی وجود مخزن در میدان تحت اختیار اثبات شود، شرکت نفتی مطالعات مفهومی را برای عملیات توسعه آغاز می‌کند. در تعدادی از کشورها (مانند ونزوئلا) در صورت اثبات ذخیره تجاری در میدان، شرکت‌های نفتی موظف هستند که شرکت ملی نفت متعلق به دولت صاحب نفت را وارد مشارکت کنند. ممکن است در محدوده تحت امتیاز چندین مخزن کشف شود.

برای انجام مطالعات مفهومی، شرکت صاحب امتیاز به حفر چاه‌های اکتشافی در میدان اقدام می‌کند. براساس اطلاعات به‌دست آمده از این حفاری‌ها، میزان ذخیره قطعی مخزن، ترکیب ذخیره، تعداد لایه‌ها و عمق آنها مشخص می‌شود. طبق این اطلاعات و با توجه به پیش‌بینی تقاضای بازار و منابع مالی موجود، شرکت نفتی طرحی برای بهره‌برداری از میدان در مدت امتیاز که اصولاً برابر با طول عمر میدان است، تهیه می‌کند. ممکن است طبق این طرح، کل عملیات توسعه در یک مرحله - اصطلاحاً فاز - یا در چند مرحله انجام شود.

بنابر طرح توسعه، محصولات میدان و میزان تولید آنها در طول عمر میدان، جریان نقدی لازم برای انجام عملیات توسعه و سپس بهره‌برداری، نرخ بازگشت سرمایه، آثار زیست‌محیطی طرح و ... مشخص می‌شود. عموماً قبل از شروع کار، باید این طرح به

تأیید دولت میزبان برسد (در دریای شمال شرکت‌های نفتی علاوه بر تأیید برنامه کلی توسعه مکلفاند برنامه تولید را در ابتدای هر سال به تأیید دولت انگلستان برسانند). حتی ممکن است در صورت توافق قبلی درباره چگونگی تقسیم سود، در مدت دوره امتیاز تصمیمات جدیدی گرفته شود.

در این مرحله علاوه بر توافق با دولت میزبان، شرکت نفتی با توجه به فرصت‌های دیگر، برای توسعه میادین درباره زمان شروع عملیات تصمیم می‌گیرد. برای مثال شرکت اگزون موبیل وضعیت پروژه‌های توسعه‌ای خود در سال ۲۰۰۷ را چنین توصیف می‌کند: «شرکت اگزون موبیل با توجه به موفقیت بخش اکتشاف هم اینک ۱۱۰ پروژه آماده برای شروع عملیات توسعه در اختیار دارد. حجم سرمایه‌گذاری لازم برای توسعه این میادین ۱۲۰ میلیارد دلار است. در هر زمان از این پرتفولیو (سبد) پروژه‌ها، بهترین گزینه‌ها برای شروع عملیات توسعه انتخاب می‌شوند»^۱.

۲-۳-۳ مرحله اجرا: توسعه

از این مرحله، پروژه وارد عملیات توسعه می‌شود. اولین گام طراحی‌های پایه است. پس از آن انعقاد قرارداد با پیمانکاران و سازندگان و مدیریت آنها تا اتمام پروژه. انتخاب به‌موقع و مناسب پیمانکاران و سازندگان، توانایی تأمین به‌موقع سرمایه و انجام پرداخت‌ها و ... از مسائلی است که در پرتو اتخاذ رویکردهای مناسب توسط شرکت مجری پروژه حاصل می‌شود. بررسی عملکرد شرکت‌های بزرگ نفتی نشان می‌دهد که این شرکت‌ها برای اجرای پروژه‌های خود اغلب یک شرکت فرعی تأسیس می‌کنند. هدف اصلی از تأسیس این شرکت، تسهیل مدیریت و تصمیم‌گیری است. تمام قراردادهای اجرایی مانند خرید تجهیزات، طراحی و ساخت با این شرکت منعقد می‌شود.

۳-۳-۳ مرحله بهره‌برداری: تولید

بحث بهره‌برداری علی‌رغم تأثیرگذاری زیاد آن از موضوع این تحقیق خارج است. در شرکت‌های نفتی مرحله بهره‌برداری جزء مراحل تولید است.

1. <http://www.exxonmobil.com/corporate/about/development.asp>

۳-۴ تأمین سرمایه پروژه‌های بالادستی

پس از آنکه مالکین پروژه و مجری آن با توافق دولت میزبان تعیین شدند، مرحله انجام پروژه فرا می‌رسد. در عملیات اکتشاف با توجه به ریسک‌های بسیار بالا، تأمین منابع مالی از طریق بانک‌ها ممکن نیست و شرکت‌های نفتی ناچارند این هزینه‌ها را از محل دارایی‌های خود تأمین کنند؛ «فرایند طولانی اکتشاف که در مراحل اولیه زنجیره عرضه مواد معدنی قرار می‌گیرد علاوه بر اینکه سرمایه‌گذاری بلندمدت (سرمایه‌گذاری نامطلوب) را می‌طلبد، ریسک بسیار بالایی را به علت امکان از دست رفتن کل سرمایه نیز دربردارد. این ریسک تا حد زیادی متأثر از طبیعت احتمال‌پذیر کار اکتشافی و در نتیجه تصادفی بودن ماهیت تابع موفقیت اکتشافی است»^۱. از دلایل عمده تشکیل مشارکت‌ها در اجرای پروژه‌های نفتی، توزیع ریسک‌ها در مرحله اکتشاف بین شرکاست. پس از اکتشاف میدان و قطعیت ذخایر آن، برنامه کلان توسعه تهیه می‌شود. بر مبنای این برنامه، میزان سودآوری پروژه و نرخ بازگشت سرمایه تعیین می‌شود. بر این مبنای شرکت‌های نفتی مالک پروژه، ساختاری برای تأمین سرمایه طراحی می‌کنند. در این ساختار، شرکت نفتی تصمیم می‌گیرد که چه میزان از سرمایه لازم را از منابع داخلی تأمین کند. درباره وام نیز تصمیم گرفته می‌شود که وام را شرکت مادر یا شرکت پروژه اخذ کند. بنابر آنچه در قسمت ۲-۱-۷ گفته خواهد شد، حالت اول وام سازمانی و حالت دوم وام پروژه‌ای است.

توسعه در بخش بالادستی نفت چه توسط شرکت‌های ملی نفت و چه توسط شرکت‌های بین‌المللی نفت، بیشتر مبتنی بر دارایی‌های^۲ شرکت مادر یا وام‌های با اعتبار شرکت مادر است.^۳ دلیل عمده این مسئله آن است که وام‌های غیرپروژه‌ای در بخش بالادستی برای شرکت‌های بزرگ ارزان‌تر از وام‌های پروژه‌ای است. درباره شرکت‌های کوچک راهی جز وام پروژه‌ای بدون حق رجوع^۴ یا با حق رجوع^۵ نامحدود وجود ندارد.^۶

۱. علی‌اصغر حسینی پاک، مدیریت خطا و ریسک در اکتشاف، چاپ اول، دانشگاه تهران، پاییز ۱۳۸۲، ص ۲۳۲.

2. Internal Cash Generation

3. Corporate Borrowing

4. Non-recourse

5. Recourse

6. Razzavi, Hossein, "Financing Energy Projects in Emerging Economics," Pennwell Publishing, 1996, p. 181.

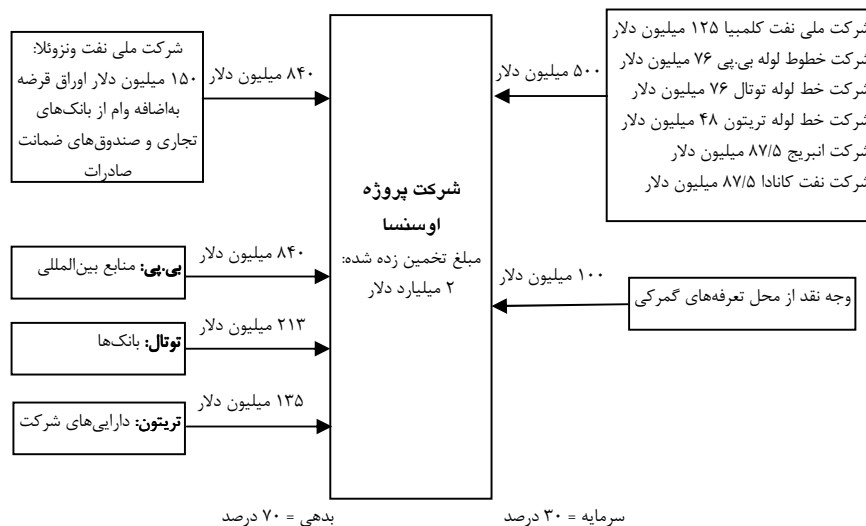
دلیل دیگر بی‌میلی به وام‌های پروژه‌ای در بخش بالادستی و بالا بودن ریسک این بخش است. یعنی اینکه با وجود حفر چاه‌های اکتشافی و تأیید برنامه توسعه، در انجام حفاری برای توسعه میدان ممکن است اطلاعاتی به‌دست آید که پیش‌بینی‌ها را به هم بزند. به همین دلیل است که وام‌های پروژه‌ای در این بخش متداول نیستند. در مقابل هرچه از بخش بالادستی به سمت بخش پایین‌دستی حرکت می‌کنیم، به دلیل کاهش ریسک‌ها، وام‌های پروژه‌ای گسترش می‌یابند. طرح‌های پتروشیمی، پالایشگاه‌ها و خطوط لوله بیشتر از طریق شرکت پروژه تأمین سرمایه می‌شوند (مثل پروژه اوسنسا).

از نظر چگونگی مشارکت شرکا نیز می‌توان تأمین سرمایه را بررسی کرد. در حالت مشارکت قراردادی، هریک از شرکا به نسبت سهم خود مکلف به تأمین سرمایه هستند. در حالتی که شرکت مشترک تأسیس می‌شود، هریک از شرکا در ابتدا نسبتی از سهام شرکت را پرداخت می‌کنند. برای ادامه کار شرکت مشترک، باید برای تأمین سرمایه وام گرفته شود. مؤسسين شرکت از طریق افزایش سرمایه شرکت یا اعطای وام به آن، می‌توانند در تأمین سرمایه مشارکت کنند. شرکت پس از انجام پروژه به سهام‌داران سود و به وام‌دهندگان بهره می‌پردازد.

نکته مهم دیگر اینکه عموماً وام‌دهنده در ازای وام اعطایی برای اجرای عملیات توسعه، نفت تولیدی از میدان را پیش‌خرید^۱ می‌کند. وام‌گیرنده با پول دریافتی پیش‌فروش محصول، هزینه‌های توسعه را تأمین می‌کند. وام‌دهنده طبق قرارداد حق تحویل‌گیری محصول — به میزانی که وام مستهلک شود — را داراست. در عمل وام‌دهنده به دنبال بازپرداخت وام به صورت نقدی است (به جای دریافت خود محصول). به همین دلیل اغلب شرکت‌های وام‌گیرنده به عنوان نماینده وام‌دهنده محصول را می‌فروشند. راه حل دیگر آن است که وام‌دهنده (بانک) قرارداد خرید محصول^۲ را به شرکت‌هایی که خریدار نفت هستند انتقال دهد. میزان فروش باید به صورتی باشد که جریان نقدی توافق شده برای استهلاک وام، تأمین شود.

برای فهم بهتر مطالب گفته شده چند مثال از کتاب تأمین سرمایه پروژه‌های انرژی در اقتصادهای رو به رشد، نوشته حسین رضوی ذکر می‌شود:

1. Forward Purchase
2. Collateral Agreement



Source: Financing Energy Projects in Emerging Economies

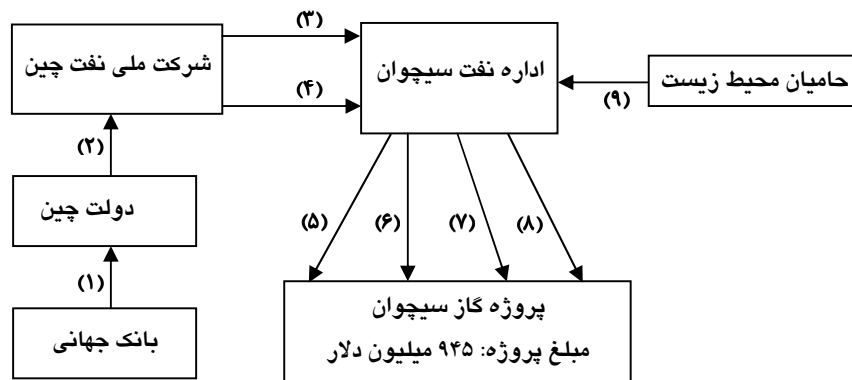
نمودار ۳-۳ ساختار تأمین سرمایه پروژه اوسنسا

در سال ۱۹۸۰، امتیاز اکتشاف دو میدان نفتی کواساینا^۱ و کوپیاگوا در ونزوئلا به شرکت نفتی تریتون داده شد. مدتی بعد بی.بی.پی و توتال با این شرکت مشارکت کردند. پس از اثبات تجاری بودن میدان، طبق قوانین کلمبیا در سال ۱۹۹۳ شرکت ملی نفت کلمبیا^۲ وارد این مشارکت شد. در این مرحله سهم هریک از شرکا به این شرح بود: شرکت ملی نفت کلمبیا ۵۰ درصد، شرکت بی.بی.پی ۱۹ درصد، شرکت توتال ۱۹ درصد، شرکت تریتون ۱۲ درصد. اپراتور این مشارکت شرکت بی.بی.پی و مبلغ قرارداد برای فاز اول - توسعه میدان در حد ظرفیت خطوط فعلی انتقال - یک میلیارد دلار بود. هر شریک به نسبت سهم خود این مبلغ را بدون اتکا به پروژه تأمین کرد (تأمین سرمایه از محل دارایی‌ها یا وام‌های مبتنی بر اعتبار شرکت).

فاز ۲ پروژه برای افزایش ظرفیت خطوط لوله و افزایش تولید تا ۵۰۰ میلیون بشکه در سال تعریف شد. در این مرحله سیاست دولت درباره استفاده از بودجه‌های عمومی برای

1. Cuasaiana
2. Ecopetrol

توسعه میادین نفتی تغییر کرد. در سال ۱۹۹۴ دولت اعلام کرد که اجرای خطوط لوله پروژه مذکور به جای شرکت ملی نفت به بخش خصوصی واگذار می‌شود. در دسامبر ۱۹۹۴، شرکتی به این منظور و با نام اوسنسا تشکیل شد. این پروژه در آگوست ۱۹۹۷ به بهره‌برداری رسید. نسبت بدهی به سرمایه در این فاز ۷/۳ بود، یعنی تأمین سرمایه به صورت عمده به اعتبار پروژه انجام شد. در نمودار ۳-۳ ساختار تأمین سرمایه این پروژه مشاهده می‌شود.



(۱) ۲۵۵ میلیون دلار، (۲) ۲۵۵ میلیون دلار، (۳) ۲۵۵ میلیون دلار، (۴) ۱۸۰ میلیون دلار (منابع داخلی)، (۵) ۲۵۵ میلیون دلار بانک جهانی، (۶) ۱۸۰ میلیون دلار شرکت ملی نفت چین، (۷) ۱۰ میلیون دلار (کمک بلاعوض)، (۸) ۵۰۰ میلیون دلار منابع داخلی و (۹) ۱۰ میلیون دلار (کمک بلاعوض).

Source: Financing Energy Projects in Emerging Economies

نمودار ۳-۴ ساختار تأمین سرمایه پروژه گاز سیچوان

ممکن است وام‌ها را دولت‌ها اخذ کنند. برای مثال در پروژه گاز سیچوان^۱ چین (نمودار ۳-۴) وام بانک جهانی به دولت چین اعطا شده است. کارفرمای این پروژه اداره نفت سیچوان از شعب فرعی شرکت ملی نفت چین است. در سال ۱۹۷۸ تولید این میدان در حداکثر خود بود، ولی پس از آن به دلیل افزایش عمر میدان و فرسودگی چاه‌ها تولید کاهش یافت. در سال ۱۹۹۹ پروژه‌ای برای توسعه میدان تعریف شد. این پروژه با بودجه ۹۴۵ میلیون دلار به تصویب رسید. به دلیل اثر مثبت این پروژه بر محیط زیست مبلغ ۱۰ میلیون دلار کمک از سوی سازمان‌های طرفدار محیط زیست اعطا شد. نسبت سرمایه به بدهی در این

1. Sichuan

بخش اول ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در جهان ۷۱

پروژه ۴۴۵/۵۰۰ = ۰/۸۹ است. در نمودار ۳-۴ ساختار تأمین سرمایه این پروژه مشاهده می‌شود. باید به مطالب گفته شده این موضوع را اضافه کرد که امروزه در اجرای پروژه‌های توسعه در بخش نفت و گاز در صورتی که پروژه از سودآوری کافی و ریسک قابل قبول برخوردار باشد، تأمین سرمایه به امری فرعی تبدیل می‌شود. در واقع نقدینگی سرگردان در دنیا به دنبال پروژه‌های سودآور — که بهترین آنها در بخش نفت و گاز به چشم می‌خورد — است و مالک تنها باید توان معرفی پروژه خود را داشته باشد.^۱

شبهه همین واقعیت در داخل کشور نیز وجود دارد. افزایش شدید قیمت زمین به معنای عدم جذب سرمایه‌ها در بخش‌های عمرانی است. در داخل کشور نیز حجم زیادی از نقدینگی وجود دارد که در صورت تعریف مناسب پروژه این سرمایه‌ها به سوی پروژه‌ها — به خصوص در بخش نفت و گاز که سودآوری بالا و ریسک پایین دارند — سرازیر می‌شوند. در سال‌های اخیر با افزایش قیمت نفت بسیاری از پروژه‌ها که در گذشته توجیه اقتصادی نداشتند، فعال شده‌اند؛ پروژه‌های مهمی مانند تولید نفت از شن و ماسه در کانادا، تولید نفت در آلاسکا و سیبری، تولید نفت در آب‌های عمیق غرب آفریقا و دریای شمال. در چنین شرایطی تأمین سرمایه برای پروژه‌های نفتی در خاورمیانه و خلیج فارس نباید کمترین مشکلی داشته باشند.

۳-۵ شکل‌گیری ساختار مالکیت^۲ پروژه‌های بالادستی

سه حالت برای مالکیت یک پروژه نفتی می‌توان تصور کرد:

- مالک پروژه شرکت ملی نفت است.
 - مالک پروژه شرکت‌های بین‌المللی نفتی هستند.
 - مالک پروژه مشارکتی از شرکت‌های بین‌المللی نفت و شرکت ملی نفت است.
- حالت دوم و سوم در قالب قراردادهای امتیازی و مشارکت در تولید شکل می‌گیرد

۱. گفت‌وگوی شخصی نگارنده با مدیر مالی شرکت استات اوپل ایران.
۲. استاندارد ایزو ۱۰۰۰۶ از این مفهوم تحت عنوان سازمان ایجادکننده پروژه (Originating Organization) یاد می‌کند. بنابر قسمت ۲-۱-۴ این استاندارد، «سازمان ایجادکننده پروژه سازمانی است که تصمیم به اجرای پروژه می‌گیرد. این سازمان ممکن است سازمانی مستقل، یا یک مشارکت باشد. سازمان ایجادکننده پروژه، پروژه را به سازمان پروژه (Project Organization) واگذار می‌کند. ... سازمان پروژه، پروژه را اجرا می‌کند» عنوان بعدی در متن (ساختار مدیریت پروژه) به این مفهوم اشاره می‌کند.

(البته رابطه شرکت‌های ملی نفت و دولت‌های آنها هم در این قالب‌ها قابل تحلیل است).^۱ امروزه ساختار مالکیت اکثر پروژه‌های نفتی در دنیا به شکل سوم است و تعداد حالت‌های اول و دوم کمتر است.

در گذشته مشارکت‌های مهم نفتی مانند نفت عراق، آرامکو و کنسرسیوم ایران وجود داشته‌اند، ولی تا دهه ۱۹۵۰ میلادی تشکیل مشارکت میان شرکت‌های نفتی در اقلیت قرار داشت. تا این زمان عموماً عملیات نفتی به صورت امتیازی در محدوده‌ای به گستره یک کشور، توسط یک شرکت انجام می‌شد. با شروع دهه ۱۹۶۰ میلادی این روند تغییر کرد و با کوچک شدن وسعت منطقه تحت امتیاز، مشارکت‌های نفتی به صورت قراردادی و نه شرکتی تشکیل شدند. مهم‌ترین دلایل این تحول به این شرح است:

(الف) شوک ناشی از ملی شدن نفت ایران در سال ۱۹۵۱. بعد از این واقعه شرکت‌های نفتی به این نتیجه رسیدند که نباید تمام فعالیت خود را در یک کشور متمرکز کنند.

(ب) ختم منازعه حقوقی در آمریکا درباره مجرمانه بودن مشارکت شرکت‌های آمریکایی در کنسرسیوم ایران و در نتیجه ورود گسترده شرکت‌های آمریکایی به قراردادهای نفتی در خارج از آمریکا.

(ج) افزایش حساسیت کشورهای صاحب نفت نسبت به فعالیت انحصاری یک شرکت بزرگ نفتی در کشورشان.^۲

امروزه شرکت‌های نفتی به دلایل مختلف ترجیح می‌دهند که با همکاری یکدیگر توسعه مخازن نفتی را برعهده بگیرند. ممکن است در مشارکت تشکیل شده رابطه مالی شرکت با دولت میزبان در قالب امتیازی و مشارکت در تولید تنظیم شده باشد. به هر حال آنچه که از دیدگاه پروژه‌ای اتفاق می‌افتد، آن است که مالکیت پروژه در اختیار چند شرکت، به نسبت آورده خواهد بود. در مدل امتیازی تمام نفت تولید شده در مالکیت شرکت طرف قرارداد است و در مقابل شرکت صاحب امتیاز بهره مالکانه و مالیات می‌دهد.

در مدل مشارکت در تولید، معمولاً ۵۰ درصد نفت تولیدی در مالکیت شرکت (یا مشارکت) طرف قرارداد مشارکت در تولید و ۵۰ درصد آن در مالکیت دولت میزبان

۱ ... آرامکو ساختار مالی مستقل دارد و به دولت عربستان حق الامتیاز و مالیات می‌پردازد (علی‌النعمی، وزیر نفت عربستان، سمینار اوپک، سپتامبر ۲۰۰۴، وین).

2. Barry, Richard, "The Mangement of International Oil Operation" Pennwell Books, 1993, p. 3.

است. علاوه بر این دولت میزبان مالیات نیز می‌گیرد. آنچه که مهم است اینکه چه در مدل امتیازی و چه در مدل مشارکت در تولید، شرکت عامل به صورت جزئی یا کلی مالک پروژه است. اما در مدل‌های پیمانکاری، تمام نفت تولیدی متعلق به دولت میزبان است و شرکت عامل دستمزد دریافت می‌کند. مدت امتیازات، معادل عمر مخزن است، بنابراین مالکیت پروژه تا اتمام آن تغییر نمی‌کند.

۳-۶ شکل‌گیری ساختار مدیریت پروژه

۳-۶-۱ مجری پروژه در مشارکت قراردادی

۳-۶-۱-۱ اپراتور

موارد ذکر شده از مشارکت‌های تشکیل شده قبل از دهه ۱۹۵۰ میلادی از مشارکت‌های شرکتی است. شرکت، مدیران و کارمندان منصوب از طرف شرکا یا استخدامی خودش را به کار می‌گرفت. شرکا عملکرد شرکت را از طریق تعیین نمایندگان خود در هیئت‌مدیره تحت نظارت داشتند. آرامکو و سیریپ نمونه‌هایی از این موارد بودند.

نوع جدیدی از مشارکت‌ها که بعد از دهه ۱۹۵۰ گسترش یافت و امروز به صورت جهانی درآمده است در یک نکته کلیدی با نوع سنتی تفاوت دارند و آن تلاش نکردن برای مدیریت مشترک (استفاده از مشارکت شرکتی) است. در عوض شرکا موافقت می‌کنند که یکی از آنها اپراتور (مجری) باشد. اپراتور مسئول استخدام پیمانکاران و مدیریت مشارکت مطابق ضوابطی است که در موافقت‌نامه مدیریت مشترک^۱ تعیین می‌شود. اپراتور باید شرکای غیراپراتور را به صورت کامل در جریان امور گذاشته و تأیید آنها را برای هر نوع اقدامی، اخذ کند.

اصولاً در موافقت‌نامه‌ها، اپراتور از تصمیم‌گیری یک‌جانبه منع شده است. شرکای غیراپراتور با عدم تصویب پیشنهادهای اپراتور می‌توانند او را از آنچه که موافق آن نیستند باز دارند، در مقابل برای شرکای غیراپراتور مشکل است که اپراتور را وادار به انجام کاری برخلاف تمایلش کنند، پس شرکای غیراپراتور منفعل هستند و این اپراتور است که ابتکار عمل را در دست دارد. این توانایی به اپراتور اختیارات زیادی در تعیین ترتیب و زمان‌بندی برنامه کاری می‌دهد. در اصطلاح می‌گویند که شریک اپراتور از

1. Joint Operating Agreement (JOA)

قدرت ابتکار^۱ برخوردار است درحالی که شریک غیراِپراتور در تصمیم‌گیری‌ها منفعل^۲ است. هر اِپراتوری تمایل دارد که پیشنهادهايش با موافقت تمام شرکا همراه باشد. در عمل توافق با تمام شرکا در مواردی حاصل نمی‌شود و باید اعضا به نسبت سهم‌شان در رأی‌گیری شرکت کنند. بنابراین لازم است که در هنگام تهیه موافقت‌نامه همکاری درباره حدنصاب رأی‌گیری‌ها توافق شود. تجربه نشان داده، اِپراتوری که برای اخذ تصمیم مجبور به جلب رضایت شرکاست - به‌خصوص شرکای باتجربه - اغلب بهتر از اِپراتوری عمل می‌کند که شریک ندارد یا اینکه در مشارکت، حق رأی اکثریت را داراست.^۳

۲-۱-۳ شرکت مشترک

ممکن است که شرکا به‌جای آنکه یکی از خودشان را مجری و اِپراتور کنند، شرکت مشترکی تشکیل دهند که اعضای هیئت‌مدیره از نمایندگان آنان باشند. این حالت امروزه در قراردادهای نفتی کمتر به چشم می‌خورد. در قراردادهای مشارکت در تولید ایران، شرکت تشکیل شده با عنوان شرکت سهامی غیرانتفاعی چنین کارکردی داشت.

۲-۲-۳ مجری پروژه در مشارکت شرکتی

۱-۲-۳ شرکت مشترک

با توجه به آنچه که درباره ساختار مرسوم همکاری شرکت‌های نفتی گفته شد، هنوز هم از قالب مشارکت شرکتی استفاده می‌شود. مثال‌هایی از چنین مشارکت‌هایی در ادامه خواهد آمد. در این حالت با توجه به شکل‌گیری شخصیت حقوقی جدید، اجرای پروژه و انعقاد قرارداد با پیمانکاران با مشکلی مواجه نیست. امروزه این حالت بیشتر درباره پروژه‌های پایین‌دستی مانند پالایشگاه‌ها و خطوط لوله اتفاق می‌افتد. در مواردی مانند پروژه‌های گاز مایع که دو بخش بالادستی و پایین‌دستی به‌صورت یکپارچه هستند نیز استفاده از چنین ساختاری مرسوم است. شرکت قطر گاز یا پارس‌اِن‌جی از مثال‌های مهم این حالت هستند.

1. Positive Authority
2. Negative Authority
3. Barry, Richard, Ibid, p. 15.

فصل چهارم عملکرد کشورهای نفت خیز در توسعه میادین نفت و گاز

مقدمه

در این فصل عملکرد شش کشور مهم صاحب نفت و شرکت‌های ملی نفت آنها در توسعه میادین آمریکای جنوبی، آفریقا و خاورمیانه بررسی شده است. در آمریکای جنوبی ونزوئلا اولین و برزیل دومین تولیدکننده نفت است. در آفریقا نیجریه بزرگ‌ترین تولیدکننده نفت است. آنگولا نیز در سال‌های اخیر با اجرای حجم زیادی از پروژه‌ها به یکی از تولیدکنندگان مهم نفت تبدیل می‌شود. شرکت سعودی آرامکو بزرگ‌ترین تولیدکننده نفت در خاورمیانه و جهان است و قطر نیز به دلیل شراکت در میدان پارس جنوبی با ایران حائز اهمیت است.

۴-۱ ونزوئلا

اجرای پروژه‌های نفتی در ونزوئلا در قالب قراردادهای مشارکت در تولید بین شرکت نفت ونزوئلا و شرکت‌های نفتی خارجی انجام می‌شود. در سال ۲۰۰۱ با تصویب قانون نفت جدید ونزوئلا سهم شرکت‌های خارجی در مشارکت‌ها به کمتر از ۵۰ درصد کاهش یافت. اپراتور این مشارکت‌ها بیشتر شرکت‌های خارجی هستند. علاوه بر این در ونزوئلا چهار مشارکت شرکتی مهم تشکیل شده که در ادامه بررسی می‌شوند.

میدان نفتی بزرگی در حاشیه رود اورینکو در ونزوئلا وجود دارد که نفت فوق سنگین دارد. طول این میدان ۶۰۰ کیلومتر و عرض آن ۷۰ کیلومتر است. برخی اعتقاد

دارند که در صورت بهره‌برداری از این میدان، حجم ذخایر نفتی ونزوئلا از عربستان نیز پیشی می‌گیرد. این میدان به چهار قسمت تقسیم شده و برای توسعه هر قسمت یک مشارکت شرکتی^۱ تشکیل شده است؛ پتروزواتا، سیرونگرو، سینکور و هاماکا. نفت تولیدی از هر یک از این چهار حوزه برای کاهش غلظت و صدور، به بندر جوز انتقال داده می‌شود. در تمامی این قراردادها، شرکت مشترک از زمان شروع تولید تجاری به مدت ۳۵ سال بهره‌برداری از میدان را برعهده خواهد داشت.



مأخذ: کونوکو فیلیپس

شکل ۴-۱ موقعیت میدان نفتی اورینکو

۴-۱-۱ پتروزواتا

در سال ۱۹۹۳ کونوکو فیلیپس با ۵۱ درصد و شرکت ملی نفت ونزوئلا با ۴۹ درصد، شرکت مشترکی برای اجرای این پروژه تشکیل دادند. هزینه این پروژه ۲/۴ میلیارد دلار برآورد شد. در سال ۱۹۹۸ میدان به تولید رسید و در سال ۲۰۰۰ تولید تجاری آن آغاز شد.

1. JVC

بخش اول ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در جهان ۷۷

شرکت پتروزواتا برای اجرای کارخانه کاهش غلظت در بندر جوز، قراردادی به مبلغ یک میلیارد دلار با مشارکتی با نام کانترینا شامل تکنیپ، بران اند روت، پارسونز و دو پیمانکار ونزوئلایی منعقد کرد. قرارداد طراحی و اجرای خط لوله ۳۶ اینچی به طول ۲۰۰ کیلومتر نیز با شرکت ویلبروس در سپتامبر ۱۹۹۷ منعقد شد.

۴-۱-۲ هاماکا

در سال ۱۹۹۷، کونوکو با ۴۰ درصد، شورن با ۳۰ درصد و شرکت ملی نفت ونزوئلا با ۳۰ درصد شرکتی مشترک برای اجرای این پروژه تشکیل دادند. در ۱۱ ژوئن ۱۹۹۷ قرارداد به تأیید کنگره ونزوئلا رسید. هزینه این پروژه ۴ میلیارد دلار برآورد شد. اجرای پروژه از آگوست سال ۲۰۰۰ آغاز و در نوامبر ۲۰۰۱ به تولید رسید و در سال ۲۰۰۴ به حداکثر ممکن رسید.

سرمایه برای ساخت کارخانه کاهش غلظت در بندر جوز از طریق منابع بانکی تأمین شد. ۶۲۸ میلیون دلار با دوره بازپرداخت ۱۷ سال از طریق صندوق ضمانت صادرات آمریکا (اگزیم بانک) و ۴۷۰ میلیون دلار با دوره بازپرداخت ۱۴ سال از طریق گروهی از بانک‌های تجاری تأمین شد. هزینه‌های لازم برای سایر بخش‌های پروژه را شرکا پرداخت کردند.

۴-۱-۳ سینکور

در نوامبر ۱۹۹۷ شرکت توتال با ۴۷ درصد، شرکت ملی نفت ونزوئلا با ۳۸ درصد و ایستات اوپل با ۱۵ درصد شرکتی مشترک برای اجرای پروژه سینکور تشکیل دادند. این پروژه شامل دو بخش ساحل و فراساحل با هزینه سرمایه‌ای ۴/۲ میلیارد دلار بود. در آگوست ۱۹۹۹ عملیات حفاری شروع و در دسامبر ۲۰۰۰ تولید آغاز شد و در مارس ۲۰۰۲ میدان به تولید تجاری رسید. هم‌اکنون تولید روزانه این میدان، ۲۱۵ هزار بشکه است.

قرارداد اجرای کارخانه کاهش غلظت در بندر جوز همانند پروژه پتروزواتا با مشارکت کانترینا در ۱۸ سپتامبر ۱۹۹۸ به مبلغ ۷۵۰ میلیون دلار منعقد شد. قرارداد

ساخت تانک‌های ذخیره‌سازی نیز با شرکت شیکاگو بریج اند آیرن^۱ به مبلغ ۴۰ میلیون دلار منعقد شد. قرارداد دیگری نیز به مبلغ ۱۶۰ میلیون دلار با شرکت گورنر برای ساخت قسمت دیگری از تأسیسات منعقد شده است.

۴-۲ برزیل

در سال ۱۹۹۹ اولین دور (دور شماره صفر) اعطای امتیازات اداره نفت برزیل برگزار شد. تا سال ۲۰۰۲ که چهارمین دور اعطای امتیازات برگزار شد، جمعاً ۵۰ امتیاز به مشارکت‌های نفتی اعطا شد. از سال ۲۰۰۳ (دور پنجم) تا سال ۲۰۰۷ (دور هفتم) ۲۸۵ امتیاز دیگر نیز اعطا شد. از مجموع ۳۳۵ امتیاز اعطایی، در ۱۹۹ مورد شرکت پتروبراس به صورت انحصاری صاحب امتیاز است. در ۱۳۶ مورد دیگر نیز، ۸۶ مورد این شرکت شریک اپراتور و در ۵۰ مورد شریک غیراپراتور است. مساحت حوزه این امتیازات ۱۵۱ هزار کیلومتر مربع است. ۱۳۵ امتیاز در بخش خشکی، ۸۳ مورد در فلات قاره و ۱۱۷ مورد در آب‌های عمیق است.

مهم‌ترین حوزه نفتی در برزیل، حوزه نفتی کامپوس^۲ در جنوب شرقی سواحل برزیل است. مساحت این حوزه ۱۰۰ هزار کیلومتر مربع و تولید فعلی آن ۵۰۰ هزار بشکه در روز است. از مشارکت‌های تشکیل شده در این حوزه می‌توان به مشارکت شرکت‌های اِلف با ۳۵ درصد، پتروبراس با ۳۵ درصد، اینترپرایز با ۱۵ درصد و شل با ۱۵ درصد در بلوک BC-۲ اشاره کرد. اپراتور این مشارکت شرکت اِلف بوده و از سال ۱۹۹۹ عملیات اکتشاف در این حوزه آغاز شده است. عمق آب در این بلوک بین ۲۰۰۰ تا ۲۷۰۰ متر است.

۴-۳ آنگولا

فلات قاره کشور آنگولا به ۳۴ بلوک نفتی تقسیم شده است. هم‌اکنون از ۱۸ بلوک، نفت تولید می‌شود. به‌استثنای بلوک‌های جنوبی که هنوز اکتشاف نشده‌اند بقیه بلوک‌ها طبق قراردادهای مشارکت در تولید در مرحله اکتشاف و تولید هستند. مشخصات مشارکت‌ها در این بلوک‌ها به شرح ذیل است (شرکتی که نام آن در ابتدا آمده اپراتور مشارکت است):

1. Chicago Bridge & Iron Company (CB&I)
2. Campus Basin

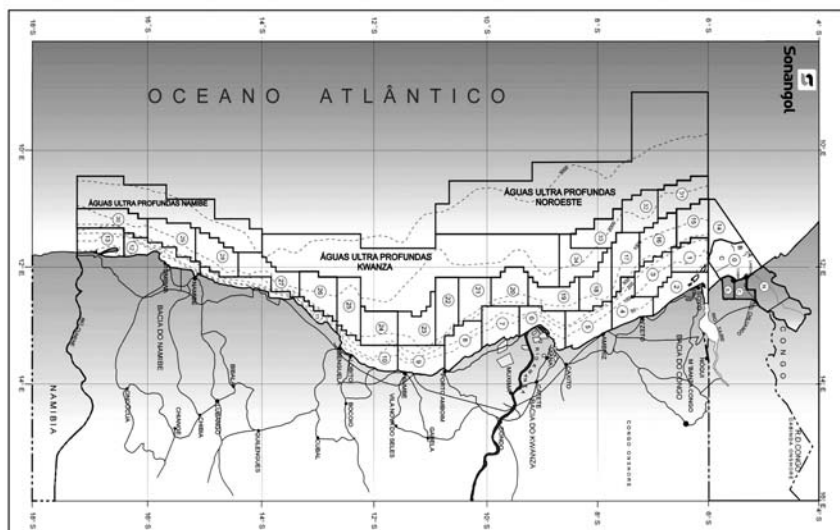
بخش اول ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در جهان ۷۹

- ۱) کابگو^۱ (۳۹/۲ درصد)، سونانگول^۲ (۴۱ درصد)، الف^۳ (۱۰ درصد)، آجیپ^۴ (۹/۸ درصد)،
- ۲) آجیپ (۵۰ درصد)، الف (۲۵ درصد)، پتروگال^۵ (۱۰ درصد)، نفتا^۶ (۱۹/۶ درصد)،
- ۳) تگزاکو^۷ (۲۰ درصد)، توتال^۸ (۲۷/۵ درصد)، پتروبراس^۹ (۲۷/۵ درصد)، سونانگول (۲۵ درصد)،
- ۴) توتال (۵۰ درصد)، آجوکو - آجکس^{۱۰} (۲۵ درصد)، آجیپ (۱۵ درصد، نفتا (۱۰ درصد)،
- ۵) سونانگول (۱۰۰ درصد)،
- ۶) سونانگول (۳۰ درصد)، بی.بی.اموکو^{۱۱} (۲۷/۵ درصد)، نورسک هیدرو^{۱۲} (۲۷/۵ درصد)، نفتا (۱۵ درصد)،
- ۷) فیلیپس^{۱۳} (۴۰ درصد)، ایگل انرژی^{۱۴} (۳۰ درصد)، پترو اینت^{۱۵} (۳۰ درصد)،
- ۸) تگزاکو (۴۰ درصد)، موبیل^{۱۶} (۳۵ درصد)، ایگل انرژی (۱۵ درصد)، نورسک هیدرو (۱۰ درصد)،
- ۹) پی اند پی^{۱۷} (۴۰ درصد)، دوون^{۱۸} (۳۵ درصد)، کِرمُک‌گی^{۱۹} (۳۵ درصد)،
- ۱۰) کابگوک^{۲۰} (۳۱ درصد)، آجیپ (۲۰ درصد)، توتال‌فینا^{۲۱} (۲۰ درصد)، سونانگول (۲۰ درصد)، پتروگال (۹ درصد)،

-
1. Cabgo
 2. Sonangol
 3. Elf
 4. Agip
 5. Petrogal
 6. Naftha
 7. Texaco
 8. Total
 9. Petrobras
 10. Ajoco-ajex
 11. Bp-amoco
 12. Norsk-hydro
 13. Philips
 14. Eagle Energy
 15. Petro Inett
 16. Mobil
 17. P & P
 18. Devon
 19. Kerr Mcgee
 20. Cabgoc
 21. Totalfina

- (۱۱) اسو^۱ (۴۰ درصد)، بی.پی.اموکو (۲۶/۶۷ درصد)، آجیپ (۲۰ درصد)، استات اویل^۲ (۱۳/۳۳ درصد)،
- (۱۲) توتال (۴۰ درصد)، اسو (۲۰ درصد)، بی.پی.اموکو (۱۶/۶۷ درصد)، استات اویل (۱۳/۳۳ درصد)، نورسک هیدرو (۱۰ درصد)،
- (۱۳) بی.پی^۳ (۵۰ درصد)، شل^۴ (۵۰ درصد)،
- (۱۴) توتال (۳۰ درصد)، رنجر اویل^۵ (۲۵ درصد)، اوشن انرژی^۶ (۲۰ درصد)، سونانگول (۲۰ درصد)، نفتا (۵ درصد)،
- (۱۵) اگزون موبیل^۷ (۵۰ درصد)، تگزاکو (۵۰ درصد)،
- (۱۶) بی.ایچ.پی^۸ (۳۰ درصد)، بی.پی (۲۰ درصد)، اسو (۲۰ درصد)، سونانگول (۲۰ درصد)، شل (۱۰ درصد)،
- (۱۷) تگزاکو (۴۰ درصد)، اسو (۲۵ درصد)، سونانگول (۲۰ درصد)، بی.ایچ.پی (۱۵ درصد)،
- (۱۸) اسو (۵۰ درصد)، اوشن انرژی (۱۵ درصد)، پتروناس^۹ (۱۵ درصد)، سونانگول (۲۰ درصد)،
- (۱۹) آجیپ (۴۰ درصد)، اسو (۳۵ درصد)، سونانگول (۲۵ درصد)،
- (۲۰) بی.پی (۲۶/۶۷ درصد)، اسو (۲۵ درصد)، استات اویل (۱۳/۳۳ درصد)، ماراتن^{۱۰} (۱۰ درصد)، سونانگول (۲۰ درصد)، اپا^{۱۱} (۵ درصد)،
- (۲۱) توتال (۳۰ درصد)، اسو (۱۵ درصد)، پرودیو^{۱۲} (۲۰ درصد)، ماراتن (۱۰ درصد)، پتروگال (۵ درصد)، سونانگول (۲۰ درصد)،
- (۲۲) اسو (۴۵ درصد)، سونانگول (۲۰ درصد)، اپا (۱۵ درصد)، فالکن اویل^{۱۳} (۱۰ درصد)، پتروگال (۵ درصد)، نفتا (۵ درصد).

1. Esso
2. Statoil
3. BP
4. Shell
5. Rangeroil
6. Ocean Energy
7. Exxon Mobill
8. BHP
9. Petronas
10. Marathon
11. Epa
12. Prodev
13. Falcon Oil



Source: sonangol.com

شکل ۲-۴ حوزه‌های نفتی در فلات قاره آنگولا

برای مثال توضیحات بیشتری درباره توسعه بلوک شماره ۱۲ ذکر می‌شود. حوزه نفتی گیراسول (بلوک ۱۲) را در ماه آوریل ۱۹۹۶ شرکت الف در آنگولا کشف کرد. در مدت ۲ سال شرکت ملی نفت آنگولا مجوز توسعه را در قالب قرارداد مشارکت در تولید به مشارکتی از شرکت‌های بین‌المللی اعطا کرد. مبلغ سرمایه‌گذاری ۲/۸ میلیارد دلار و تولید میدان ۲۰۰ هزار بشکه در روز است. پروژه را شرکت توتال به چهار زیرپروژه حفاری، سکو، لوله‌گذاری و پالایشگاه تقسیم کرد. پیمانکاران مهم پروژه به این شرح بودند: تکنیپ^۱، دوریس^۲، بالمورال^۳، مولتی فلکس^۴، تیسوت^۵.

از ویژگی‌های مهم این پروژه، حفاری در عمق ۱۴۰۰ متری است. از ۴ دسامبر ۲۰۰۱ تولید از این میدان آغاز شده است.

1. Technip
2. Doris
3. Balmoral
4. Multiflex
5. Tissot

۴-۴ نیجریه

در نیجریه شرکت‌های بین‌المللی نفت در قراردادهای مشارکت در تولید از طریق تشکیل مشارکت با شرکت ملی نفت نیجریه به توسعه و بهره‌برداری از میادین اقدام می‌کنند. مبنای مشارکت، موافقت‌نامه همکاری بین شرکاست. تمامی تولید نفت نیجریه، از طریق این مشارکت‌ها استخراج می‌شود. همان‌طور که مشاهده می‌شود شرکت ملی نفت نیجریه^۱ در تمام مشارکت‌ها شریک غیراوپراتور است و اجرای پروژه برعهده شرکت‌های نفتی خارجی است.

جدول ۴-۱ مشارکت‌های نفتی در نیجریه

| ردیف | شرکا | اوپراتور | درصد سهم در مشارکت |
|------|--|-----------|---------------------|
| ۱ | شل آجیپ الف شرکت ملی نفت نیجریه | شل | ۳۰ ۵ ۱۰ ۵۵ |
| ۲ | موبیل شرکت ملی نفت نیجریه | موبیل | ۴۰ ۶۰ |
| ۳ | شورون شرکت ملی نفت نیجریه | شورون | ۴۰ ۶۰ |
| ۴ | آجیپ فیلیپس شرکت ملی نفت نیجریه | آجیپ | ۲۰ ۲۰ ۶۰ |
| ۵ | الف شرکت ملی نفت نیجریه | الف | ۴۰ ۶۰ |
| ۶ | تگزاکو شورون شرکت ملی نفت نیجریه | تگزاکو | ۲۰ ۲۰ ۶۰ |
| ۷ | پاون اوشن شرکت ملی نفت نیجریه | پاون اوشن | ۴۰ ۶۰ |

مأخذ: سایت شرکت ملی نفت نیجریه.

۴-۵ عربستان

در حال حاضر آرامکو با تولید ۹/۱ میلیون بشکه نفت در روز بزرگ‌ترین تولیدکننده نفت در جهان است (پایان سال ۲۰۰۵). با اجرای دو پروژه بزرگ، میزان تولید این شرکت به ۱۰/۵ میلیون بشکه در روز خواهد رسید. اولین پروژه، فاز سوم - و آخر - توسعه میدان هراد با هدف افزایش تولید به میزان ۳۰۰ هزار بشکه در روز در ابتدای سال ۲۰۰۶ بود. پروژه دیگر، پروژه خورایس است که در ادامه شرح داده می‌شود.

هم‌اکنون پروژه‌های اکتشاف و تولید در عربستان را به‌صورت انحصاری شرکت آرامکو انجام می‌دهد. آرامکو بدون استفاده از شرکت‌های نفتی و با استفاده از پیمانکاران نفتی به‌صورت مستقیم به توسعه میادین نفتی در عربستان اقدام می‌کند. با وجود این در مواردی شرکت آرامکو به مشارکت با شرکت‌های نفتی از طریق تشکیل مشارکت‌های شرکتی اقدام کرده است. در سال‌های ۲۰۰۳ و ۲۰۰۴، دولت عربستان به چهار مشارکت، امتیاز اکتشاف و تولید از میادین گازی موجود در ربع‌الخالی را اعطا کرد. اولین امتیاز در ۱۵ نوامبر ۲۰۰۳ به مشارکت سعودی آرامکو (۳۰ درصد)، توتال (۳۰ درصد) و شل (۴۰ درصد) در حوزه‌ای به مساحت ۲۰۹ هزار کیلومتر مربع داده شد. شرکت مشترک سِراک^۱ را برای اجرای این قرارداد، شرکا تشکیل دادند. قرار دوم در ژانویه ۲۰۰۴ با مشارکت سعودی آرامکو (۸۰ درصد) و شرکت لوک اوپیل روسیه (۲۰ درصد) امضا شد. چهار مشارکت مذکور به این شرح هستند: لوکسار،^۲ اس.اس.جی.ال،^۳ ای.آر.اس^۴ و سِراک.

۴-۵-۱ پروژه توسعه میدان قطیف و ابوصفا

میدان قطیف به طول ۵۰ و عرض ۱۰ کیلومتر در شمال ظهران عربستان و در کنار دریا واقع شده است. در نزدیک این میدان در فلات قاره میدان ابوصفا به طول ۱۹ و عرض ۱۰ کیلومتر قرار دارد. با اجرای طرح توسعه، ظرفیت تولید نفت خام از این میادین از ۱۴۵ هزار بشکه در روز به ۸۰۰ هزار بشکه در روز افزایش می‌یابد. علاوه‌بر این ۳۵۰ میلیون فوت مکعب در روز گاز طبیعی و ۴۰ هزار بشکه میعانات گازی تولید می‌شود.

1. South Rub Al-Khali Company Ltd (SRAK)
2. Lukoil Saudi Arabia Energy Ltd (LUKSAR)
3. Sino Saudi Gas Ltd (SSGL)
4. EniRepSa Gas Ltd (ERS)

قرارداد حفاری این میدان در نوامبر ۲۰۰۱ به ارزش ۱۴۰ میلیون دلار با شرکت هالیبرتن منعقد شد. طبق این قرارداد، در میدان قطیف ۱۵۱ چاه توسعه‌ای و در میدان ابوصفا ۲۹ چاه توسعه‌ای حفر می‌شوند. همچنین ۶۱ چاه فعلی میدان ابوصفا تعمیر می‌شوند. ۵۷ سکوی جدید حفاری در دریا نصب و ۱۰ سکوی موجود بازسازی می‌شوند. در این پروژه سه واحد جداسازی نفت و گاز پیش‌بینی شده است. یکی در شمال میدان قطیف (با ظرفیت ۳۰۰ هزار بشکه در روز)، یکی در جنوب آن (با ظرفیت ۲۰۰ هزار بشکه در روز) و یکی در میدان ابوصفا (با ظرفیت ۳۰۰ هزار بشکه در روز).

در مارس ۲۰۰۲ یک قرارداد طراحی، خرید، ساخت^۱ با شرکت اسنمپروجتی برای ساخت تأسیسات شمال میدان قطیف و تأسیسات میدان ابوصفا به مبلغ ۶۴۰ میلیون دلار منعقد شد. هم‌زمان قرارداد دیگری برای طراحی و اجرای واحد جنوبی میدان قطیف به مبلغ ۱۵۰ میلیون دلار با شرکت شیکاگو بریج اند آیرن منعقد شد. قرارداد خدمات مدیریت نیز با شرکت فاسترویلر منعقد شده است. گاز ترش اضافی به‌دست آمده از میدان به پالایشگاه گاز بری انتقال می‌یابد. بدین ترتیب ظرفیت این پالایشگاه افزایش می‌یابد. پیمانکار این پروژه مشارکت تکنیپ کافلکسیپ و مبلغ آن ۳۵۰ میلیون دلار است. قرارداد طراحی و ساخت لوله‌های جمع‌آوری نفت در میدان و انتقال آن به پالایشگاه بری با شرکت سودروبا^۲ به مبلغ ۵۳ میلیون دلار منعقد شد. قرارداد طراحی و اجرای سیستم مخابراتی به مبلغ ۲۶ میلیون دلار با شرکت امریکن جنرال داینما میکز گروپ^۳ منعقد شده است.

۲-۵-۴ پروژه خورایس

با اجرای این پروژه ظرفیت تولید نفت خام عربستان با ۱/۲ میلیون بشکه افزایش، تا ژوئن ۲۰۰۹ به بیش از ۱۰ میلیون بشکه در روز افزایش می‌یابد. در این پروژه، سه میدان مجاور خورایس، ابوجیفان و مزالیج توسعه داده می‌شود و از طریق خطوط انتقال، نفت خام به پالایشگاه بزرگی با ۴ واحد انتقال داده می‌شود.

1. Engineering, Procurement, Construction (EPC)
 2. Suedrohrbau
 3. American General Dynamics Group



Source: Encyclopedia of Oil & Gas

شکل ۳-۴ میادین نفتی خورایس، قطیف و قوار

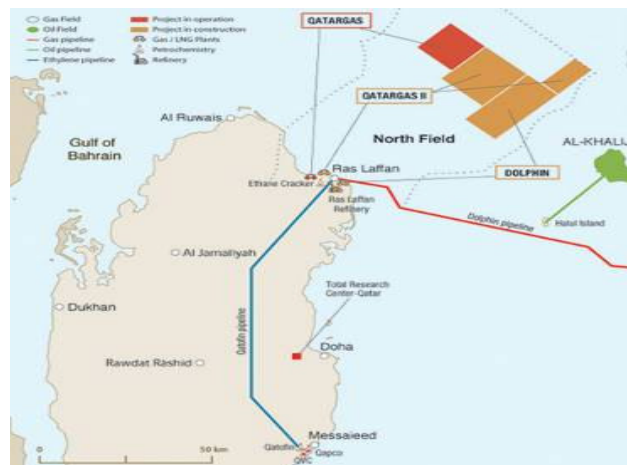
گازهای همراه نفت در پالایشگاه دیگری با دو واحد جداسازی می‌شوند. مخازن ذخیره برای نگهداری نفت خام ساخته می‌شود. یک تیم ۸۰ نفره در شرکت آرامکو اجرای این پروژه ۳ میلیارد دلاری را مدیریت می‌کنند. در فوریه ۲۰۰۶ آرامکو دو مناقصه، یکی برای ساخت پالایشگاه گاز و یکی برای ساخت پالایشگاه نفت برگزار کرد. شرکت اسنمپروجتی برنده مناقصه پالایشگاه نفت و کنسرسیوم هیوندای و فاسترویلر برنده پالایشگاه گاز شدند. طراحی فید برای کل پروژه را شرکت فاسترویلر انجام داده است. قرارداد حفاری نیز با شرکت هالیبرتن منعقد شده است.

۴-۶ قطر

قطر پس از روسیه و ایران، سومین کشور دارنده ذخایر گاز طبیعی در جهان است. بیشتر این ذخیره مربوط به قسمت جنوبی میدان گازی پارس جنوبی است که در قطر به نام گنبد شمالی شناخته شده است. بیشتر گاز استحصال از این میدان به صورت گاز مایع (ال.ان.جی) صادر می‌شود. دو پروژه بزرگ قطر گاز و راس گاز برای بهره‌برداری از ذخایر این میدان در حال اجراست. پروژه قطر گاز در شهر صنعتی راس لافان در چهار فاز برای استحصال گاز مایع و صادرات آن در مرحله اجراست.

۱-۶-۴ فاز ۱

برای اجرای این پروژه شرکت گاز مایع قطر^۱ تشکیل شد. ۶۵ درصد مالکیت این شرکت در اختیار شرکت نفت قطر (قطر پترولیوم)، ۱۰ درصد شرکت توتال، ۱۰ درصد شرکت اگزون موبیل، ۷/۵ درصد شرکت میتسویی و ۷/۵ درصد در مالکیت شرکت ماروبنی است. پالایشگاه این فاز شامل سه واحد هریک به ظرفیت ۲/۴ میلیون تن گاز مایع در سال است. برای این فاز، چهار مخزن ذخیره‌سازی هریک به ظرفیت ۸۵۰۰۰ مترمکعب ساخته شده است. در سال ۱۹۹۳ این پروژه با هزینه‌ای معادل ۲/۳ میلیارد دلار آغاز شد. پیمانکاران سازنده پالایشگاه، شرکت‌های تکنیپ و چیودا بودند. عملیات مهندسی این فاز با تأیید فید ارائه شده از سوی قطر گاز توسط طراح شروع شد. عملیات خرید تجهیزات با دوره ساخت با سفارش آنها توسط شرکت قطر گاز، آغاز گردید. بعد از انعقاد قرارداد پالایشگاه، قطر گاز سفارش‌های خرید را به پیمانکار منتقل کرد. عملیات ساخت پالایشگاه با آماده‌سازی سایت و ساخت تأسیسات جانبی شروع شد. پس از آن ساخت واحدهای تولید گاز مایع، اسکله بارگیری و مخازن ذخیره انجام شد.



مأخذ: سایت توتال

شکل ۴-۴ میدان گازی پارس جنوبی (در بخش قطر)

1. Qatar Liquefied Gas Company Limited

بخش اول ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در جهان ۸۷

در مجموع برای اجرای این فاز ۱۸۲۶۰۰۰۰۰ مترمکعب بتن‌ریزی، ۹۳۰۰ تن فلزکاری، ۲۸۰۰۰ تن لوله‌گذاری و ۳۲۰۰۰ تن نصب تأسیسات انجام شده است. در سپتامبر ۱۹۹۶ واحد اول پس از ۳۹ ماه از امضای قرارداد تحویل^۱ داده شد. واحد دوم نیز ۳ ماه بعد تحویل داده شد. واحد سوم نیز که قرارداد آن در جولای ۱۹۹۵ بسته شده بود پس از ۳۲ ماه در مارس ۱۹۹۸ تحویل داده شد. در دسامبر ۱۹۹۶ اولین محموله گاز مایع، جزیره راس لافان را به مقصد بزرگ‌ترین نیروگاه با سوخت گاز مایع جهان در ژاپن ترک کرد. پیمانکار حمل گاز مایع، شرکت میتسویی ژاپن است. در دسامبر ۲۰۰۱ شرکت قطر گاز قراردادی به مبلغ ۱۰۰ میلیون دلار با کنسرسیومی از شرکت‌های تکنیپ و چپودا برای توسعه پالایشگاه فاز یک امضا کرد. پس از اجرای طرح افزایش ظرفیت، تولید هر واحد به بیش از ۳ میلیون تن در سال رسید. انجام این عملیات در سال ۲۰۰۵ تکمیل شد. قرارداد فروش ۶ میلیون تن در سال از گاز مایع تولیدی این پروژه به مدت ۲۵ سال با ۸ شرکت ژاپنی^۲ امضا شده است. از ژانویه ۱۹۹۷ تا ماه می سال ۲۰۰۳ بیش از ۳۰ میلیون تن گاز مایع به این شرکت‌های ژاپنی فروخته شده است.

۲-۶-۴ فاز ۲

۷۰ درصد سهام این پروژه در اختیار شرکت نفت قطر و ۳۰ درصد آن در اختیار شرکت آگزون موبیل است. در سال ۲۰۰۲ توسعه فاز ۲ پروژه قطر گاز در قالب دو واحد جدید ۴ و ۵ با هزینه ۱۲ میلیارد دلار شروع شد. در سال ۲۰۰۲ فید اولیه و در سال ۲۰۰۳ فید نهایی انجام شد. در سال ۲۰۰۴ عملیات ساخت شروع شد. پیش‌بینی می‌شود که در زمستان سال ۲۰۰۸ محموله‌های گاز مایع این فاز به انگلستان برسد. این فاز شامل دو واحد، هریک به ظرفیت تولید ۷/۸ میلیون تن گاز مایع در سال است. بنابر برنامه زمان‌بندی اولیه واحد چهارم در اواخر سال ۲۰۰۷ و واحد پنجم، ۹ ماه بعد راه‌اندازی

1. Plant Hand Over

2. Chubu Electric Power Company, Tohoku Electric Company, Tokyo Electric Company, Kansai Electric Company, Chugoku Electric Company, Tokyo Gas Company, Osaka Gas Company, Tohu Gas Company.

می‌شود. تولیدات این دو واحد به پایانه ساوت هوک^۱ واقع در ولز غربی در انگلستان ارسال می‌شود. از این دو واحد سالیانه ۱۵/۶ میلیون تن گاز مایع، ۶ میلیون بشکه میعانات گازی و ۱/۷ میلیون تن پروپان و بوتان تولید می‌شود.

قرارداد طراحی و ساخت پالایشگاه با هزینه ۴ میلیارد دلار با مشارکت تکنیپ و چیودا منعقد شده است. قرارداد ساخت سه سکوی سرچاهی و دو خط لوله ۳۶ اینچ با شرکت ان.پی.سی.سی^۲ به مبلغ ۵۰۰ میلیون دلار منعقد شده است. در نوامبر سال ۲۰۰۴ قرارداد ساخت پایانه وارداتی^۳ در انگلستان به مبلغ ۷۰۰ میلیون دلار منعقد شد. در همین تاریخ سفارش ساخت هشت کشتی جدید به شرکت‌های کره‌ای داده شد. هشت کشتی دیگر نیز از طریق اجاره‌های ۲۵ ساله از دو کنسرسیوم تأمین می‌شود.

۳-۶-۴ فازهای (۳ و ۴)

سرمایه‌گذاری برای فاز ۳ را مشارکتی از شرکت‌های نفت قطر با ۶۸/۵ درصد، کونوکوفیلیپس با ۳۰ درصد و میتسویی با ۱/۵ درصد و برای فاز ۴ را شرکت‌های نفت قطر با ۷۰ درصد و شل با ۳۰ درصد انجام داده‌اند.

توسعه این دو فاز با هدف پاسخ به تقاضای روزافزون بازار آمریکا برای گاز مایع در دسامبر ۲۰۰۵ شروع شد. هر فاز شامل یک واحد تولید گاز مایع است. قرارداد طراحی و ساخت این دو واحد با کنسرسیوم چیودا و تکنیپ به ارزش ۴ میلیارد دلار امضا شد. هر فاز ۷/۸ میلیون تن گاز مایع در سال، ۳۵ میلیون مترمکعب گاز طبیعی در روز و ۷۰ هزار بشکه ال.پی.جی و میعانات گازی در روز تولید خواهد کرد. اولین محموله گاز مایع از فاز ۳ در سال ۲۰۰۹ و از فاز ۴ در سال ۲۰۱۰ به مقصد آمریکا ارسال خواهد شد.

1. South Hook Terminal
2. National Petroleum Construction Company (NPCC)
3. Receiving Terminal

جمع‌بندی مطالب بخش اول

گفته شد درباره معادن نفت و گاز در فقه اسلامی و رژیم‌های حقوقی مختلف دو تئوری وجود دارد. بنابر یک نظر مالک معادن نفت و گاز از پیش مشخص است. طرفداران این نظریه در فقه اسلامی معادن را از جمله انفال دانسته و در مالکیت امام معصوم (ع) می‌دانند. در برخی نظام‌های غربی مانند انگلستان و نروژ، معادن را در مالکیت ملکه یا پادشاه دانسته‌اند. در برخی از نظام‌ها مالکیت را متعلق به دولت یا حکومت دانسته‌اند. در تمام این نظریه‌ها مالکیت معادن در صلاحیت فرد یا نهادی است که صلاحیت حاکمیت بر جامعه را دارد. بنابر نظر دیگر، معادن نفت و گاز در زمره مباحات بوده و هرکس آنها را طبق مقررات مشخصی استخراج کند (حیازت) مالک آنهاست.

شرکت‌های نفتی در قالب توافقاتی مانند امتیاز یا مشارکت در تولید با مالک مخزن، در تمام یا قسمتی از مخزن شریک شده و به سرمایه‌گذاری و اجرای عملیات توسعه اقدام می‌کنند. برخی از دولت‌های صاحب مخازن ترجیح داده‌اند که با تأسیس شرکت‌های ملی نفت بدون مراجعه به شرکت‌های نفتی خارجی خود به سرمایه‌گذاری برای توسعه میادین اقدام نمایند.

معمولاً شرکت‌های نفتی برای کاهش ریسک‌ها و هزینه‌ها به‌خصوص در بخش اکتشاف، در قالب مشارکت، به انجام این سرمایه‌گذاری‌ها اقدام می‌کنند. برای انجام عملیات اکتشاف، شرکت‌های نفتی به‌دلیل ریسک بالا تمام هزینه‌ها را از طریق منابع داخلی خود تأمین می‌کنند. طبق قوانین نفتی در بسیاری از کشورها شرکت‌های نفتی مکلف هستند پس از اثبات تجاری بودن میدان، شرکت ملی نفت متعلق به دولت میزبان را در پروژه شریک کنند.

اجرای پروژه به این صورت است که یکی از شرکا به‌عنوان مجری عملیات (اپراتور) وارد

قرارداد با پیمانکاران اجرایی شده و پروژه را اجرا می‌کند. شرکای غیراِپراتور از طریق کمیته مشترک بر اقدام‌های شریک اِپراتور نظارت می‌کنند. هریک از شرکا متناسب با آورده خود در سود پروژه شریک است و شریک اِپراتور سهم بیشتری نخواهد داشت. با توجه به اندازه و ریسک‌های موجود در عملیات توسعه، شرکت‌های نفتی، ترکیبی از منابع داخلی و منابع بانکی را برای اجرای پروژه به کار می‌گیرند. (به دلیل ریسک بالا در پروژه‌های بالادستی نسبت به پایین‌دستی استفاده از وام‌های به اعتبار پروژه‌ها^۱ میسر نیست و لازم است که تأمین سرمایه به اعتبار شرکت مادر انجام شود). شرکت‌های نفتی مجری (اِپراتور) عملیات توسعه با به کارگیری پیمانکاران نفتی اقدام به اجرای پروژه می‌کنند. پیمانکاران نفتی در برابر دریافت دستمزد از شرکت‌های نفتی عملیات، موضوع قرارداد را انجام می‌دهند.

در آنگولا، نیجریه و ونزوئلا شرکت‌های ملی نفت در جایگاه غیراِپراتور هستند و شرکت‌های نفتی خارجی مجری پروژه‌ها هستند. در برزیل، مکزیک و نروژ شرکت‌های ملی نفت بیشتر اِپراتور هستند. در کشورهایمانند عربستان و کویت تمام عملیات بالادستی را شرکت‌های ملی نفت به صورت انحصاری انجام می‌دهند.

بخش دوم

ساختار انجام پروژه‌های
بالادستی در ایران

فصل پنجم اکتشاف و توسعه میادین نفت و گاز

مقدمه

در این فصل صنعت نفت ایران در بخش بالادستی را در سه دوره بررسی می‌کنیم:
- دوره اول: از اعطای امتیاز داری تا انعقاد قرارداد کنسرسیوم (۱۳۳۳ - ۱۲۸۰)،
- دوره دوم: انعقاد قرارداد کنسرسیوم تا پیروزی انقلاب اسلامی (۱۳۵۸ - ۱۳۳۳)،
- دوره سوم: از سال ۱۳۵۸ تاکنون.

۵-۱ از اعطای امتیاز داری تا انعقاد قرارداد کنسرسیوم (۱۳۳۳-۱۲۸۰)

۵-۱-۱ از داری تا ملی شدن (۱۳۳۰-۱۲۸۰)

در سال ۱۸۶۴ نخستین امتیاز نفت در ایران به یک انگلیسی داده شد. قرار بود در ضمن احداث یک خط آهن، معادن واقع در حریم چهل مایلی این خط را این فرد استخراج کند. این امتیاز در عمل به جایی نرسید. امتیاز مشابهی در سال ۱۸۷۲ به انگلیسی دیگری به نام بارون ژولیوس روتترز داده شد. تفاوت این امتیاز با امتیاز قبلی گسترش منطقه امتیاز از چهل مایلی خط آهن به کل ایران بود. امتیاز سوم در سال ۱۸۸۳ به آلبرت هوتس از اتباع هلند برای اکتشاف نفت در منطقه دالکی اعطا شد. در سال ۱۸۸۹ بارون روتترز که به دلیل از دست دادن امتیاز سابق ادعای خسارت داشت، امتیازنامه ایجاد بانک شاهنشاهی در ایران را به دست آورد. در این امتیازنامه حق بهره‌برداری از تمامی معادن (از جمله نفت) به این بانک واگذار شد. در سال ۱۹۰۱ امتیاز دیگری به ویلیام ناکس داری واگذار شد. در سال ۱۹۰۸ نفت کشف و چند ماه بعد شرکت نفت ایران و انگلیس تشکیل شد و تمام حقوق امتیازنامه داری به شرکت مزبور انتقال یافت. در سال ۱۹۱۴ بیشترین سهام کمپانی، در اختیار دولت انگلیس قرار گرفت.

در سال ۱۹۱۶ امتیازی به خوشتاریا از اهالی گرجستان واگذار شد. در سال ۱۹۱۷ خوشتاریا امتیاز خود را به شرکت نفت ایران و انگلیس منتقل کرد که در نهایت این امتیاز لغو گردید. در سال ۱۹۲۱ قرارداد امتیازی با شرکت نفت استاندارد نیوجرسی برای عملیات در پنج ایالت شمالی که از امتیازنامه داری مستثنا شده بودند، منعقد شد. در سال ۱۹۲۴ امتیاز اکتشاف در پنج ایالت شمالی به شرکت آمریکایی سینکلر واگذار شد. در سال ۱۹۳۷ اکتشاف در پنج ایالت شمالی به یک شرکت آمریکایی به نام سی بورد واگذار شد. در سال ۱۹۳۴ (۱۳۱۲) با تصویب مجلس شورای ملی امتیاز داری تعدیل شد. به موجب این تعدیل مساحت ناحیه امتیاز به یک پنجم تقلیل و درآمد ایران افزایش یافت، ولی مدت زمان امتیاز تا سال ۱۳۵۶ تمدید شد.

۲-۱-۵ دوره سه ساله ملی شدن (۱۳۳۳-۱۳۳۰)

در ۲۹ اسفند ماه سال ۱۳۲۹ تصمیم کمیسیون مخصوص نفت دایر به قبول پیشنهاد ملی شدن صنعت نفت ایران مصوب ۱۳۲۹/۱۲/۱۷ مجلس شورای ملی، به تصویب مجلس سنا رسید. حدود یک ماه بعد در ۹ اردیبهشت سال ۱۳۳۰، طرح قانونی دایر به طرز اجرای اصل ملی شدن صنعت نفت در سراسر کشور به تصویب مجلسین رسید. طبق این طرح ۹ ماده‌ای برای اجرای قانون ملی شدن صنعت نفت، هیئت مختلطی مرکب از ۵ تن از نمایندگان مجلس سنا، ۵ تن از نمایندگان مجلس شورا و وزیر دارایی تشکیل شد. این هیئت مأموریت داشت که فوراً از شرکت سابق نفت انگلیس و ایران خلع ید کرده و تا تهیه و تصویب اساسنامه شرکت ملی نفت ایران اداره امور صنعت نفت ایران را به عهده گیرد. در اواخر اردیبهشت اعضای هیئت مختلط انتخاب شدند. در ۱۱ خرداد هیئت مدیره موقت تعیین شدند تا زیر نظر هیئت مختلط عملاً امور شرکت سابق را با عنوان جدید شرکت ملی نفت ایران به دست گیرند. روز یکشنبه ۱۸ خرداد ۱۳۳۰، سه نفر از اعضای هیئت مختلط به همراه هیئت مدیره موقت شرکت ملی نفت ایران با هواپیما عازم اهواز شدند.^۱ روز ۲۰ خرداد ۱۳۳۰، هیئت مدیره موقت در دفتر مرکزی شرکت سابق در خرمشهر مستقر شد. در نخستین اقدام پرچم ایران بر فراز شرکت سابق نصب و تابلوی هیئت مدیره

۱. حسین مکی، خلع ید، تهران، بنگاه ترجمه و نشر کتاب، ۱۳۶۰، ص ۳۴۳.

موقت جایگزین تابلوی شرکت سابق شد. در اولین اعلامیه هیئت‌مدیره موقت در همان روز اعلام شد که کارکنان ایرانی و خارجی شرکت سابق نفت کماکان به خدمت خود باقی و مستخدم شرکت ملی نفت ایران هستند،^۱ سپس به رئیس پخش شرکت سابق دستور داده شد درآمد حاصل از فروش نفت را به حساب شرکت ملی نفت ایران واریز کند و به مشتریان خارجی هم اعلام کردند که به هیئت‌مدیره موقت مراجعه کنند. از اریک دریگ، مدیرکل شرکت سابق خواسته شد که حساب‌ها را از تاریخ تصویب قانون ملی شدن نفت، تسلیم کند. دریگ چند روز بعد ایران را ترک و به بصره عزیمت کرد. روز ۲۹ خرداد - تسلط دولت ایران بر تأسیسات نفت - روز خلع ید نام گرفت.^۲

در ۱۳۳۱/۹/۵ اولین اساسنامه شرکت ملی نفت ایران به تصویب دولت رسید. با وجود رد شکایت انگلستان در دیوان دادگستری بین‌المللی لاهه، به دلیل به نتیجه نرسیدن مذاکرات مربوط به چگونگی فروش نفت، در این سه سال، تولید و فروش نفت کاهش چشمگیری یافت. (کل فروش نفت در این سه سال از ۱۲۰ هزار تن تجاوز نکرد).^۳

۲-۵ از انعقاد قرارداد کنسرسیوم تا پیروزی انقلاب اسلامی (۱۳۵۸-۱۳۳۳)

۱-۲-۵ حوزه عمل کنسرسیوم

۱-۱-۲-۵ دوره اول (۱۳۵۲-۱۳۳۳)

در ۱۳۳۳/۸/۶ قرارداد معروف به کنسرسیوم با عنوان لایحه قانونی راجع به اجازه مبادله قرارداد فروش نفت و گاز و طرز اداره عملیات آن به تصویب مجلسین ایران رسید. طبق ماده (۳) قرارداد، برای اجرای قرارداد، اعضای کنسرسیوم^۴ ترتیبی دادند که شرکت‌های عامل طبق قوانین کشور هلند تأسیس شوند و تعهد کردند که قرارداد را به امضای آنان برسانند و به محض امضای این قرارداد هر یک از شرکت‌های عامل مزبور در حکم طرف قرارداد شناخته شوند. اعضای کنسرسیوم به صورت تضامنی تعهدات شرکت‌های عامل

۱. همان، ص ۳۷۲.

۲. سید جلال‌الدین مدنی، *تاریخ سیاسی معاصر ایران*، جلد ۱، دفتر انتشارات اسلامی، ۱۳۶۱، ص ۲۱۱.

۳. مصطفی فاتح، *پنجاه سال نفت ایران*، تهران، پیام، ۱۳۵۸، ص ۶۴۷.

۴. اعضای کنسرسیوم به این شرح بودند: بی.بی. با ۴۰ درصد، شل با ۱۴ درصد، شرکت نفت فرانسه با ۶ درصد و ۱۱ شرکت آمریکایی جمعاً با ۴۰ درصد.

(شرکت اکتشاف و تولید و شرکت تصفیه) را طبق این قرارداد تضمین کنند. طبق بند «الف» ماده (۴۹)، مدت این قرارداد ۲۵ سال تعیین شده بود (تا سال ۱۳۵۸). از مجموع مساحت کشور حدود ۲۵۴ هزار کیلومتر مربع برای اجرای عملیات نفتی به کنسرسیوم واگذار شد و باقی مساحت کشور و منابع فراساحل در اختیار شرکت ملی نفت ایران باقی ماند. سرمایه لازم برای اکتشاف، بهره‌برداری و فروش توسط اعضای کنسرسیوم تأمین می‌شد. شرکت اکتشاف و تولید، عامل اعضای کنسرسیوم بود و طبق ماده (۱۳) حق‌العمل دریافت می‌کرد و هیچ‌گونه مالکیتی بر نفت و گاز تولید شده نداشت. طبق بند «۲» جزء د ماده (۱۸) نفت خام و گاز طبیعی که شرکت ملی نفت ایران به شرکت‌های بازرگانی می‌فروخت در سرچاه به ملکیت شرکت‌های مزبور درمی‌آمد. طبق آنچه گفته شد، در این قرارداد از مشارکت قراردادی استفاده شده و شرکا برای مدیریت این مشارکت از قالب شرکت مشترک برای اداره مشارکت استفاده کرده‌اند (مراجعه کنید به بند ۱-۲-۲-۳).

۲-۱-۲-۵ دوره دوم (۱۳۵۸-۱۳۵۲)

در ۱۳۵۲/۵/۸ قانون الغای قرارداد نفت با کنسرسیوم مصوب سال ۱۳۳۳ و اجازه اجرای قرارداد فروش و خرید نفت بین دولت ایران و شرکت ملی نفت ایران و شرکت‌های خارجی به تصویب رسید. تصویب این قرارداد تحول مهمی در قراردادهای نفتی ایران است. در مقدمه این قرارداد تصریح شده است «نظر به اینکه ایران در اجرای اهداف بالا تصمیم گرفته است که حق تمام و کامل مالکیت و تصدی و کنترل کلیه ذخایر هیدروکربور و دارایی‌ها و اداره صنعت به‌وسیله شرکت ملی نفت ایران اعمال شود...».

طبق بند «الف» ماده (۱۱) شرکت ملی نفت ایران تمام سرمایه و سایر وجوه لازم برای تمام عملیات مذکور در این قرارداد را تأمین خواهد کرد. بنابراین تأمین سرمایه از تعهدات شرکت‌های کنسرسیوم خارج شد.

طبق ماده (۱۷)، اعضای کنسرسیوم ترتیب تأسیس شرکت خدماتی را در ایران به‌صورت شرکت سهامی خاص غیرانتفاعی^۱ خواهند داد تا عملیات محوله از طرف شرکت

1. Oil Service Company (OSCO)

ملی نفت ایران را طبق پیمان خدماتی که قرار است با شرکت ملی نفت ایران منعقد شود، انجام دهد. مدت اولیه این پیمان ۵ سال بود. طبق این قرارداد خدماتی، شرکت آسکو اجرای عملیات اکتشاف، توسعه، تولید، تصفیه، حمل و بارگیری را به عهده گرفت. طبق قرارداد، اعضای کنسرسیوم در خرید نفت ایران اولویت داشتند.

۲-۲-۵ حوزه خارج از قرارداد کنسرسیوم

شرکت ملی نفت ایران برای اجرای وظایف خود درباره اکتشاف و استخراج و بهره‌برداری در خارج از حوزه کنسرسیوم به سه روش اقدام کرد. اول از طریق انعقاد قراردادهای مشارکت در تولید با شرکت‌های نفت بین‌المللی طبق قانون نفت سال ۱۳۳۶، دوم از طریق قراردادهای پیمانکاری طبق قانون نفت سال ۱۳۵۲ و سوم از راه مبادرت به عملیات اکتشاف و حفاری و تولید از طریق سازمان خود.

۱-۲-۲-۵ قراردادهای مشارکت

در ۷ مرداد ۱۳۳۶ نخستین قانون نفت ایران با عنوان «قانون مربوط به تفحص و اکتشاف و استخراج نفت در سراسر کشور و فلات قاره» در ۱۶ ماده به تصویب رسید. هدف این قانون راه‌گشایی برای اکتشاف و بهره‌برداری در خارج از حوزه قرارداد کنسرسیوم بود. طبق این قانون، شرکت ملی نفت ایران با شرکت‌های خارجی قرارداد مشارکت در تولید امضا کرد. علاوه بر این در تأمین سرمایه و در انجام پروژه نیز شرکت ملی نفت ایران مشارکت کرد. شرکت ملی نفت ایران مکلف بود قراردادهای منعقد خود با شرکت‌های خارجی طبق این قانون را به امضای هیئت وزیران و سپس تصویب مجلس برساند (ماده (۲) قرارداد). طبق این قانون، برای همکاری شرکت نفت و شرکت‌های خارجی هر دو صورت مشارکت قراردادی و مشارکت شرکتی پیش‌بینی شد. از مدل مشارکت شرکتی با نام سازمان مشترک و از مدل مشارکت قراردادی با عنوان دستگاه مختلط در قانون یاد شد. برای مدیریت مشارکت قراردادی به‌جای روش معمول اعطای نمایندگی به یکی از شرکا به‌عنوان اپراتور، از یک شرکت با مدیریت مشترک استفاده شد (مراجعه کنید به بند ۱-۲-۲-۳). از این شرکت با نام شرکت سهامی غیرانتفاعی یاد شده و تمام عملیات این شرکت به حساب شرکا بود.

جدول ۵-۱ تولید نفت در ایران

(هزار بشکه در روز)

| ردیف | سال | کنسرسيوم | لاپکو | ایپاک | سیرپ | ایمینوکو | شرکت ملی نفت ایران |
|------|------|----------|-------|-------|------|----------|--------------------|
| ۱ | ۱۹۶۱ | ۱۱۷۰ | - | ۰/۴ | ۳ | - | ۹ |
| ۲ | ۱۹۶۲ | ۱۲۹۹ | - | ۰/۱ | ۶ | - | ۱۴ |
| ۳ | ۱۹۶۳ | ۱۴۴۲ | - | ۰/۳ | ۱۵ | - | ۱۷ |
| ۴ | ۱۹۶۴ | ۱۶۶۰ | - | ۳ | ۲۵ | - | ۹ |
| ۵ | ۱۹۶۵ | ۱۸۰۸ | - | ۴۸ | ۲۴ | - | ۹ |
| ۶ | ۱۹۶۶ | ۲۰۱۷ | - | ۶۴ | ۲۴ | - | ۹ |
| ۷ | ۱۹۶۷ | ۲۴۷۹ | - | ۹۸ | ۲۱ | - | ۹ |
| ۸ | ۱۹۶۸ | ۲۷۱۹ | ۶ | ۱۰۳ | ۱۸ | - | ۹ |
| ۹ | ۱۹۶۹ | ۳۱۰۸ | ۱۱۹ | ۱۰۴ | ۲۷ | ۱۶ | ۹ |
| ۱۰ | ۱۹۷۰ | ۳۵۱۹ | ۱۴۳ | ۹۳ | ۳۲ | ۵۵ | ۱۰ |
| ۱۱ | ۱۹۷۱ | ۴۱۸۴ | ۱۳۴ | ۱۲۱ | ۶۲ | ۶۷ | ۱۲ |
| ۱۲ | ۱۹۷۲ | ۴۵۹۳ | ۱۶۸ | ۱۳۵ | ۸۶ | ۷۹ | ۱۵ |

مأخذ: فؤاد روحانی، صنعت نفت ایران: ۲۰ سال پس از ملی شدن، تهران، شرکت سهامی کتاب‌های جیبی، ۱۳۵۶.

از ۱۲ قرارداد منعقد شده در چارچوب این قانون، فقط در قرارداد سیرپ از قالب مشارکت شرکتی تحت عنوان سازمان مشترک استفاده شد. این قراردادها را در دو دسته، یک قرارداد سیرپ^۱ و ۱۱ قرارداد دیگر بررسی می‌کنیم.

الف) قرارداد سیرپ

نخستین قرارداد در چارچوب این قانون با شرکت ایتالیایی آجیپ مینراریا امضا شد و در ۱۳۳۶/۶/۲ به تصویب مجلسین رسید. طبق این قرارداد شرکت سیرپ (شرکت نفت ایران و ایتالیا) با سرمایه مشترک شرکت ملی نفت ایران و شرکت انی تشکیل شد (۵۰ درصد سرمایه متعلق به شرکت نفت ایران و ۵۰ درصد متعلق به شرکت انی). دفتر مرکزی این شرکت در تهران بود.

1. Société Irano-italienne des Pétroles (SIRIP)

طبق قرارداد، سرمایه اولیه شرکت یک میلیون دلار و سرمایه لازم برای ادامه کار شرکت مشترک از طریق افزایش سرمایه توسط سهام‌داران و یا اخذ وام شرکت مشترک تأمین می‌شد. در صورتی که شرکت مشترک موفق به اخذ وام با شرایط مناسب نمی‌شد، شرکت نفت ایران و شرکت آجیپ مکلف بودند به صورت مساوی به شرکت مشترک وام اعطا کنند.

سیرپ در سه منطقه صاحب امتیاز شد. در بخش دریا، بخش خشکی در کوه‌های زاگرس و جنوب ایران در منطقه مکران. در سال ۱۹۶۰ سیرپ موفق شد در بخش دریا در سه حوزه میادین نفتی کشف کند. در بهرگانسر در سال ۱۹۶۰، نوروز در سال ۱۹۶۵ و هنديجان در سال ۱۹۶۸. تولید این سه میدان در مجموع، ۱۲۰ هزار بشکه در روز بود. در بخش خشکی، اکتشاف در مکران بی‌نتیجه بود، ولی در کوه‌های زاگرس کار با موفقیت همراه بود؛ دودرو در سال ۱۹۶۵، خوریگ در سال ۱۹۶۷ و شورم در سال ۱۹۷۰.

در حالت شرکت مشترک که فقط در قرارداد سیرپ استفاده شده است، مالکیت پروژه و محصول آن در اختیار شرکت سیرپ بود. هزینه‌های اکتشافی را شرکت آجیپ پرداخت می‌کرد و در صورت کشف میدان تجاری تمام این هزینه‌ها از حساب شرکت سیرپ بازپرداخت می‌شد. (معمولاً ۵۰ درصد هزینه‌ها باید مسترد می‌شد). هزینه‌های توسعه میدان را شرکت سیرپ می‌پرداخت. سیرپ این هزینه‌ها را از محل سرمایه شرکت که شرکا تأمین می‌کردند و همچنین اخذ وام از آنها تأمین می‌کرد. سیرپ نفت تولیدی را به شرکت نفت ایران و شرکت آجیپ به قیمت منطقه می‌فروخت. ۵۰ درصد از سود حاصل از فروش را شرکت سیرپ به عنوان مالیات به دولت ایران می‌پرداخت و ۵۰ درصد باقی‌مانده نیز بین سهام‌داران تقسیم می‌شد (ماده (۱۷) قرارداد).

ب) یازده قرارداد دیگر

یازده قرارداد دیگر شامل دو قرارداد در سال ۱۳۳۷، ۶ قرارداد در سال‌های ۱۳۴۳ و ۱۳۴۴ و ۳ قرارداد در سال ۱۳۵۰ بودند. در تمام این قراردادهای همکاری بین شرکا از طریق مشارکت قراردادی با نام دستگاه مختلط انجام می‌شد. اجرای عملیات از طریق شرکت سهامی خاص غیرانتفاعی به عنوان عامل مشارکت (دستگاه مختلط) انجام می‌شد. ۵۰ درصد از نفت تولید شده در سرچاه به مالکیت طرف اول و ۵۰ درصد به مالکیت طرف دوم درمی‌آمد (ماده (۱-۲۴)) شرکت عامل مدیریت فروش را نیز برعهده می‌گرفت.

جدول ۲-۵ مشخصات قراردادهای مشارکت در تولید ایران

| ردیف | شرکت طرف قرارداد | تاریخ تصویب قرارداد در مجلس | پیمانکار عامل قرارداد | مساحت ناحیه امتیاز (کیلومتر مربع) | مهلت اکتشاف (سال) | مدت قرارداد (سال) |
|------|---|-----------------------------|--|-----------------------------------|-------------------|-------------------|
| ۱ | آجیپ | ۱۳۳۶/۶/۲ | سیریپ | ۲۲۶۰۰ | | |
| ۲ | پان امریکن پترولیوم کورپوریشن | ۱۳۳۷/۳/۷ | ایپاک | ۱۶۰۰۰ | ۱۲ | |
| ۳ | سافایر پترولیوم لیمیتد (شرکتی کانادایی) | ۱۳۳۷/۴/۲۵ | سافایر شرکت ایران کانادا | ۱۰۰۰ | ۱۲ | |
| ۴ | باتافسه پترولیوم (شرکتی هلندی) | ۱۳۴۳/۱۱/۲۴ | شرکت نفت فلات قاره دشتستان: دوپکو | ۶۰۳۶ | | |
| ۵ | هفت شرکت آمریکایی | ۱۳۴۳/۱۱/۲۴ | شرکت نفت فلات قاره ایران: ایروپکو | ۲۲۵۰ | | |
| ۶ | آجیپ، فیلیپس، شرکت نفت هند | ۱۳۴۳/۱۱/۲۴ | شرکت نفت بین‌المللی دریایی ایران: ایمینوکو | ۸۰۰۰ | | |
| ۷ | چهار شرکت آمریکایی | ۱۳۴۳/۱۱/۲۴ | شرکت نفت لاوان: لاپکو | ۸۰۰۰ | | |
| ۸ | استپ، راپ، بی.آر.پی | ۱۳۴۳/۱۱/۲۴ | شرکت نفت فارسی: اف.پی.سی | ۵۷۵۹ | | ۲۵ |
| ۹ | هفت شرکت آلمانی | ۱۳۴۴/۴/۲۱ | شرکت نفت خلیج فارس: پگو پگو | ۵۱۵۰ | | ۲۵ |
| ۱۰ | امرادا هس کورپوریشن | ۱۳۵۰/۹/۱۱ | شرکت نفت بوشهر: بوشکو | ۳۷۱۵ | ۹-۶ | ۲۰ |
| ۱۱ | موبیل | ۱۳۵۰/۹/۱۱ | شرکت نفت هرمز: هوپکو | ۳۲۰۰ | ۹-۶ | ۲۰ |

جدول ۲-۵ مشخصات قراردادهای مشارکت در تولید ایران

| ردیف | شرکت طرف قرارداد | تاریخ تصویب قرارداد در مجلس | پیمانکار عامل قرارداد | مساحت ناحیه امتیاز (کیلومتر مربع) | مهلت اکتشاف (سال) | مدت قرارداد (سال) |
|------|-----------------------------|-----------------------------|-------------------------------|-----------------------------------|-------------------|-------------------|
| ۱۲ | گروه شرکت‌های ژاپنی و موبیل | ۱۳۵۰/۹/۱۱ | شرکت نفت ایران و ژاپن: اینپکو | ۸۰۰۰ | ۶-۹ | ۲۰ |

تمامی نفت تولید شده و تمامی دستگاه‌ها و ماشین‌آلات در مالکیت مشترک طرفین خواهد بود و تمام هزینه‌های لازم برای این قرارداد (به جز مخارج اکتشاف که فقط برعهده طرف دوم است) به صورت مشترک را طرفین تأمین خواهند کرد (بند «۳» از ماده «۲»). اولین قرارداد از این نوع با شرکت آمریکایی پان امریکن پترولیم امضا و در تاریخ ۱۳۳۷/۳/۷ به تصویب مجلسین رسید. قرارداد دوم با شرکت کانادایی سافایر پترولیم لیمیته امضا شد و در تاریخ ۱۳۳۷/۴/۲۵ به تصویب مجلسین رسید. حاصل کار مشارکت ایپاک کشف میادین درود (داریوش)، سروش (سیروس)، فروزان (فریدون) و ابوذر (اردشیر) بود.

۶ سال بعد، سری دوم قراردادهای مشارکت، به امضا رسیدند. در سال ۱۳۴۳ پنج قرارداد مشارکت به امضا رسید که در تاریخ ۱۳۴۳/۱۱/۲۴ به تصویب مجلسین رسیدند و یک سال بعد در تاریخ ۱۳۴۴/۴/۲۱ قرارداد شرکت نفت خلیج فارس (پگو پگو) نیز به تصویب رسید.

یکی از این مشارکت‌ها، مشارکت آجیب، فیلیپس و شرکت نفت و گاز هند بود. شرکت ایمینوکو به عنوان شرکت عامل با مدیریت آجیب تأسیس شد. حاصل این قرارداد تولید از دو میدان رسالت (رستم، اکتشاف ۱۹۶۶ و تولید ۱۹۶۹) و رشادت (رخش، اکتشاف ۱۹۶۸ و تولید ۱۹۷۱) به میزان ۱۰۰ هزار بشکه در روز بود. مشارکت مهم دیگر، مشارکت چهار شرکت آمریکایی به نام لاپکو بود. این مشارکت در سال ۱۹۶۹ به کشف میدان سلمان (ساسان) منجر شد. تولید این میدان به ۲۰۰ هزار بشکه در روز می‌رسید.

در این مرحله شرطی در قراردادها پیش‌بینی شد که سهم طرف ایرانی را در مدت عملیات توسعه طرف مقابل پرداخت کند؛ «هزینه‌های توسعه به نسبت آورده بین طرفین تقسیم می‌شود. طرف دوم متعهد می‌شود که در صورت درخواست شرکت ملی نفت ایران،

سهم او نیز از هزینه‌های توسعه بپردازد. طرف اول این مبلغ را در ۱۴ قسط پس از ۶ ماه از شروع تولید تجاری میدان با نرخ بهره مشخص می‌پردازد. هزینه‌های بهره‌برداری نیز به نسبت آورده تقسیم می‌شود» (بندهای «۸» و «۹» ماده (۱۵) قرارداد ایروپکو).

سری سوم قراردادهای مشارکت هفت سال بعد به تصویب رسیدند. در تاریخ ۱۳۵۰/۱۰/۶ سه قرارداد به تصویب مجلسین رسید. قرارداد اول با امراداهس کورپوریشن (بوشکو)، قرارداد دوم با موبیل اویل کورپوریشن (هوپکو) و قرارداد سوم با گروهی از شرکت‌های ژاپنی و موبیل (اینپکو) به امضا رسید.

در این قراردادها نیز پرداخت سهم ایران را شرکت خارجی در مدت دوره عملیات توسعه پیش‌بینی کرده بود؛ طرف مقابل تقبل می‌کند که سهم شرکت نفت ایران را از هزینه‌های توسعه بپردازد، به شرط آنکه این مبالغ با بهره حداکثر ۷ درصد طی ۱۰ سال در ۲۰ قسط مساوی بازپرداخت شود. اولین قسط، ۶ ماه پس از تاریخ شروع بهره‌برداری تجاری از میدان پرداخت می‌شود. از ۱۲ قرارداد مشارکت امضا شده در چارچوب قانون سال ۱۳۳۶، چهار مشارکت سیرپ، ایپاک، لاپکو و ایمینوکو به مرحله تولید رسیدند.

۲-۲-۵ قراردادهای پیمانکاری

در تاریخ ۱۳۴۵/۹/۱۹ قراردادی با شرکت فرانسوی اِراپ امضا شد. این قرارداد در قالب قراردادهای مشارکت در تولید نبود؛ بلکه شرکت نفتی طرف قرارداد را در جایگاه پیمانکار شرکت ملی نفت ایران قرار داده بود. طبق این قرارداد، اِراپ شرکت سهامی خاصی به صورت غیرانتفاعی به نام سوفیران را در ایران برای اجرای عملیات توسعه تأسیس کرد. ریسک اکتشاف برعهده اِراپ بود. در صورت رسیدن به تولید تجاری هزینه‌های اکتشافی بدون بهره به اقساط سالیانه ۱۰ سنت برای هر بشکه نفت تولیدی بازپرداخت می‌شد. هزینه‌های توسعه به‌اضافه بهره، با اقساط سالیانه، در پنج سال بازپرداخت می‌شد. هزینه‌های بهره‌برداری نیز بالمناصفه تقسیم می‌شد. در مقابل شرکت نفت متعهد می‌شد که ۳۵ تا ۴۵ درصد (بسته به فاصله از دریا) از نفت تولیدی از میدان را به قیمت خاصی به اِراپ بفروشد. اِراپ همچنین تعهد کرد که برای کمک به شرکت نفت در امر بازاریابی و فروش تا پنج سال، سالی یک میلیون تن نفت خام را به حساب شرکت نفت ایران و با حق دلالی ۲ درصد به فروش رساند.

بخش دوم ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در ایران ۱۰۳

نفت تولیدی به قیمت روز منهای ۱۰ درصد هزینه‌های اکتشاف (بدون بهره) و ۱۰ درصد هزینه‌های تولید (با بهره) در ۱۰ سال اول و منهای ۵ درصد قیمت روز در تمام مدت قرارداد فروش محصول، فروخته می‌شد. بنابراین، مبلغ جداگانه‌ای برای جبران هزینه‌های اکتشاف و توسعه پرداخت نمی‌شد.

جدول ۳-۵ مشخصات قراردادهای پیمانکاری ایران پیش از انقلاب

| ردیف | نام شرکت طرف قرارداد | تاریخ تصویب | نام پیمانکار عامل قرارداد | مدت اکتشاف | مساحت حوزه قرارداد |
|------|-----------------------------|-------------|---------------------------|------------|--------------------|
| ۱ | اراپ | ۱۳۴۵/۹/۱۹ | سوفیران | ۶ | ۲۳۰۰۰۰ |
| ۲ | گروه شرکت‌های اروپایی | ۱۳۴۸/۳/۳۱ | سوفیران | ۶ | ۳۶۰۰۰ |
| ۳ | شرکت نفت کنتینانتال | ۱۳۴۸/۷/۲ | شرکت نفت کنتینانتال | ۷ | ۱۴۰۰۰ |
| ۴ | سی.اف.پی | ۱۳۵۳/۵/۵ | شرکت توتال ایران | ۵ | ۸۰۰۰ |
| ۵ | دمینکس | ۱۳۵۳/۵/۸ | شرکت نفت دمینکس ایران | ۵ | ۶۷۰۲ |
| ۶ | دمینکس | ۱۳۵۳/۵/۸ | شرکت نفت دمینکس ایران | ۵ | ۷۸۱۰ |
| ۷ | شرکت اولترامار لیمیتد | ۱۳۵۳/۵/۱۶ | شرکت نفت اولترامار ایران | ۵ | ۷۸۰۰ |
| ۸ | پان کانادین پترولیوم لیمیتد | ۱۳۵۳/۵/۲۹ | شرکت اکتشاف لار | ۵ | ۷۲۷۴ |
| ۹ | آجیب | ۱۳۵۳/۶/۳ | شرکت نفت آجیب ایران | ۵ | ۷۱۵۰ |

در تاریخ ۱۳۴۸/۳/۳۱ (۱۹۶۹) دومین قرارداد پیمانکاری با شرکت‌های اروپایی^۱ (اراپ، آجیب، هیسپانویل، پیتروفینا، او.ام.وی) به تصویب رسید. حاصل این مشارکت در هشت سال، کشف چهار میدان گازی در حوزه کنگان (۱۹۷۴) با حجم ۱۵۰۰ میلیارد مترمکعب بود. پیمانکار عامل این قرارداد نیز شرکت سوفیران بود.

1. European Group Oil Companies (EGOCO)

در تاریخ ۱۳۴۸/۷/۲ سومین قرارداد با شرکت کنتینانتال به تصویب رسید. بعداً شرکت‌های فیلیپس و سیتیز سرویس نیز به قرارداد اضافه شدند. شرکت‌های طرف قرارداد متعهد بودند که در پنج سال اول سالی یک میلیون دلار پذیره بپردازند. در مرداد ۱۳۵۳ قانون دوم نفت ایران به تصویب رسید. به موجب این قانون سرمایه‌گذاری خارجی در عملیات بالادستی فقط از راه قرارداد خدمت مجاز شناخته شد. حداکثر حوزه قرارداد در خشکی ۸۰۰۰ کیلومتر مربع و در دریا ۴۰۰۰ کیلومتر مربع تعیین شد. طبق قانون، پیمانکار خارجی ریسک هزینه‌های اکتشافی را برعهده می‌گرفت و تمام عملیات نیز به نام شرکت ملی نفت ایران بود. مقدار نفتی که تعهد به فروش آن به پیمانکار داده می‌شد در هیچ حال بیش از ۵۰ درصد تولید نبود. با احراز تجاری بودن میدان، قرارداد فروش محصول بین شرکت نفت ایران و طرف قرارداد برای مدت ۱۵ سال از زمان شروع تولید تجاری منعقد می‌شد. پس از شروع تولید تجاری - برخلاف قراردادهای سه‌گانه قبلی (اراپ و ...) - بهره‌برداری از میدان برعهده شرکت نفت ایران بود.

برخی از مواد مهم این قانون به این شرح است:

طبق بند «۱» ماده (۳) منابع نفتی و صنعت نفت ایران ملی است و اعمال حق مالکیت ملت ایران نسبت به منابع نفتی ایران درزمینه اکتشاف، توسعه، تولید، بهره‌برداری و پخش نفت در سراسر کشور و فلات قاره منحصراً به‌عهده شرکت ملی نفت ایران است که رأساً یا به‌وسیله نمایندگی‌ها و پیمانکاران خود در آن‌باره اقدام خواهد کرد.

طبق بند «۲» ماده (۳) شرکت ملی نفت ایران می‌تواند برای اجرای عملیات اکتشاف و توسعه نفت در بخش‌های آزاد نفتی با هر شخص اعم از ایرانی و خارجی وارد مذاکره شود و قراردادهایی را که مقتضی بداند بر مبنای پیمانکاری بر مبنای این قانون امضا کند. قراردادهای مزبور پس از تأیید هیئت وزیران به اجرا گذاشته می‌شود.

طبق ماده (۱۱) پیمانکار کل، تمام وجوه لازم برای عملیات اکتشاف و وجوه لازم برای عملیات توسعه در صورت درخواست شرکت ملی نفت ایران را تأمین خواهد کرد.

طبق بند «۳» ماده (۸) شخص یا اشخاصی که به شرح بالا قرارداد پیمانکاری با شرکت ملی نفت ایران امضا می‌کنند متعهد خواهند بود که ظرف مدت ۶۰ روز از تاریخ امضای

بخش دوم ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در ایران ۱۰۵

قرارداد، شرکتی فرعی با تابعیت ایرانی تشکیل دهند و مطابق مقررات قانون ایران آن را به ثبت برسانند و کلیه حقوق و تعهداتی را که به موجب قرارداد پیمانکاری دارند به آن شرکت ایرانی منتقل سازند. شرکت ایرانی مزبور پیمانکار کل شرکت ملی نفت ایران است که اجرای عملیات اکتشاف و توسعه را به صورت غیرانتفاعی و به موجب قرارداد برعهده خواهد داشت. لکن این امر ذمه انتقال دهنده را در برابر شرکت ملی نفت ایران بری نخواهد کرد. طبق ماده (۱۹) نفت تولید شده از منابع نفتی ایران در مالکیت شرکت ملی نفت ایران خواهد بود و شرکت مزبور نمی‌تواند هیچ قسمت از نفت را مادام که استخراج نشده است به غیر انتقال دهد.

۳-۲-۵ اقدامات مستقیم شرکت ملی نفت ایران^۱

الف) اکتشاف و تولید در داخل

در مدت بحث شده (۱۳۵۷-۱۳۳۳) شرکت ملی نفت با وسایل اختصاصی خود به اقدامات زیر مبادرت کرد:

۱. برخی از اقدامات بین‌المللی شرکت ملی نفت ایران در بخش پایین‌دستی به این شرح است:
اولین اقدام شرکت نفت در خارج از کشور، مشارکت در ایجاد و بهره‌برداری از پالایشگاه نفت مدرس در هند بود. این پالایشگاه در ۲۷ سپتامبر سال ۱۹۶۹ با ظرفیت ۵۰ هزار بشکه در روز افتتاح شد. ۷۴ درصد سهام این پالایشگاه در زمان تأسیس متعلق به دولت هند، ۱۳ درصد شرکت آمریکن ایندپندنت اویل کامپانی و ۱۳ درصد شرکت ملی نفت ایران بوده است. شرکت ملی نفت ایران متعهد به فروش روزانه ۵۰ هزار بشکه نفت خام از میدان درود (داریوش) به این پالایشگاه بوده است.
در سال ۱۹۷۱ ساخت پالایشگاه نفت در شهر سالسبورگ آفریقای جنوبی با ظرفیت روزانه ۵۰ هزار بشکه شروع شد. این پالایشگاه با مشارکت شرکت ملی نفت ایران، شرکت نفت فرانسه و شرکت زغال و نفت و گاز آفریقای جنوبی ساخته شد. ۷۰ درصد خوراک این پالایشگاه از میدان سلمان (ساسان) تأمین می‌شد.
در ۱۳ اکتبر سال ۱۹۷۵ قراردادی بین شرکت ملی نفت ایران و شرکت سانگ یونگ کره جنوبی برای ساخت پالایشگاهی با ظرفیت تصفیه ۶۰ هزار بشکه نفت خام در روز منعقد شد. طبق این قرارداد شرکت مشترکی به نام شرکت نفت ایران و کره تشکیل شد. این شرکت در ۱۳ اگوست سال ۱۹۷۶ کار ساخت پالایشگاه را آغاز کرد. پیمانکار اصلی پروژه شرکت فاسترویلر بود. شرکت ملی نفت ایران متعهد شد که به مدت ۱۵ سال سالیانه ۳ میلیون تن نفت خام به شرکت مشترک بفروشد.
از اقدام‌های دیگر شرکت ملی نفت سرمایه‌گذاری در بخش توزیع فرآورده‌های نفتی در کشور سنگال است. شرکت ملی نفت ایران و شرکت ملی نفت سنگال اقدام به تأسیس شرکت مشترک ایراسنکو کردند. این شرکت ۵۰ درصد شبکه توزیع فرآورده در کشور آنگولا را از شرکت شل خرید.

- (۱) تهیه نقشه‌هایی به مقیاس‌های مختلف از تمام نواحی کشور،
- (۲) بررسی‌های زمین‌شناسی در بیش از ۵۰۰۰۰۰ کیلومترمربع از اراضی کشور،
- (۳) اجرای عملیات ژئوفیزیک در نواحی وسیعی در شمال، شرق و غرب کشور،
- (۴) عملیات ثقل‌سنجی و لرزه‌نگاری در ۴۸۰۰۰ کیلومترمربع از اراضی سرخس،
- گرگان، مازندران، دشت مغان، غرب کرمانشاه، سیستان و ۱۵۰۰۰۰ کیلومترمربع در دریا،
- (۵) حفر ۶۶ حلقه چاه و بالاخره کشف میدان‌های گاز در سراج قم، تنگ بیجار، سرخس و میدان‌های نفت در ناحیه البرز (قم) و دشت مغان.^۱

ب) اکتشاف و تولید در خارج از ایران

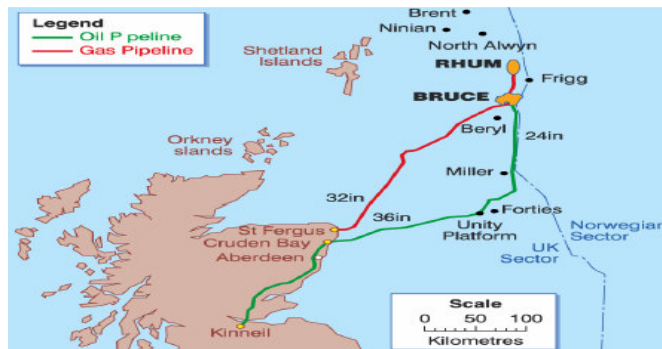
از سال ۱۹۶۸، شرکت ملی نفت ایران قصد مشارکت با شرکت بی.پی را داشت، در نتیجه، وزارت صنایع و تجارت انگلستان در جولای سال ۱۹۷۲ در دوره چهارم اعطای امتیازات، با اعطای امتیازی به شرکت‌های ملی نفت ایران و بی.پی، برای اجرای عملیات در دو قطعه (بلوک ۳/۲۹a در حوزه گازی رام^۲ و بلوک ۱۵/۱۳a در حوزه هود^۳) از نواحی فلات قاره، واقع در دو منطقه شمالی موافقت کرد. قرارداد همکاری شرکت ملی نفت ایران و بی.پی در اجرای امتیاز مزبور براساس مشارکت پنجاه، پنجاه در اوایل سال ۱۹۷۲ امضا شد. طبق این قرارداد تمام عملیات اکتشاف و بهره‌برداری به هزینه مشترک طرفین انجام می‌شود. شرکت ملی نفت برای اداره عملیات مشارکت مزبور در ماه آگوست سال ۱۹۷۱ شرکتی به نام شرکت نفت ایران با مسئولیت محدود^۴ در انگلستان تأسیس کرد. اپراتوری این مشارکت برعهده شرکت نفت انگلیس است. حاصل این مشارکت، اکتشاف میدانی گازی در حوزه رام در سال ۱۹۷۷ است. به دلیل فشار بالای گاز تا مدت‌ها توسعه این میدان متوقف ماند، در نهایت در ۲۱ می ۲۰۰۳ دی.تی.ای اجازه توسعه این میدان را صادر کرد. از دسامبر ۲۰۰۵ تولید تجاری از این میدان آغاز شده است، تا به حال شرکت ملی نفت ایران ۳۰۰ میلیون پوند را برای این قرارداد هزینه کرده است.

۱. فؤاد روحانی، صنعت نفت ایران: ۲۰ سال پس از ملی شدن، تهران، شرکت سهامی کتاب‌های جیبی، ۱۳۵۶، ص ۴۷۰.

2. Rhum Gas Field

3. Hood

4. Iranian Oil Company UK Ltd



شکل ۱-۵ موقعیت حوزه گازی رام (در دریای شمال)

۳-۵ از پیروزی انقلاب اسلامی تا شروع قراردادهای بیع متقابل (۱۳۷۳-۱۳۵۸)

پس از پیروزی انقلاب اسلامی در اولین گام، شورای انقلاب کمیسیونی را مأمور رسیدگی به قراردادهای نفتی کرد.^۱ با خلع ید از کنسرسیوم و انحلال شرکت آسکو، بهره‌برداری از مخازن نفتی جنوب از طریق مدیریت مناطق نفت خیز در اختیار شرکت ملی نفت ایران قرار گرفت. با فسخ قراردادهای مشارکتی در خلیج فارس، شرکت نفت فلات قاره ایران - یکی از زیرمجموعه‌های شرکت ملی نفت ایران - در اوایل شهریور ماه سال ۱۳۵۹ برای توسعه، استخراج و بهره‌برداری از نفت خام و گاز طبیعی در خلیج فارس از ادغام پنج شرکت زیر تأسیس شد:^۲

(۱) شرکت نفت ایران و ایتالیا (سیرپ)، فعالیت در میدان‌های نفتی هندیدجان، بهرگانسر و نوروز.

(۲) شرکت نفت ایران و پان آمریکا (ایپاک)، فعالیت در میدان‌های فروزان، سروش، ابوذر و درود.

۱. «لایحه قانونی راجع به تشکیل کمیسیون خاص در مورد قراردادهای نفتی مصوب ۱۳۵۸/۱۰/۱۸؛

ماده واحده: کلیه قراردادهای نفتی که به تشخیص کمیسیون خاصی که از طرف وزیر نفت تعیین می‌شود مغایر با قانون ملی شدن صنعت نفت در ایران تشخیص داده شود کان لم یکن تلقی گردیده و دعاوی ناشی از انعقاد و اجرای این قراردادها با رأی این کمیسیون قابل حل و فصل می‌باشد. این کمیسیون با شرکت نماینده وزارت امور خارجه خواهد بود. شورای انقلاب جمهوری اسلامی ایران»

2. <http://www.iooc.co.ir/persian/company/default.asp>

۳) شرکت نفت لاوان (لاپکو)، فعالیت در میدان‌های سلمان و بلال.
 ۴) شرکت نفت بین‌المللی دریایی ایران (ایمینوکو)، فعالیت در میدان‌های رسالت و رشادت.
 ۵) شرکت نفت سوفیران، فعالیت در میدان‌های نفتی جزیره سیری.
 در دیگر نقاط کشور (مناطق خارج از حوزه سابق کنسرسیوم و فلات قاره) نیز شرکت ملی نفت در سطحی گسترده‌تر، اقدام‌هایی را که پیش از پیروزی انقلاب آغاز کرده بود دنبال کرد. بدین ترتیب پس از ۷۰ سال، شرکت‌های نفتی خارجی از ایران خارج شدند و شرکت ملی نفت ایران خود اداره صنعت نفت از اکتشاف تا فروش در تمام ایران را به‌عهده گرفت. مهم‌ترین اقدام‌های شرکت ملی نفت در بخش بالادستی در این دوره را می‌توان ذیل این عناوین بررسی کرد.

۱-۳-۵ بهره‌برداری و توسعه میادین نفت خیز جنوب

بیشترین عملکرد شرکت ملی نفت ایران در این دوره پس از پایان جنگ و در دوره برنامه اول توسعه در قالب دو طرح والفجر ۱ و ۲ محقق شده است.

جدول ۴-۵ عملکرد مناطق نفت خیز جنوب بعد از پیروزی انقلاب

| ردیف | تأسیسات | تا سال ۱۳۵۷ | بعد از سال ۱۳۵۷ |
|------|--|-------------|-----------------|
| ۱ | تعداد میدان‌های نفتی تولیدی | ۲۴ | ۴۲ |
| ۲ | تعداد کل چاه‌ها | ۱۳۹۷ | ۲۴۵۰ |
| ۳ | نسبت چاه‌های تولیدی به کل چاه‌ها | ۲۰/۴ درصد | ۴۹/۹ درصد |
| ۴ | تعداد چاه‌های فعال و تولیدی | ۳۵۴ | ۱۳۵۲ |
| ۵ | تعداد واحدهای بهره‌برداری/تأسیسات تولیدی | ۴۴ | ۶۰ |
| ۶ | تعداد کارخانه‌های نمک‌زدایی | ۳ | ۱۶ |
| ۷ | تعداد تلمبه‌خانه‌های نفت | ۶ | ۶ |
| ۸ | تعداد واحدهای جمع‌آوری و تقویت فشار گاز | ۰ | ۳۶ |
| ۹ | تعداد ایستگاه‌های تزریق گاز | ۰ | ۱۱ |
| ۱۰ | تعداد کارخانجات گاز و گاز مایع | ۹ | ۱۶ |
| ۱۱ | تعداد پالایشگاه‌های گاز مایع | ۱ | ۲ |
| ۱۲ | تعداد پالایشگاه‌های دریافت‌کننده نفت مناطق | ۵ | ۸ |

مأخذ: سایت شرکت مناطق نفت خیز.

بخش دوم ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در ایران ۱۰۹

تا سال ۱۳۷۳ و در قالب دو طرح والفجر ۲۴ میدان آسیب‌دیده در طول جنگ بازسازی شد، ۲۳ میدان جدید مانند میادین آب تیمور، قلعه نار، نرگسی، آبدانان و چشمه خوش توسعه داده شد. علاوه بر این طرح‌های تزریق گاز به مخازن در کرنج، پارسی، مارون، گچساران، بی‌بی حکیمه، رگ سفید، کوپال و رامشیر اجرا شدند. مجموع حفاری‌های انجام شده در این دوره بیش از ۴۰۰ حلقه چاه است.

برای اجرای این پروژه‌ها ۲۲۰۰ پیمانکار ایرانی، ۱۰۰ مشاور ایرانی، ۶ پیمانکار خارجی و ۳۵ دکل حفاری به کار گرفته شدند. هزینه اجرای این پروژه‌ها حدود ۳ میلیارد دلار بوده است.^۱

۲-۳-۵ عملیات در خارج از مناطق نفت‌خیز

در خارج از مناطق نفت‌خیز، در فلات قاره، به دلیل پیچیدگی و هزینه‌های بالای پروژه‌های دریایی نسبت به مناطق خشکی، اقدام‌های انجام شده محدودتر بوده است. در مناطق خشکی در خارج از مناطق نفت‌خیز جنوب دو پروژه مهم برای توسعه میادین گازی اجرا شد که به آنها اشاره می‌شود. پروژه اول، تکمیل طرح توسعه میدان گاز خانگیان در شمال ایران است. عملیات اکتشاف انجام شده را شرکت ملی نفت ایران در این منطقه در قبل از انقلاب انجام داد که، به کشف میدان خانگیان منجر شد. تا پیروزی انقلاب ۲۰ حلقه چاه برای توسعه این میدان حفاری شد. اجرای خطوط پالایشگاه گازی را نیز شرکت سایپم قبل از انقلاب آغاز کرد. بعد از انقلاب در سال ۱۳۶۳ این پروژه تکمیل و افتتاح شد.

پروژه دیگر، توسعه میدان گازی کنگان است. پیش از پیروزی انقلاب شرکت سو فیان در سال ۱۳۵۲ این میدان را کشف و توسعه آن را آغاز نمود. بدین‌منظور شرکت مهندسی پارسونز طراحی پایه فاز ۱ پروژه را آغاز کرد. تا پیروزی انقلاب این پروژه در حد طراحی پایه پیش رفت. پس از پیروزی انقلاب، شرکت ملی نفت ایران در سال ۱۳۵۹ اجرای پروژه را از سر گرفت و شرکت مهندسی نارگان طراحی پایه فاز ۱ را تکمیل کرد.^۲

۱. برای مطالعه درباره جزئیات اقدام‌های انجام شده در این دوره مراجعه کنید به پیوست، مصاحبه با محمد آقای تبریزی مدیر مناطق نفت‌خیز جنوب (۱۳۷۳-۱۳۶۸).

۲. برای مطالعه درباره جزئیات این پروژه رجوع کنید به پیوست، مصاحبه با مهدی توکلی مدیری فنی طرح کنگان و کاوه ملک میرزایی رئیس امور قراردادهای طرح کنگان.

۴-۵ قرارداد بیع متقابل (۱۳۷۳ تا زمان حاضر)

اولین بار در تبصره «۲۹» قانون برنامه اول توسعه (سال‌های ۱۳۶۹ تا ۱۳۷۳) به استفاده از روش معاملات متقابل برای جبران بخشی از نیازهای بخش صنعت و معدن اشاره شد. در بند «ب» تبصره «۲۹» بودجه سال‌های ۱۳۷۲ و ۱۳۷۳ به استفاده از روش بیع متقابل در اجرای پروژه‌هایی مانند عسلویه، بلال و سیری تصریح شد.

در تبصره «۲۲» قانون برنامه دوم توسعه (سال‌های ۱۳۷۴ تا ۱۳۷۸) اجازه توسعه میداین پارس جنوبی، سلمان، سروش، بلال و سیری صادر شد. در تبصره «۲۹» بودجه سال‌های ۱۳۷۴، ۱۳۷۶، ۱۳۷۷ و ۱۳۷۸ اجازه توسعه میداین دیگری علاوه بر میداین مذکور در قانون برنامه داده شد.

در ماده (۸۵) قانون برنامه سوم توسعه (سال‌های ۱۳۷۹ تا ۱۳۸۳) اجازه انعقاد قراردادهای بیع متقابل داده شد. در تبصره «۲۹» بودجه سال‌های ۱۳۷۹ و ۱۳۸۰ و تبصره «۲۱» بودجه سال‌های ۱۳۸۱، ۱۳۸۲ و ۱۳۸۳ اجازه توسعه میداین با این روش داده شد.

جدول ۵-۵ قراردادهای بیع متقابل در بخش بالادستی با شرکت‌های خارجی

در برنامه‌های دوم و سوم توسعه*

| ردیف | برنامه دوم توسعه | | | | | برنامه سوم توسعه | | | | |
|------|------------------|------|-----------------|---------------|-------------------------|-----------------------|---------------|------|------|------|
| | ۱۳۷۴ | ۱۳۷۵ | ۱۳۷۶ | ۱۳۷۷ | ۱۳۷۸ | ۱۳۷۹ | ۱۳۸۰ | ۱۳۸۱ | ۱۳۸۲ | ۱۳۸۳ |
| ۱ | سیری آی و ای | - | فازهای ۳ و ۲ | درود | سروش و نوروز بلال | فازهای ۵ و ۴ | دارخوین | - | - | - |
| ۲ | فلات قاره | - | پارس جنوبی | فلات قاره | فلات قاره | پارس جنوبی | خوزستان | - | - | - |
| ۳ | توتال | - | توتال و ... | الف و آجیپ | شل ... | الف و انی و ... | انی و نیکو | - | - | - |
| ۴ | ۶۰۰ | - | ۲۰۱۲ | ۵۴۰ | ۷۹۹ | ۱۶۹ | ۱۹۲۸ | ۵۵۰ | - | - |

* ارقام ذکر شده هزینه سرمایه‌ای میلیون دلار است.

بخش دوم ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در ایران ۱۱۱

در ماده (۱۴) قانون برنامه چهارم توسعه (سال‌های ۱۳۸۴ تا ۱۳۸۸) نیز اجازه انعقاد قراردادهای بیع متقابل در بخش نفت داده شده است. به همین منظور در تبصره «۲» بودجه سال‌های ۱۳۸۴ و ۱۳۸۵ مجوزهایی صادر شد.

اولین قرارداد در این چارچوب در ۲۲ تیر ماه سال ۱۳۷۴ بین شرکت ملی نفت ایران و شرکت توتال فرانسه برای توسعه میادین نفتی سیری آ و ای به امضا رسید. آخرین قرارداد در تیر ماه سال ۱۳۸۰ در میدان دارخوین به امضا رسید. قراردادی نیز با شرکت کانادایی شیر انرژی در میدان مسجدسلیمان در سال ۱۳۸۱ امضا شد، که به دلیل اجرایی نشدن در جدول ۵-۵ ذکر نشده است. در آبان سال ۱۳۸۱ نیز شرکت استات اویل در فازهای (۶، ۷ و ۸) تا سقف ۳۰۰ میلیون دلار متعهد به سرمایه‌گذاری شد.

در نتیجه این هفت قرارداد، شرکت‌های نفتی خارجی متعهد به سرمایه‌گذاری تا سقف ۶۵۹۸ میلیون دلار شده‌اند. با احتساب ۴۹ درصد مشارکت شرکت نیکو^۱ در پروژه‌های فازهای (۴ و ۵) و دارخوین، ۹۹۰ میلیون دلار از این مبلغ را شرکت نفت از طریق شرکت نیکو تأمین کرده است. با در نظر گرفتن سهم استات اویل در پارس جنوبی به‌طور تقریبی می‌توان گفت تا سال ۱۳۸۶ شرکت‌های خارجی ۶۰۰۰ میلیون دلار از طریق قراردادهای بیع متقابل در بخش بالادستی ایران سرمایه‌گذاری کرده‌اند (البته در چند قرارداد اکتشافی نیز سرمایه‌گذاری‌هایی انجام شده است). اگرچه مجوزهای سرمایه‌گذاری به‌صورت بیع متقابل در برنامه چهارم تمدید شده‌اند، ولی اگر

۱. شرکت نیکو (Naftiran Intertrade Company) شرکتی متعلق به شرکت ملی نفت ایران است که در جرسی انگلستان ثبت شده و دفتر آن هم‌اکنون در لوزان سوئیس است؛ «براساس مصوبه هیئت‌مدیره شرکت ملی نفت به‌عنوان مجمع نیکو، این شرکت صادرات نفت به قاره آفریقا و کشور آفریقای جنوبی را برعهده دارد ... نفت ایران را شرکت ملی نفت می‌فروشد. اگر نیکو هم به آفریقا نفت می‌فروشد این نفت را از ایران می‌خرد به همان قیمت خرید به کشورهای آفریقای از جمله مراکش و مصر (به‌صورت تک‌محموله) می‌فروشد ... با همان قیمت رسمی که شرکت ملی نفت برای مقصد آفریقا تعیین می‌کند نیکو نفت را می‌خرد و عیناً به همان قیمت در کشورهای مقصد می‌فروشد ... شرکت نیکو براساس اساسنامه‌اش اجازه دارد که در معاملات بازار کاغذی نفت وارد شود. به استناد نفتی که از شرکت ملی نفت برای مقصد آفریقا می‌خرد می‌تواند وارد بازار بورس و معاملات کاغذی آن شود و از این طریق کسب سود نماید که نهایتاً به‌عنوان یک شرکت دولتی به شرکت ملی نفت برمی‌گردد» (غنیمی‌فرد، مدیر بین‌الملل شرکت ملی نفت ایران، روزنامه شرق، ۱۳۸۴/۶/۷).

فقط برنامه‌های دوم و سوم را در نظر بگیریم در مدت ۱۰ سال این مقدار سرمایه‌گذاری انجام شده است.

سه قرارداد نیز به نام بیع متقابل با شرکت پتروایران در میادین نصرت و فرزاد، سلمان و فروزان و اسفندیار منعقد شده است. در ادامه (۲-۴-۹) به صورت مفصل توضیح داده خواهد شد که این قراردادها را نمی‌توان بیع متقابل دانست. به‌رحال از این طریق نیز شرکت نفت به توسعه میادین در فلات قاره اقدام کرده است.

فصل ششم نقد و بررسی قانون نفت، نظارت مجلس شورای اسلامی، ساختار شرکت ملی نفت ایران

۶-۱ رژیم حقوقی حاکم

۶-۱-۱ قبل از پیروزی انقلاب اسلامی

پیش از برقراری نظام مشروطیت در ایران، اعطای امتیازها با نظر شخص شاه انجام می‌شد. فقره بیست و چهارم از اولین امتیاز اعطایی نفت ایران در سال ۱۲۵۱ شمسی به جولی یوس دورویترز به خوبی این مسئله را نشان می‌دهد:

«جناب اشرف امجد صدر اعظم دولت علیه ایران به حکم اختیارنامه تامه که به ایشان از جانب اعلی حضرت اقدس همایون شاهنشاه ایران داده شده است به اتفاق جمیع وزرای دولت این قرارنامه را امضا و تصدیق داشتند و اعلی حضرت اقدس همایون شاهنشاهی نیز این قرارنامه را به امضای همایون خود ممضی و تصدیق فرمودند».

پس از استقرار مشروطیت، یکی از دستاوردهای مهم این نهضت در اصل ۲۴ قانون اساسی مصوب ۱۲۸۵/۱۰/۸ چنین ذکر شد:

«بستن عهدنامه‌ها و مقاوله‌نامه‌ها اعطای امتیازات (انحصار) تجارتي و صنعتی و فلاحتی و غیره اعم از اینکه طرف داخله باشد یا خارجه باید به تصویب مجلس شورای ملی برسد به استثنای عهدنامه‌هایی که استتار آنها صلاح دولت و ملت باشد».

طبق این قانون در ۱۳۰۰/۸/۳۰ برای اولین بار اعطای امتیاز نفت شمال به کمپانی استاندارد اوپل به تصویب مجلس شورای ملی رسید. همچنین امتیاز اعطایی به خوشتاریا از سوی دولت در سال ۱۲۹۴، بر همین مبنا در تاریخ ۱۳۰۰/۹/۲۳ توسط مجلس شورای ملی ابطال شد؛ «چون امتیاز خوشتاریا مراحل قانونی را طی نکرده کان لم یکن است ...».

پس از این، اعطای امتیاز نفت شمال به شرکت آمریکایی اتازونی در ۱۳۰۲/۳/۲۳، الغای امتیاز دارسی در ۱۳۱۱/۹/۱۰، اعطای مجدد امتیاز به شرکت نفت ایران و انگلیس در ۱۳۱۲/۳/۷ و اعطای امتیاز در خراسان به شرکت نفت آمریکا و ایران در ۱۳۱۵/۱۱/۱۵ همگی به تصویب مجلس شورای ملی رسیدند.

در سال ۱۳۰۷، با تصویب قانون مدنی و طبق ماده (۱۶۱) این قانون نظریه مالکیت خصوصی بر معادن مورد تأکید قرار گرفت؛ «معدنی که در زمین کسی واقع شده باشد، ملک صاحب زمین است و استخراج آن تابع قوانین مخصوصه خواهد بود». بنابراین در صورتی که زمین متعلق به دولت یا اشخاص باشد، معدن نیز به آنها تعلق خواهد داشت. اگر زمین از مباحات باشد، کسی که آن را حیات می‌کند مالک معدن نیز خواهد بود. با تصویب قانون معادن در ۱۳۳۶/۲/۲۸، این وضعیت دگرگون شد. طبق ماده (۲) این قانون، معادن نفت و گاز متعلق به دولت است و ملکی که معدن در آن واقع شده یا برای استخراج لازم است، به دولت فروخته خواهد شد.

در ۱۳۳۳/۸/۶، قرارداد معروف به کنسرسیوم به تصویب مجلس شورای ملی رسید. پس از این قرارداد، قراردادهای دیگری نیز در نواحی خارج از حوزه کنسرسیوم منعقد شدند. این قراردادها به دو دسته قراردادهای مشارکتی در چارچوب قانون نفت سال ۱۳۳۶ (۱۲) قرارداد) و قراردادهای خدماتی در چارچوب قانون نفت سال ۱۳۵۳ (۶ قرارداد) تقسیم می‌شوند. قراردادهای منعقد در چارچوب قانون نفت سال ۱۳۳۶ به تصویب مجلس و قراردادهای نفتی در چارچوب قانون نفت سال ۱۳۵۳ به تصویب هیئت دولت رسیدند:

«شرکت ملی نفت ایران می‌تواند به منظور اجرای مقررات این قانون با هر شخص ... مذاکره و هرگونه توافقی را که مقتضی بدانند براساس مقررات و مصراحت این قانون ... به عمل آورده و موافقت‌نامه مربوطه را تنظیم و امضا و به هیئت وزیران تقدیم نماید که در صورت تأیید برای تصویب به مجلسین تقدیم گردد» (ماده (۲) قانون نفت مصوب ۱۳۳۶/۳/۱۶).

«شرکت ملی نفت ایران می‌تواند به منظور اجرای عملیات اکتشاف و توسعه نفت ... قراردادهایی را که مقتضی بداند ... امضا نماید. قراردادهای مزبور بعد از تأیید هیئت وزیران به موقع اجرا گذارده خواهد شد» (بند «۲» ماده (۳) قانون نفت مصوب ۱۳۵۳/۵/۸).

علاوه بر اینها در ۱۳۵۱/۳/۲۲ قانونی با عنوان «قانون قرارداد بین کشورهای منطقه

خلیج فارس و شرکت‌های نفتی در مورد تعیین بهای نفت خام» به تصویب مجلس شورای ملی رسید. طبق این قانون ترتیبات خاصی برای فروش نفت خام به شرکت‌های نفتی ذکر شده در این قانون مقرر شد.^۱

۲-۱-۶ پس از پیروزی انقلاب اسلامی

پس از پیروزی انقلاب اسلامی در اولین گام، شورای انقلاب در تبصره «۳۸» قانون بودجه سال ۱۳۵۸ مصوب ۱۳۵۸/۵/۲۵، مقرر کرد که تمام وجوه حاصل از فروش نفت به صورت مستقیم به خزانه واریز شود «قراردادهای فروش نفت به وسیله شرکت ملی نفت ایران از طرف دولت امضا و وجوه حاصل از فروش نفت خام به هر صورت و فرآورده‌های نفتی صادراتی، مستقیماً به حساب خزانه‌داری کل نزد بانک مرکزی منظور می‌شود ...».

پس از این در ۱۳۵۸/۷/۸ شورای انقلاب با تصویب قانونی، وزارت نفت را تأسیس کرد. در ۱۳۵۸/۸/۲۴ با تصویب قانون اساسی در اصل ۴۵ چنین مقرر شد:

«انفال و ثروت‌های عمومی از قبیل زمین‌های موات یا رها شده، معادن، دریاها ... در اختیار حکومت اسلامی است تا بر طبق مصالح عامه نسبت به آنها عمل نماید. تفصیل و ترتیب استفاده از هر یک را قانون معین می‌کند».

در ۱۳۶۱/۱۲/۱۵ مجلس شورای اسلامی با تصویب ماده واحده‌ای دولت را به تنظیم لایحه قانونی نفت ملزم کرد: «ماده واحده: از تاریخ تصویب این قانون وزارت نفت موظف است ظرف مدت چهار ماه لایحه نفت و اساسنامه مؤسسات تابعه خود را منطبق بر موازین اسلامی و قانون اساسی جمهوری اسلامی ایران تهیه ... نماید».

وزارت نفت بدون این تکلیف قانونی، برای تهیه لایحه و تقدیم آن به مجلس اقدامی نکرد. بالاخره گروهی از نمایندگان مجلس شورای اسلامی طرحی تهیه کردند. در نهایت این طرح در ۱۳۶۶/۷/۹ به عنوان سومین قانون نفت ایران به تصویب رسید. با توجه به این قانون و اصول قانون اساسی و مصوبه سال ۱۳۵۸ شورای انقلاب، رژیم حقوقی حاکم بر منابع نفت و گاز در کشور ما، دارای این مشخصات است:

۱. به دلیل اهمیت این قانون، متن کامل آن در بخش پیوست آورده شده است.

- نفت خام در زیر زمین و پس از استخراج تا هنگام فروش به خریداران خارجی در مالکیت دولت ایران است و در هیچ مرحله شرکت نفت حقی نسبت به آن ندارد (اصل ۴۵ قانون اساسی، مواد (۲) و (۳)، تبصره «۳۸» قانون بودجه ۱۳۵۸)

- تمام تأسیسات، تجهیزات و دارایی‌ها در این حوزه متعلق به دولت است (ماده ۲) و شرکت نفت حقی نسبت به آنها ندارد.

- انجام سرمایه‌گذاری خارجی در صنعت نفت به هر شکل ممنوع است (ماده ۶).

بنابراین اخذ وام از بانک‌های خارجی و استفاده از روش‌هایی چون بیع متقابل، مشارکت در تولید و ... ممنوع است.^۱

- انعقاد قراردادهای مهم میان وزارت نفت و دستگاه‌های تابعه با اشخاص خارجی و داخلی تابع آیین‌نامه مصوب هیئت وزیران خواهد بود.

در ماده (۴) قانون، وزارت نفت مکلف می‌شود در مدت یک سال اساسنامه شرکت‌های نفت، گاز و پتروشیمی را با توجه به مفاد این قانون تنظیم و به تصویب مجلس برساند تا به امروز وزارت نفت به این تکلیف قانونی خود عمل نکرده و همچنان اساسنامه مصوب ۱۳۵۶/۳/۱۷ مجلس شورای ملی که در چارچوب قانون نفت مصوب ۱۳۵۳/۵/۸ تهیه شده ملاک عمل است.

۳-۱-۶ انحراف از قانون نفت از طریق مفاد قوانین برنامه و بودجه

در عمل این نظام هیچ‌گاه حاکم نشد. زیرا اساسنامه حاکم بر عملکرد شرکت نفت باقی‌مانده از قانون سابق بود. درباره استفاده از سرمایه خارجی نیز در قالب مواد قانون برنامه و تبصره‌های قانون بودجه به شرکت نفت اجازه استفاده از این منابع داده شد. درباره واریز تمام درآمدها به حساب درآمد عمومی نیز در سال‌های مختلف مجوزهایی موردی برای واریز نکردن درآمدهایی چون سوآپ، بیع متقابل و ... داده شد و در نهایت در بند «د» تبصره «۱۱» قانون بودجه سال ۱۳۸۴ پس از لغو حکم تبصره «۳۸» قانون

۱. ماده (۳) قانون تشویق و حمایت از سرمایه‌گذاری خارجی مصوب ۱۳۸۱/۳/۴، سرمایه‌گذاری خارجی را به دو گروه سرمایه‌گذاری مستقیم خارجی و سرمایه‌گذاری در چارچوب روش‌های مشارکت مدنی، بیع متقابل و ساخت، بهره‌برداری و واگذاری بدون تضمین بازپرداخت توسط دولت تقسیم کرده است. طبق این تعریف، انعقاد قراردادهای بیع متقابل در بخش نفت طبق قانون سال ۱۳۶۶ ممنوع است.

بودجه سال ۱۳۵۸ ترتیب دیگری با عنوان اخذ ۷/۵ درصد از درآمدها به حساب شرکت ملی نفت به تصویب رسید.

از آنجاکه در قانون نفت سال ۱۳۶۶ استفاده از سرمایه‌های خارجی منتفی بود، به تبع تمام عملیات را وزارت نفت و شرکت نفت باید انجام می‌دادند و بحث استفاده از شرکت‌های نفتی خارجی منتفی بود. به همین دلیل درباره چگونگی استفاده از شرکت‌های نفتی خارجی ترتیباتی در این قانون مقرر نشده بود. در قوانین بودجه نیز فقط با یک نام - بیع متقابل - به شرکت نفت مجوز انعقاد قرارداد با شرکت‌های نفتی خارجی داده شد.

درواقع امروز قسمت‌های مختلف قانون نفت سال ۱۳۶۶ در قالب بودجه‌های سالیانه منسوخ شده است. بنابراین در حال حاضر در کشور ما قانون نفت وجود ندارد و در نتیجه حکم اصل ۴۵ قانون اساسی که بر مبنای آن قانون ترتیب و تفصیل استفاده از منابع زیرزمینی را مشخص می‌کند، درباره مهم‌ترین ثروت زیرزمینی کشور معطل مانده است. امروز نظام مالی دولت و شرکت ملی نفت ایران در قالب مواد قانون برنامه و تبصره‌های بودجه به صورت پراکنده تعریف شده است و هر سال دولت و مجلس این احکام را در قوانین بودجه تمدید می‌کنند.^۱

برای استفاده از سرمایه‌های خارجی و ارتباط با شرکت‌های نفتی بین‌المللی ترتیبات قانونی وجود ندارد و مدیران نفتی در قالب مجوزهای کلی اخذ شده و با توجه به سلايق خود به انعقاد قرارداد اقدام می‌کنند: «اصلاح قراردادهای بیع متقابل نیازی به تصویب مجلس ندارد و مسئله‌ای است که بین دو شرکت مطرح می‌شود، البته نظر رئیس‌جمهور در این زمینه اخذ می‌شود».^۲

تشریفات انعقاد این قراردادها نیز مبنای قانونی ندارد و حتی آیین‌نامه مصوبی از هیئت وزیران در این باره وجود ندارد. نتیجه اینکه ساختارهایی که مشخص نیست اعتبار خود را چگونه به دست آورده‌اند در نهایت بر انعقاد این قراردادها نظارت می‌کنند.

۱. برای مطالعه درباره ایرادهای وارد بر نظام بودجه‌ریزی مراجعه کنید به: سیداحمد کاشانی، «کندوکاوی در لوايح بودجه‌های سالیانه»، روزنامه رسالت، ۱۳۸۵/۱۲/۶.

۲. سیدکاظم وزیرى هامانه، وزیر نفت، خبرگزاری مهر، ۱۳۸۶/۱/۳۱.

کمیسیونی متشکل از ۳ نماینده مجلس به انتخاب رئیس مجلس شورای اسلامی، نماینده رئیس جمهوری و نمایندگان ارشد سازمان برنامه و بودجه، وزارت اقتصاد و دارایی، وزارت امور خارجه و وزارت نفت با نام کمیسیون نظارت بر قراردادهای بر امضای قراردادهای نفت و گاز نظارت کامل دارد.^۱

در بحث فروش نفت نیز هیچ ضابطه‌ای از سوی قانون‌گذار مشخص نشده است. چگونگی تعیین خریدار، قیمت فروش نفت، شرایط قراردادهای منعقد شده برای فروش نفت و شرایط خریدار و ... همگی را شرکت نفت تعیین می‌کند. این در حالی است که همان‌طور که دیدیم در سال ۱۳۵۱ مجلس شورای ملی برای سامان‌دهی به این مسائل، قانون جامعی با عنوان «قانون قرارداد بین کشورهای منطقه خلیج فارس و شرکت‌های نفتی در مورد تعیین بهای نفت خام» به تصویب رساند.

آقای دکتر سبحانی استاد دانشکده اقتصاد دانشگاه تهران و نماینده مجلس شورای اسلامی در دوره‌های پنجم، ششم و هفتم در این‌باره چنین می‌گویند: «تمامی امور نظارتی، مالی، تسویه‌ای، قیمت‌گذاری شرکت ملی نفت ایران به همراه قراردادهای فروش، توسعه، اکتشاف و امور مربوط به شرکت‌های وابسته و پیوسته و ... این شرکت طی یک تبصره موسوم به تبصره «۱۱» در دو سال اخیر سامان‌دهی شده است و این در حالی است که هیئت عمومی دیوان محاسبات کشور رسماً عدم امکان رسیدگی شفاف و تفریغ بسامان حجم وسیع عملیات مالی این بزرگ‌ترین شرکت دولتی ایران را اعلام کرده است. لیکن نه مجلس و نه دولت نسبت به این پدیده مهم توجه نکرده‌اند و همچنان طی یک تبصره‌ای که در جلسه علنی حداکثر با پیشنهادات پنج دقیقه‌ای مشمول واژه رسیدگی می‌شود در لایحه بودجه مواجه هستیم».^۲

۲-۶ محرمانه بودن قراردادهای نفتی

گذشته از تمام آنچه که درباره نظارت مجلس و تشریفات انعقاد قراردادها و ... گفته شد، بحث دیگری وجود دارد و آن، نظارت مطبوعات و افکار عمومی بر انعقاد قراردادهاست.

۱. کالبد شکافی سرمایه‌گذاری‌های صنعت نفت (قراردادهای بیع متقابل)، گروه نویسندگان، چاپ دوم، کویر، ص ۳۶۶.

۲. حسن سبحانی، یادداشت منتشره در پایگاه آلف (alef.ir)، بهمن ۱۳۸۵.

تجربه دنیای امروز نشان می‌دهد که مطبوعات همیشه پیش از دستگاه‌های نظارتی و قانونی به فساد در قراردادهای پی برده‌اند. برای مثال درباره رشوه پرداختی از سوی مدیران شرکت استات اوایل نروژ به مقامات نفتی کشورمان، اولین بار در یک روزنامه محلی نروژ این مسئله مطرح شد و سپس دستگاه قضایی نروژ پیگیری را آغاز کرد. روابط عمومی وزارت نفت در پاسخ اعتراض یکی از اساتید دانشگاه درباره غریبه انگاشتن مردم و نبود اطلاعات کافی برای تحلیل قراردادهای بیع متقابل در داخل کشور چنین پاسخ می‌دهد: «بدیهی است اگر انتظار این باشد که دقایق مالی ویژه هر قرارداد که می‌تواند غیر از مردم مخاطبین غریبه (و نامحرمی) نیز داشته و قدرت چانه‌زنی و امکان حفظ حقوق و منافع ملی را در قراردادهای بعدی از ما سلب نماید منتشر شود انتظاری است خارج از عرف و غیرقابل قبول. آیا به راستی سراغ داریم نقطه‌ای از جهان را که قراردادهای تجاری شرکت‌های خود را در تابلوی اعلانات نصب و یا در رسانه‌های عمومی اعلام نمایند؟»^۱

در فصل پنجم دیدیم که قراردادهای مهم نفتی ایران چون قرارداد کنسرسیوم و یا قراردادهای مشارکت در فلات قاره همگی به تصویب مجلس شورای اسلامی رسیده‌اند. تصویب این قراردادها که جزء مهم‌ترین قراردادهای تاریخ نفت (به‌طور خاص قرارداد کنسرسیوم و قرارداد مشارکت با شرکت آجیپ) جهان هستند در جلسات علنی مجلس شورای ملی وقت انجام شده و به‌طور مسلم به اطلاع عموم رسیده‌اند.

امروزه کشورهای دیگر نیز شفافیت اطلاعات را از عوامل مؤثر در گسترش سرمایه‌گذاری خارجی می‌دانند. از مهم‌ترین حوزه‌هایی نفتی که امروزه در آنها سرمایه‌گذاری انجام می‌شود دریای شمال است. وزارت اقتصاد و صنعت^۲ در انگلستان متولی توسعه میادین نفتی در این منطقه است. با مراجعه به پایگاه اطلاع‌رسانی این وزارتخانه^۳ می‌توان اطلاعات بسیار کاملی درباره مشخصات حوزه‌ها، شرایط قراردادها و ... به‌دست آورد.

در عمل نیز اگرچه این قراردادها در داخل محرمانه هستند، اما در خارج از ایران، محققان این قراردادها را به‌صورت کامل بررسی کارشناسی می‌کنند. برای مثال با وجود اینکه هنوز قراردادهای نفتی در ایران محرمانه هستند نمونه قراردادهای بیع متقابل

۱. کالبدشکافی سرمایه‌گذاری‌های صنعت نفت (قراردادهای بیع متقابل)، همان، ص ۲۳۵.

2. Department of Trade and Industry

3. www.dti.gov.uk

نفتی ایران در دوره‌های آموزشی در خارج از کشور مطالعه می‌شوند.^۱ گذشته از این محرمانه بدون قراردادهای باعث شده محققین داخلی از امکان بررسی شرایط مندرج در این قراردادهای محروم مانده و نقاط ضعف این ساختارها برای صاحب‌نظران داخلی به دلیل نبود اطلاعات تا حد زیادی مبهم بماند. برای مثال دکتر محسن محبی در مقاله خود با عنوان «رویه داوری بین‌المللی درباره غرامت (دعاوی نفتی)»، هنگامی که در نهایت به موضوع قراردادهای بیع متقابل ایران می‌رسد چنین می‌گوید:

«در ایران سال‌ها الگوی بیع متقابل (بای بک) برای سرمایه‌گذاری خارجی در صنعت نفت مبنای عمل بوده است. اکنون باید دید اعمال چنین ملاکی درباره غرامت قراردادهای بیع متقابل به چه نتیجه‌ای منجر خواهد شد. اگر روزی این قراردادهای فسخ شوند یا موضوع سلب مالکیت قرار گیرند چه توقعات معقول و انتظاراتی را برای طرفین دامن می‌زنند.

جا داشت به این موضع نیز می‌پرداختیم و وضعیت خاص قراردادهای بیع متقابل ایران را در پرتو رویه داوری که در این دعاوی تولید شده بررسی می‌کردیم؛ اما این کار محتاج دسترسی به جزئیات این قراردادهاست که در حال حاضر مقدور نیست. ادامه بحث و بسط مقال ناگزیر باید براساس فروض مختلف و سپس حدس و گمان در تطبیق صورت گیرد که بیشتر شبیه یک ورزش ذهنی است و از نظر علمی و عملی فایده ندارد. باری، پاسخ به این سؤال موضوع تحقیق و پژوهشی است که دیگران به‌ویژه کسانی که به جزئیات این قراردادهای دسترسی دارند باید به آن دست یازند».^۲

۳-۶ عملکرد مجلس شورای اسلامی در نظارت بر قراردادها

همان‌طور که دیدیم مجلس در انعقاد و تصویب قراردادها هیچ دخالتی ندارد و تنها در قالب لویایح بودجه در قالب مجوزهای کلی به وزارت نفت اجازه می‌دهد که در قالب بیع

۱. در این مرجع که در کتابخانه مؤسسه مطالعات انرژی موجود است چارچوب کامل یک قرارداد بیع متقابل نفتی ایران ارائه شده است:

5 Day Interactive Training Course-World Legal Systems And Contracts For Oil and Gas, 5 December 2003, 30 Pavilion Road, Knightsbridge, London-Organized by: cwc

۲. مجله حقوقی، دو فصلنامه علمی ترویجی حقوق بین‌الملل، شماره ۳۵، پاییز و زمستان ۱۳۸۵، ص ۷۰.

متقابل میادین را توسعه دهد. برای مثال مجوزهای لازم برای انعقاد قراردادهای بیع متقابل اولین بار در بند «ب» تبصره «۲۹» قانون بودجه سال ۱۳۷۲ و ۱۳۷۳ از مجلس شورای اسلامی اخذ شدند. در مجوزهای اعطایی از سوی مجلس شورای اسلامی به وزارت نفت اجازه داده شده که در قالب بیع متقابل به توسعه میادین ذکر شده اقدام کند. در این مصوبات مشخص نیست که قرارداد بیع متقابل نفتی به چه صورتی است. تنها ویژگی ذکر شده آن است که بازپرداخت هزینه‌ها از محل تولیدات همان پروژه انجام شود. این عملکرد مجلس در مقایسه با آنچه که در گذشته و پیش از انقلاب درباره قراردادهای مشارکت در تولید و کنسرسیوم اتفاق افتاده به هیچ‌وجه قابل دفاع نیست. گذشته از سابقه پارلمانی در کشور مطالعه آنچه که در همسایگی ما در کشور کویت در این رابطه اتفاق افتاده بسیار جالب است. در ادامه در بند ۵-۶ عملکرد مقتدرانه مجلس کویت در برابر انعقاد قراردادهای نفتی برای توسعه میادین نفتی در این کشور را مطالعه می‌کنیم.

۴-۶ بیع متقابل و تحریم‌های خارجی

مرور مطالب بند بعدی نشان می‌دهد که در کشور کویت به اتکای توان شرکت ملی نفت کویت با به‌کارگیری بهترین شرکت‌های نفتی دنیا در قالب قراردادهای خدماتی مخالفت می‌شود. این در حالی است که در کشور ما هرازگاهی تعدادی قرارداد با شرکت‌های نفتی خارجی به نام بیع متقابل بسته می‌شود و در داخل نیز با این عنوان که این کار موجب شکستن تحریم‌های آمریکا و ... شده است به انعقاد این‌گونه قراردادها جنبه ارزشی داده شده و اصل مسئله یعنی کنار گذاشتن شرکت ملی نفت و نیروهای داخلی از کاری که توانایی انجام آن را دارند به فراموشی سپرده می‌شود. در دور اول انعقاد قراردادهای بیع متقابل که با قرارداد شرکت توتال در میدان سیری و سپس پارس جنوبی آغاز شد بیشترین مسائل این‌گونه قراردادها در داخل تحت‌الشعاع شکستن قانون تحریم داماتو قرار گرفت. دور دوم این قراردادها نیز که با قرارداد با شرکت نفتی سینوک در پارس شمالی و سپس در میدان جفیر با یک شرکت بلاروس و بعد از آن قرارداد یادآوران با شرکت سینوپک و در آخرین قرارداد با شرکت مالزیایی اس.کا.اس آغاز شده تحت‌الشعاع شکستن تحریم‌های شورای امنیت درباره فعالیت‌های هسته‌ای کشورمان

قرار گرفته است. در بند ۵-۶ خواهیم دید که مدیران نفتی در کویت نیز به‌خصوص با توجه به سابقه حمله عراق به کویت با بهانه‌هایی مانند افزایش ضریب امنیتی مرزهای شمالی کویت در نتیجه حضور شرکت‌های نفتی بین‌المللی، نمایندگان مجلس این کشور را برای پذیرش شرکت‌های نفتی تحت فشار قرار می‌دادند.

۵-۶ مطالعه موردی: عملکرد مجلس کویت در قبال پروژه کویت

۱-۵-۶ تاریخچه

«در فاصله زمانی ملی شدن صنعت نفت در کویت در سال ۱۹۷۵ و حمله عراق در سال ۱۹۹۰، هیچ شرکت نفتی خارجی در کویت در هیچ‌یک از دو بخش بالادستی و پایین‌دستی (به‌استثنای منطقه بی‌طرف) فعال نبود. بعد از پایان جنگ خلیج فارس^۱ دولت کویت تصمیم گرفت که از کمک شرکت‌های خارجی در قالب قراردادهای خدمات فنی^۲ استفاده کند. اولین قرارداد از این نوع، در جولای سال ۱۹۹۲ با شرکت بی.پی منعقد شد. طبق این قرارداد ۴۲ ماهه شرکت بی.پی متعهد شد که به شرکت نفت کویت در زمینه اکتشاف، تولید و انتقال نفت در کویت مشاوره ارائه دهد. در پایان سال ۱۹۹۳، شرکت نفت کویت قرارداد دیگری با بی.پی برای ارائه خدمات فنی برای اداره میادین ام‌قدیر و المناقیش به مدت سه سال منعقد کرد.

شرکت آمریکایی شورن دومین شرکت خارجی بود که در سپتامبر ۱۹۹۴ قراردادی برای ارائه خدمات فنی منعقد کرد. طبق این قرارداد ۳/۵ ساله که از ۶ آگوست ۱۹۹۴ نافذ شد، شرکت شورن متعهد شد که به‌صورت خاص برای بهره‌برداری از میدان بُرقان و به‌طور کلی دیگر میادین کویت، به شرکت نفت این کشور مشاوره ارائه دهد. پس از پایان مدت قرارداد بی.پی در جولای ۱۹۹۶، قرارداد این شرکت به مدت ۳ سال دیگر تمدید شد. هم‌زمان شرکت نفت کویت اعلام کرد که در حال مذاکره با شرکت‌های رویال داچ شل، اگزون، آموکو و توتال برای انعقاد قراردادهای مشابهی است. در اکتبر ۱۹۹۶ شرکت نفت کویت قراردادی با اگزون برای ارزیابی میدان کرا المیرو - که در سال ۱۹۹۵

۱. آخرین چاه آتش گرفته پس از جنگ در ۶ نوامبر ۱۹۹۱ مهار شد.

بخش دوم ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در ایران ۱۲۳

کشف شده بود - در شمال غربی کویت منعقد کرد. طبق این قرارداد، شرکت آگزون متعهد شد که ساختار مخزن را تحلیل و ارزیابی کند. در اکتبر ۱۹۹۳ شرکت نفت کویت در قالب قرارداد خدمات مدیریت^۱ به سراغ پیمانکاران نفتی رفت. طبق این قرارداد سه‌ساله که با شرکت آمریکایی پارسونز منعقد شد، این شرکت متعهد شد که در برابر دریافت ۱۰۰ میلیون دلار به شرکت نفت کویت، خدمات مدیریتی ارائه دهد. ۶ ماه قبل از اتمام قرارداد شرکت نفت کویت از پیمانکاران برای شرکت در مناقصه مشابه دیگری - این بار برای مدت ۵ سال - دعوت کرد. چهار شرکت پیمانکاری آمریکایی در این مناقصه شرکت کردند و در نهایت شرکت بکتل با ارائه کمترین قیمت برنده شد، با وجود این، دوباره قراردادی با شرکت پارسونز بسته شد. طبق این قرارداد که ارزش آن ۸۰ میلیون دلار است، پارسونز مکلف به ارائه خدمات فنی و مدیریتی برای توسعه میادین کویت است. این خدمات شامل تهیه اسناد مناقصه برای توسعه میادین و ارزیابی پیشنهادهای ارائه شده است.^۲

جدول ۱-۶ میادین مهم نفت در کویت

| ردیف | نام میدان | حجم ذخایر (میلیارد بشکه) |
|------|-----------|--------------------------|
| ۱ | برقان | ۵۵ |
| ۲ | المقوع | ۱۵/۵ |
| ۳ | الروضتین | ۷/۵ |
| ۴ | الخفجی | ۶/۳ |
| ۵ | الصابریه | ۴ |
| ۶ | المناقیش | ۲/۱ |
| ۷ | الوفره | ۱/۷ |

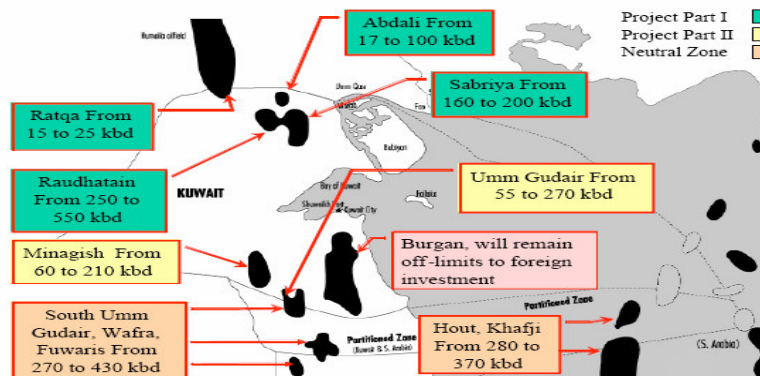
هم‌زمان از سال ۱۹۹۴ شرکت نفت کویت با همکاری کارشناسان خارجی، بررسی طرحی برای افزایش ظرفیت تولید نفت از میادین این کشور را آغاز کرد. سرانجام در

1. Project Management Contract

2. Arab Oil & Gas, Directory, Arab Petroleum Research Center, 1997, p. 198.

سال ۱۹۹۸ طرحی با عنوان پروژه کویت^۱ برای افزایش ظرفیت تولید تهیه شد. در این سال شرکت نفت کویت از شرکت‌های نفتی شورن تگزاکو، کونوکو، اگزون موبیل، توتال فینا، الف، شل، بی.پی و انی برای اجرای این طرح دعوت کرد. طبق این طرح ۷ میلیارد دلاری قرار بود ظرفیت تولید نفت از میدان شمالی کویت تا سال ۲۰۰۵ از ۴۵۰ هزار بشکه در روز به ۹۰۰ هزار بشکه در روز افزایش یابد. ۴ میدان شمالی که عملیات توسعه آنها طبق این طرح انجام می‌شود عبارت‌اند از: الرتقه، الروضتین، العبدلی و الصابریه. در شکل ۱-۶ سهم هریک از این میدان‌ها در طرح افزایش تولید و میدان پیش‌بینی شده برای مرحله بعدی - افزایش تولید در غرب کویت - مشاهده می‌شود.

مدل قراردادی پیش‌بینی شده برای سرمایه‌گذاری شرکت‌های خارجی در کویت، از نوع قراردادهای خدماتی نفتی^۲ شبیه مدل قراردادهای بیع متقابل ایران است، با این تفاوت عمده که در این روش که با عنوان قرارداد بیع متقابل ترغیبی^۳ نام‌گذاری شده است، عملیات بهره‌برداری در یک دوره ۲۵ ساله نیز برعهده شرکت نفتی طرف قرارداد گذاشته شده است.



Source: Arwa Mohammad Abulhasan, Future Relations Between Kuwait Petroleum Corporation and the International Oil Companies: Success or Failure?, Master of Arts in Law and Diplomacy Thesis, May 2004, The Fletcher School.

شکل ۱-۶ موقعیت میدان‌های شمالی و غربی کویت

1. Kuwait Project
2. Oil Service Contract
3. Incentive Buy-Back Contract (IBBC)

طبق برنامه‌ریزی اولیه در سال ۱۹۹۸، قرار بود که پس از توافق با کنسرسیومی که کمترین هزینه را پیشنهاد کند، اجرای پروژه شروع شود و تا سال ۲۰۰۵ پایان یابد، اما هم‌زمان با پیشرفت مذاکرها در فضای سیاسی کویت تحولاتی به‌وقوع پیوست که موجب به هم خوردن این برنامه‌ریزی‌ها شد. در اولین مرحله در جولای سال ۱۹۹۹ مخالفین دولت در انتخابات پارلمان کویت^۱ پیروز شدند. بیشتر نمایندگان مجلس جدید کویت اعتقاد داشتند که طبق اصول ۲۱ و ۱۵۲ قانون اساسی انعقاد قرارداد با شرکت‌های نفتی خارجی باید به تصویب پارلمان برسد. درباره اصل اجرای طرح نیز گروهی از نمایندگان اساساً مخالف افزایش ظرفیت بوده و عقیده دارند که درآمد حاصل از میزان تولید فعلی بیش از نیاز کویت است و دلیلی برای تولید بیشتر وجود ندارد. برخی نیز عقیده دارند در صورتی که اجرای این پروژه ضرورت پیدا کند این کار را باید شرکت نفت کویت انجام دهد و نباید میادین نفتی را در اختیار شرکت‌های نفتی خارجی قرار داد.

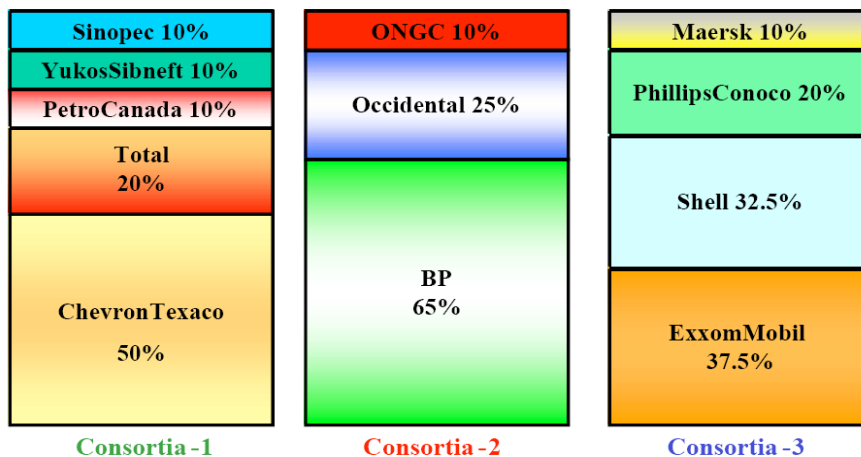
با وجود این مخالفت‌ها، وزیر نفت وقت کویت - شیخ سعود ناصر الصباح (مارس ۱۹۹۸ - فوریه ۲۰۰۱) - مذاکره با شرکت‌های نفتی را به‌کندی پیش برد. در ژانویه سال ۲۰۰۱ دولت کویت پس از ماه‌ها کشمکش با پارلمان بر سر فساد در صنعت نفت و همچنین مسئله حضور شرکت‌های نفتی خارجی در میادین شمالی کویت مجبور به استعفا شد.^۲ در کابینه جدید شیخ سعود ناصر جای خود را به عادل الصبیح (۱۴ فوریه ۲۰۰۱ - فوریه ۲۰۰۲) داد. وزیر نفت جدید نیز همانند وزیر نفت سابق مذاکره با شرکت‌های نفتی را در دستور کار خود قرار داد، اما در کمتر از چند ساعت از شروع به‌کار و ادای سوگند اعضای دولت، مخالفت‌ها در پارلمان شروع شد. مدت وزارت الصبیح بیش از یک سال به طول نینجامید و وی یک سال بعد در فوریه ۲۰۰۲ به‌دلیل انفجار در یکی از واحدهای تولید نفت و توقف تولید مجبور به استعفا شد. بعد از الصبیح، شیخ احمد فهد الاحمد الصباح (فوریه ۲۰۰۲ - جولای ۲۰۰۶) به وزارت نفت رسید. در جولای سال

۱. پارلمان کویت (مجلس الامه) از ۵۰ نماینده که به‌صورت مستقیم مردم کویت آنها را انتخاب می‌کنند تشکیل شده است. مدت نمایندگی در هر دوره ۴ سال است. امیر کویت از اختیار انحلال پارلمان برخوردار است. اولین دوره این مجلس در سال ۱۹۶۷ تشکیل شده است و از آن سال تا به حال دوره‌های بعدی در سال‌های ۱۹۷۵، ۱۹۸۱، ۱۹۸۵، ۱۹۹۲، ۱۹۹۶، ۱۹۹۹، ۲۰۰۳ و ۲۰۰۶ تشکیل شده است.

2. Henderson Simon, the Washington Institute for Near East Policy, 26 February 2001.

۲۰۰۳ مجلس جدید کویت پس از برگزاری انتخابات تشکیل شد. در این مجلس شمار مخالفان دولت افزایش یافت. با وجود این شرکت نفت کویت در تابستان سال ۲۰۰۳ نام سه مشارکت را برای مذاکرات نهایی و انتخاب برنده اعلام کرد که عبارت‌اند از:

- شورن تگزاکو (۵۰ درصد)، توتال فینا الف (۲۰ درصد)، پتروکانادا (۱۰ درصد)، سینبنت (۱۰ درصد)، سینوپک (۱۰ درصد)؛
- بی.بی (۶۵ درصد)، اکسیدنتال (۲۵ درصد)، ا.ان.جی.سی.هند (۱۰ درصد)؛
- اگزون موبیل (۳۷/۵ درصد)، شل (۳۲/۵ درصد)، کونوکوفیلیپس (۲۰ درصد)، مارسک (۱۰ درصد)؛
- شورن تگزاکو، بی.بی و اگزون موبیل به ترتیب اپراتور هریک از این سه مشارکت هستند.



شکل ۲-۶ ساختار مشارکت‌های تشکیل شده برای اجرای پروژه

در اواخر سال ۲۰۰۵، کمیسیون اقتصادی مجلس کلیات قرارداد تهیه شده شرکت نفت کویت با شرکت‌های نفتی را با اصلاحاتی تأیید کرد. با وجود این مجلس کویت با این استدلال که قرارداد نهایی باید به تصویب مجلس برسد و نه پیش‌نویس قرارداد، از تأیید نظر کمیسیون اقتصادی خودداری کرد. در ماه می سال ۲۰۰۶، به دنبال اختلاف

بخش دوم ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در ایران ۱۲۷

دولت و پارلمان، امیر کویت^۱ پارلمان را منحل کرد. در جولای همان سال با برگزاری انتخابات، مجلس جدید کویت تشکیل شد. در این دوره نیز مخالفین ۳۳ کرسی از ۵۰ کرسی را به‌دست آوردند. در دولت جدید فهد الصباح جای خود را به شیخ علی الجراح الصباح (جولای ۲۰۰۶ - ژوئن ۲۰۰۷) داد. در ۳۰ ژوئن سال بعد وی پس از استیضاح در پارلمان از مقام خود استعفا داد. از آن زمان تا به حال (اکتبر ۲۰۰۷) وزارت نفت در اختیار محمد العلیم است.

با این مقدمه اینک به مرور دقیق‌تر سیر تحولات مربوط به این پروژه به نقل از جراید می‌پردازیم.

۲-۵-۶ وزارت سعود ناصر الصباح (مارس ۱۹۹۸ - ژانویه ۲۰۰۱)

دولت کویت هفته پیش، پس از یک‌سری اختلافات با نمایندگان اسلام‌گرای پارلمان استعفا داد. در این بین بیشترین انتقادهای متوجه وزیر ارتباطات، سعود ناصر الصباح بود که در کابینه جدید به وزارت نفت رسید. مخالفین وی را به صدور مجوز عرضه کتب غیراسلامی در یک نمایشگاه کتاب متهم می‌کنند. (سرویس جهانی بی.بی.سی، ۲۲ مارس سال ۱۹۹۸ در گزارشی با عنوان «کویت هیئت دولت جدید را انتخاب می‌کند»)^۲.

«دو گروه اصلی حائز اکثریت آرا در انتخابات دمکرات‌ها و اسلام‌گراها هستند. طرفداران دولت، تنها ۱۲ کرسی از ۵۰ کرسی را به‌دست آوردند». (الاهرام روزنامه چاپ قاهره، شماره ۴۳۷، ۱۴ جولای ۱۹۹۹).

«در سال ۱۹۹۹ شرکت نفت کویت برنامه خود برای افزایش ظرفیت را تکمیل کرد و بدین ترتیب احتمال حضور شرکت‌های نفتی خارجی در این کشور افزایش یافت. در ماه ژانویه سال گذشته یک مقام رسمی وزارت نفت کویت تأکید کرد که همکاری با

۱. طبق قانون اساسی مصوب ۱۱ نوامبر سال ۱۹۶۲ امیر کویت نخست وزیر را برای تشکیل کابینه به پارلمان معرفی می‌کند. از سال ۱۹۸۰ تا سال ۲۰۰۶ به مدت ۲۶ سال شیخ جابر الاحمد الصباح، امیر کویت بود. از آن زمان تا به حال شیخ صباح الاحمد الصباح امیر کویت است. در تمام مدت امارت شیخ جابر، وی همواره شیخ سعدالعبده الصباح (۲۰۰۶-۱۹۷۸) را نخست‌وزیر کویت اعلام و به پارلمان معرفی کرده است. در دوره امیر جدید تا به حال ناصر محمد الاحمد الصباح نخست‌وزیر کویت بوده است.

2. Kuwait Appoints New Cabinet

شرکت‌های نفتی گزینه‌ای است که اکثر کشورهای تولیدکننده نفت آن را پذیرفته‌اند. در ادامه این مقام رسمی - در روزنامه *القبیس چاپ کویت* - چنین می‌گوید: ما باید قبول کنیم که توانایی‌های ما محدود است و در ۵۰ سال گذشته به اندازه کافی در صنعت نفت کویت سرمایه‌گذاری نشده است و این مسئله تردیدی باقی نمی‌گذارد که باید از توان شرکت‌های نفتی خارجی استفاده کرد.

در ماه فوریه سال ۱۹۹۹ روزنامه *الشرق الاوسط* چاپ عربستان به نقل از رشید العریبید از مقامات اجرایی شرکت نفت کویت نوشت: شرکت نفت کویت با اجرای طرحی تولید نفت خود را تا سال ۲۰۰۵ از ۲/۴ میلیون بشکه در روز به ۳ میلیون بشکه در روز افزایش می‌دهد. به گفته العریبید ۱۰ میلیارد دلار برای انجام این پروژه لازم است که ۷ میلیارد دلار آن صرف توسعه میادین شمالی می‌شود. جزئیات بیشتر طرح پرمناقشه مشهور به پروژه کویت در کنفرانسی در ماه نوامبر سال ۱۹۹۹ آشکار شد.^۱

۳-۵-۶ وزارت عادل الصبیح (۱۴ فوریه ۲۰۰۱ - فوریه ۲۰۰۲)

«دولت جدید کویت دیروز با اولین مخالفت‌های مجلس روبه‌رو شد. هم‌زمان با سوگند و شروع به کار کابینه جدید این مخالفت‌ها شروع شد. گروهی از نمایندگان که رهبری آنها را نماینده کهنه‌کار احمد السعدون برعهده دارد، درخواست تشکیل جلسه فوق‌العاده پارلمان برای بررسی موضوع پروژه کویت را داده‌اند. از سوی دیگر وزیر خارجه کویت شیخ صباح الاحمد الصباح به نمایندگان اطمینان داد که دولت به قانون اساسی وفادار خواهد ماند. نماینده اسلام‌گرای مجلس، ناصر الصانع اظهار داشت، ما نگران هستیم که روند شکل‌گیری این قرارداد خلاف قانون اساسی باشد». (پایگاه خبری گلف نیوز، ۲۰۰۱/۲/۲۰ به نقل از رویترز در مطلبی با عنوان آزمون دولت جدید کویت در مورد نقش شرکت‌های نفتی خارجی در کویت).^۲

۳۵ نماینده مجلس امت دیروز از دولت جدید خواستند که فوراً روند پیشبرد پروژه کویت (گشودن میادین نفتی به روی شرکت‌های خارجی) را متوقف کند. برخی از اعضای

1. "Online Research Center", January 01, 2000, Volume 2000, Issue 1.

2. New Kuwaiti Government Tested on Oil Majors Role

مجلس اعتقاد دارند که وزیر نفت، عادل خالد الصبیح (۲۰۰۱-۲۰۰۲) اطلاعات کاملی از پروژه را در اختیار پارلمان نگذاشته است و دولت را متهم می‌کنند که اطلاعات کلیدی مانند شرکت‌های تأیید صلاحیت شده، نرخ بازگشت سرمایه و مدل اقتصادی پروژه را محرمانه نگه داشته است. ساعاتی پس از طرح این ادعاها، وزیر نفت وعده داد که در جلسه آینده پارلمان تمام اطلاعات را ارائه کند. از سوی دیگر گروهی از نمایندگان اعتقاد دارند که قرارداد نمونه تهیه شده برای کار با شرکت‌های نفتی، خلاف قانون اساسی است. در مقابل وزیر نفت اعلام آمادگی کرد که این پیش‌نویس برای تطبیق با قانون اساسی اصلاح شود. رهبر مخالفان در مجلس، احمد السعدون با رد نمونه قراردادی تهیه شده وزارت نفت، اظهار داشت که تنها راه حل دولت برای پیشبرد این طرح آن است که قرارداد با شرکت‌های خارجی برای تصویب به مجلس ارائه شود.

به عقیده حسن جوهر نماینده شیعه مذهب پارلمان، با توجه به گذشت ۵۰ سال از شروع تولید نفت در کویت و ۲۰ سال پس از ملی شدن نفت، بازگشت شرکت‌های نفتی خارجی پذیرفتنی نیست. (پایگاه خبری گلف نیوز، ۲۰۰۱/۲/۲۲، به نقل از رویترز در مطلبی با عنوان نمایندگان مجلس کویت خواهان متوقف شدن طرح شرکت‌های نفتی هستند).^۱ وقوع انفجار باعث کناره‌گیری وزیر نفت کویت شد. عادل الصبیح وزیر نفت کویت پس از وقوع انفجاری مرگبار در یک کارخانه از مقامش استعفا کرد و گفت بدون توجه به رد یا پذیرش استعفایش، دیگر به کار باز نخواهد گشت. به گزارش خبرگزاری فرانسه علت استعفای وی انفجار در یک کارخانه در شمال کویت در روز جمعه است که باعث کشته شدن چهار نفر و اختلال در امر تولید و صدور نفت شد. (خبرگزاری مهر، ۱۳۸۰/۱۱/۱۷ (۶ فوریه ۲۰۰۲)).

۴-۵-۶ وزارت احمد فهد الصباح (فوریه ۲۰۰۲ - جولای ۲۰۰۶)

براساس گزارش آسوشیيتدپرس، کویت در نظر دارد به‌رغم تهدیدهای آمریکا برای جنگ با عراق و احتمال حملات تلافی‌جویانه عراق به تأسیسات نفتی آن کشور، تولید نفت خود را افزایش دهد. شیخ احمد فهد الاحمد الصباح، وزیر نفت کویت، گفت که این

1. Kuwait MPs Ask New Cabinet to Halt Oil Majors Plan

کشور به تجربه‌های تکنیکی کارشناسان خارجی برای نیل به اهدافش در رساندن تولید نفت خود تا ۴ میلیون بشکه در روز، تا سال ۲۰۱۰ نیاز دارد. وی در گفت‌وگو با *آسوشیتدپرس* اظهار داشت ممکن است بتوانیم این کار را با کمک نیروهای خودی انجام دهیم، اما به یقین از لحاظ اقتصادی به‌صرفه نخواهد بود.

بیش از ۳۰ کشور خارجی تمایل خود را برای ارائه تکنیک‌های پیشرفته در تزریق بخار آب یا گاز برای استخراج نفت از شمال کویت اعلام کرده‌اند و وزارت نفت امیدوار است که تا فوریه ۲۰۰۴ سه شرکت از این پنج شرکت را برای کنسرسیوم انتخاب کند. (خبرگزاری *ایسنا*، ۱۳۸۱/۱۰/۴ (۲۱ جولای ۲۰۰۲)).

ایگورا یوسفاف، وزیر انرژی روسیه، روز دوشنبه پس از آغاز مذاکرات کمیسیون دوجانبه گسترش همکاری‌های اقتصادی و تکنولوژیکی با کویت گفت شرکت‌های روسیه حوزه‌های نفتی کویت را توسعه می‌دهند. وی که در رأس یک هیئت روسی قرار دارد، افزود شرکت‌های سیبِ نفت و لوک اوایل آماده کار بر روی چهار حوزه نفتی در شمال کویت هستند. براساس گزارش روزنامه *ها/راتس*، وزیر انرژی روسیه گفت این نشست نخستین جلسه کمیسیون دوجانبه بعد از ایجاد آن در ماه نوامبر سال ۱۹۹۴ است که با حضور وزرا و شرکت‌های دو طرف به‌ویژه در بخش نفت و گاز برگزار می‌شود. (خبرگزاری *ایسنا*، ۱۳۸۱/۵/۲۹ (۲۰ آگوست ۲۰۰۲)).

به گزارش روزنامه *تایمز هند*، در انتخابات روز گذشته (شنبه) اسلام‌گراها که مخالف نفوذ غرب در کشور هستند و خواهان دولتی اسلامی هستند به پیروزی دست یافتند. اسلام‌گراها حدود یک‌سوم از ۵۰ کرسی مجلس ملی کویت را به‌خود اختصاص دادند. (خبرگزاری *ایسنا*، ۱۳۸۲/۴/۱۵ (۶ ژوئن ۲۰۰۳)).

هفته گذشته کویت از ۲۵ شرکت نفتی خارجی برای شرکت در پروژه‌ای به ارزش ۱۰ میلیارد دلار برای افزایش میزان حوزه‌های نفتی شمالی در نزدیکی مرز عراق دعوت به‌عمل آورد. (خبرگزاری *ایسنا*، ۱۳۸۲/۳/۲۴ (۱۴ ژوئن ۲۰۰۳)).

– نظر شما درباره توسعه ذخایر میادین شمالی چیست؟

دولت در تدارک توسعه این میادین بدون نقض قوانین عادی و اساسی است. از دولت می‌خواهیم که گام‌های ضروری برای توسعه این میادین را در موعد مناسب بردارد. اقدام‌های دولت مطلوب بوده و قانونی تقدیم مجلس کرده که بر مبنای آن روند توسعه این

میادین مشخص می‌شود. اختلاف نظر ما با دولت در این است که برخی از نمایندگان اعتقاد دارند هر قرارداد باید به صورت یک قانون به تصویب برسد در حالی که دولت تمایل دارد که تنها شکل قرارداد را به تصویب مجلس برساند و خودش قرارداد نهایی را منعقد کند. این مسئله در کمیسیون اقتصادی مجلس بررسی خواهد شد. (روزنامه ماندی مورنینگ چاپ لبنان، ۱۰ نوامبر ۲۰۰۳ مصاحبه با رئیس مجلس کویت جاسم الخرافی).

دولت کویت در نظر دارد در برنامه‌ای بلندمدت، حجم تولید نفت خود را از ۲/۵ میلیون بشکه در روز به چهار میلیون بشکه در روز افزایش دهد. به گزارش خبرگزاری فرانسه، احمد العربید، رئیس شرکت نفت کویت، در این باره اظهار داشت سیاست مدنظر ما افزایش سطح تولید نفت به روزانه ۴ میلیون بشکه نفت تا سال ۲۰۲۰ است. وی حضور شرکت‌های نفتی خارجی - که برای شرکت در پروژه ۷ میلیارد دلاری توسعه حوزه‌های نفتی شمال این کشور دعوت شده‌اند - را برای اجرای برنامه تعیین شده ضروری دانست. براساس این پروژه، که به علت مخالفت پارلمان کویت ۷ سال به تعویق افتاده بود، حجم تولید چهار حوزه نفتی این کشور تا ۹۰۰ هزار بشکه در روز افزایش خواهد یافت. العربید با بیان اینکه وزارت انرژی کویت در حال تنظیم پیش‌نویس توافق‌نامه اجرای پروژه مذکور است، یادآور شد هرگونه تعویق در اجرای این پروژه هزینه‌های فراوانی به دنبال خواهد داشت. (خبرگزاری ایسنا، ۱۳۸۲/۱۲/۲۵ (۱۵ مارس ۲۰۰۴)).

به گزارش خبرگزاری رویترز، احمد العربید، مقام نفتی کویتی در یک کنفرانس خبری اظهار داشت: شرکت‌های نفتی بین‌المللی باید با مبلغ پیشنهادی دولت (۹ میلیارد دلار) - در مدت زمان تعیین شده - موافقت کنند. وی درباره چرایی افزایش قیمت‌های قبلی (۷ میلیارد دلار) هیچ‌گونه توضیحی ارائه نکرد. العربید در ادامه اظهارات خود افزود هدف از اجرای این پروژه‌ها افزایش حجم تولید چهار میدان نفتی بزرگ الرتقه، الروستین، العبدلی و الصابریه از ۵۳۹ هزار بشکه در روز به ۹۰۰ هزار بشکه در روز است. (خبرگزاری ایسنا، ۱۳۸۳/۱۲/۱۶ (۶ مارس ۲۰۰۵)).

کمیسیون اقتصادی مجلس کویت بعد از برگزاری جلسات با وزیر نفت (احمد فهد الصباح) و مدیران عالی نفتی، مجوز حضور شرکت‌های خارجی برای توسعه چهار میدان شمالی را صادر کرد. پیش‌بینی می‌شود مبلغ سرمایه‌گذاری به ۹ میلیارد دلار برسد. محمد الساجر از نمایندگان موافق دولت در پارلمان اعتقاد دارد که تأخیر ده‌ساله در شروع طرح،

۱۲ میلیارد دلار به کویت ضرر زده است. در مقابل نمایندگان مخالف این طرح اعتقاد دارند که کارشناسان کویتی توان اجرای این پروژه را دارند و در صورت نیاز می‌توان از کارشناسان خارجی در قالب قراردادهای خدمات فنی استفاده کرد. کمیسیون اقتصادی مجلس در قالب پیشنهادی دولت، اصلاحاتی انجام داده که از جمله آنها کاهش زمان قرارداد از ۳۰ سال به ۲۰ سال و محدودیت این شکل از قرارداد به ۴ میدان شمالی کویت است. (گلف نیوز، ۱ آگوست ۲۰۰۵، در مطلبی با عنوان نمایندگان مجلس کویت در حال بررسی نهایی طرح توسعه میادین نفتی هستند).^۱

گروه‌های مخالف کویتی، علیه پروژه پیشنهادی ۸/۵ میلیارد دلاری برای توسعه میدان‌های نفتی شمالی این کشور اقدام‌هایی انجام دادند. به گزارش پایگاه خبری آمینفو،^۲ به اعتقاد این مخالفان هرگونه قراردادی که با شرکت‌های نفتی خارجی منعقد می‌شود باید به تصویب مجلس کویت برسد. (خبرگزاری/ایسنا، ۱۳۸۴/۷/۱۰ (۲ سپتامبر ۲۰۰۵)).

نمایندگان مخالف دولت در مجلس کویت کمیته‌ای برای مقابله با طرح ۸/۵ میلیارد دلاری پروژه کویت تشکیل دادند. این گروه عقیده دارند که هر قراردادی با شرکت‌های نفتی خارجی باید به تصویب پارلمان برسد. سخن‌گوی این فراکسیون هشت‌نفره، ناصر العبدالی، به خبرنگاران گفت که این نمایندگان مخالف اجرای پروژه نیستند، بلکه مخالف نقض قانون اساسی هستند. به عقیده وی قانون اساسی این حق را برای مجلس قائل است که قراردادهای سرمایه‌گذاری بلندمدت دولت با شرکت‌های نفتی خارجی را بررسی و تصویب کند. وی معتقد است که اجرایی شدن مصوبه کمیسیون اقتصادی به وزیر نفت کویت شیخ احمد فهد الصباح اختیارات گسترده‌ای برای انعقاد قرارداد با شرکت‌های خارجی بدون اخذ تأیید مجلس برای توسعه ۴ میدان شمالی می‌دهد که این مسئله موجب به خطر افتادن منابع نفتی کشور می‌شود.

ازسوی‌دیگر دولت و طرف‌داران آن در پارلمان اعتقاد دارند که این لایحه از ضمانت‌های کافی برای حفظ منافع کویت برخوردار است. بر مبنای این لایحه سرمایه‌گذاری فقط به چهار میدان شمالی محدود شده و حضور شرکت‌های صوری در قراردادها را ممنوع کرده و قانون حاکم بر قرارداد و داوری را قانون کویت، دانسته است. علاوه بر این کویت حق دارد تولید را

1. Kuwait MPS Finalizebig Oil Project

2. Ameinfo

بدون پرداخت خسارت به شرکت‌های نفتی در هر زمان متوقف کند. شرکت‌های نفتی نیز موظف به پرداخت ۲۵ درصد مالیات به دولت کویت هستند.

به گزارش خبرگزاری فرانسه این لایحه بعد از شروع دور جدید در ۱۷ اکتبر در پارلمان مطرح می‌شود. پروژه ۸/۵ میلیارد دلاری کویت ۱۰ سال است که به دلیل مخالفت نمایندگان پارلمان متوقف شده است. دلیل اصلی مخالفت نمایندگان بیم از تسلط دوباره شرکت‌های نفتی بر نفت ارزان خلیج فارس است. (روزنامه/یران دیلی، ۳ اکتبر ۲۰۰۵، به نقل از خبرگزاری فرانسه، در مطلبی با عنوان احزاب کویتی علیه پروژه نفتی کویت).^۱

بعد از یک دهه منازعه دولت و مجلس کویت به نظر می‌رسد پس از ۳۰ سال دوباره درهای کویت به روی شرکت‌های نفتی خارجی باز می‌شود. پیش‌بینی می‌شود پارلمان تا یک ماه آینده در این باره تصمیم گیرد. در صورتی که در جلسه ۲۳ ژانویه (۲۰۰۶) پارلمان به این قرارداد رأی دهد، دولت با کنسرسیومی که کمترین درصد دستمزد را پیشنهاد کرده است قرارداد خواهد بست (از میان بی.بی.سی، شورن و آگرون). برخی از طرفداران ورود شرکت‌های خارجی به خصوص آمریکایی‌ها اعتقاد دارند که این مسئله موجب افزایش ضریب امنیتی کویت در برابر تهاجمات خارجی مانند آنچه در جنگ خلیج فارس افتاد می‌شود.

عبدالله النیبیاری، نماینده سابق پارلمان و از مخالفین این پروژه، اعتقاد دارد کویت می‌تواند با کمک شرکت‌های خدماتی خارجی (پیمانکاران نفتی) نیازهای خود را تأمین کند و نباید اجازه داد شرکت‌های نفتی که برای ده‌ها سال بر منابع انرژی کویت حاکمیت داشتند به اینجا بازگردند. به نظر من، ما نفت تولید می‌کنیم برای تأمین درآمدهای خودمان این وظیفه ماست و ۲ میلیون بشکه در روز (تولید فعلی) کافی است. تجربه ثابت کرده که تولید اضافی موجب ولخرجی و حتی حیفومیل و فساد است. نگهداری نفت در زیر زمین راه‌حل بهتری برای حفظ سرمایه است. نادر سلطان، مدیرعامل سابق شرکت نفت کویت از مهم‌ترین طرفداران طرح، اعتقاد دارد که ما باید برای پاسخ‌گویی به افزایش تقاضا در آینده تولید خود را افزایش دهیم و سؤال اینجاست که آیا ما به تنهایی قادر به انجام این کار هستیم؟ (روزنامه هر/لد تریبیون، ۲۳ دسامبر ۲۰۰۵، در مقاله‌ای با عنوان «امکان فراخوان شرکت‌های نفتی از سوی کویت» (نوشته جد موآد)).^۲

1. Kuwaiti Groups Against Mega Oil Project

2. Kuwait may ask oil giants back by Jad Mouawad

اعضای پارلمان کویت تصمیم گرفتند بحث درباره پروژه بحث‌برانگیز نفتی ۸/۵ میلیارد دلاری کویت را به تأخیر بیندازند. که شامل سرمایه‌گذاری شرکت‌های خارجی در این پروژه نیز می‌شود. اعضای پارلمان کویت با درخواست دولت این کشور برای تعیین تاریخی برای بررسی این موضوع مخالفت کردند. نمایندگان پارلمان کویت پیش از این، گزارش کمیته مالی و اقتصادی این پارلمان را که اقدام دولت این کشور را در جذب سرمایه‌گذاران خارجی برای پروژه تأیید می‌کرد رد کرده و گزارش را دوباره برای بررسی بیشتر، به این کمیته ارجاع داده بودند. به گزارش پایگاه اینترنتی ترد عربی، دولت کویت پیش از این از پارلمان این کشور درخواست کرده بود که مسئله بحث‌برانگیز سرمایه‌گذاری خارجی در بخش نفت و پروژه ۸/۵ میلیارد دلاری این کشور، در جلسه روز ۲۳ ژانویه بررسی شود که این طرح با مخالفت اعضای پارلمان مواجه شده است. (خبرگزاری/ایسنا، ۱۳۸۴/۱۰/۶ (۲۷ دسامبر ۲۰۰۵)).

شرکت نفت کویت قصد دارد در ۱۰ سال آینده با افزایش ظرفیت تولید، روزانه سه میلیون بشکه نفت خام تولید کند. شیخ طلال الصباح، مدیر شرکت نفت کویت، با بیان خبر فوق اعلام کرد که این افزایش از طریق توسعه ظرفیت تولید میادین نفتی و دو برابر کردن ظرفیت میادین غربی و شمالی کویت با همکاری شرکت‌های بین‌المللی انجام می‌شود. (خبرگزاری/ایسنا، ۱۳۸۵/۲/۱۲ (۲ آوریل ۲۰۰۶)).

پنج نماینده مجلس کویت با ارائه طرحی خواستار الزام دولت به محدودیت سقف تولید نفت شدند. طبق این طرح ۴ ماده‌ای میزان تولید نباید از نسبت متوسط تولید در طی ۲ سال گذشته به ذخیره قطعی مخازن تجاوز کند. امضاکنندگان لایحه عبارت‌اند از: احمد السعدون، ...

ارائه این طرح با توجه به انتشار گزارش‌های اخیر که ذخیره نفت کویت را بسیار کمتر از برآورد قبلی (۱۰۰ میلیارد بشکه) اعلام کرده انجام گرفته است. (روزنامه کویت تایمز، ۲۴ آوریل ۲۰۰۶).

امیر کویت که از اختیارات وسیعی برخوردار است و توان برکناری دولت یا انحلال مجلس را دارد روز ۳۱ اردیبهشت (۲۱ می ۲۰۰۶) تصمیم گرفت تا در پی بروز اختلاف بر سر پیش‌نویس قانون تعدیل حوزه‌های انتخاباتی میان مجلس و دولت و برای جلوگیری از شدت بیشتر بحران، رأی به انحلال مجلس و انتخابات زودهنگام دهد.

بخش دوم ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در ایران ۱۳۵

دولت کویت در این پیش‌نویس خواستار کاهش حوزه‌های انتخابات از ۲۵ حوزه به ۱۰ حوزه شده بود در حالی که طیف مخالف در مجلس کویت خواهان کاهش آن به پنج حوزه شده بودند. در پی این امر، زمان برگزاری انتخابات زودهنگام برای تشکیل مجلس، روز هشتم تیرماه (۲۹ ژوئن ۲۰۰۶) تعیین شد و وزارت کشور از امروز به مدت ۱۰ روز کار نام‌نویسی از نامزدهای احراز کرسی‌های مجلس برای انتخابات قانون‌گذاری یاد شده را آغاز کرده است. (خبرگزاری مهر، به نقل از خبرگزاری فرانسه ۱۳۸۵/۳/۴ (۲۵ می ۲۰۰۶)).

براساس نتایج نهایی انتخابات پارلمانی کویت، گروه‌های مخالف دولت این کشور با کسب اکثریت کرسی‌های پارلمانی در انتخابات پیروز شدند. به گزارش خبرگزاری فرانسه، براساس نتایج نهایی انتخابات پارلمانی کویت مخالفان دولت کویت توانستند ۳۳ کرسی از ۵۰ کرسی پارلمان را به‌دست آورند. (خبرگزاری ایسنا، ۱۳۸۵/۴/۹ (۳۰ ژوئن ۲۰۰۶)).

۵-۶ وزارت علی الجراح الصباح (جولای ۲۰۰۶ - ژوئن ۲۰۰۷)

شیخ صباح الاحمد الصباح - امیر کویت - با اعلام اسامی کابینه جدید خود، وزیر انرژی این کشور را تغییر داد. با اعلام اسامی کابینه جدید، وزارت انرژی کویت در اختیار شیخ علی الجراح الصباح قرار گرفت. کابینه قبلی کویت پس از انتخابات پارلمانی روز ۲۹ ژوئن، براساس قانون استعفا داده بودند. (خبرگزاری ایسنا، به نقل از رادیو دولتی کویت، ۱۳۸۵/۴/۲۰ (۱۱ جولای ۲۰۰۶)).

پارلمان کویت، جاسم الخرافی را دوباره به سمت رئیس خود انتخاب کرد. به گزارش خبرگزاری فرانسه، پارلمان جدید کویت امروز (چهارشنبه) در اولین نشست کاری جاسم الخرافی، رئیس پارلمان سابق را دوباره به سمت رئیس انتخاب کرد. در این جلسه الخرافی ۳۶ رأی و احمد السعدون رقیب وی ۲۸ رأی را به‌دست آوردند. (خبرگزاری ایسنا، ۱۳۸۵/۴/۲۱ (۱۲ جولای ۲۰۰۶)).

به گزارش روزنامه کویت تایمز، وزیر نفت کویت، خارج شدن پروژه کویت را از دستور کار تکذیب کرد. شیخ علی الجراح در حال مطالعه مجدد پروژه برای تقدیم دوباره آن طرح به پارلمان است. ما به دنبال اتفاق آرا در پارلمان و تأمین نظر تمام نمایندگان هستیم. به گزارش خبرگزاری‌ها توقف ۱۲ ساله پروژه ناشی از مخالفت نمایندگان است که از تسلط دوباره شرکت‌های خارجی بر منابع نفتی کویت نگران هستند. نمایندگان

مخالف اعتقاد دارند که هر قراردادی میان دولت و شرکت‌های نفتی خارجی باید به تصویب مجلس برسد. (خبرگزاری شین‌هو، ۲۱ اکتبر ۲۰۰۶، در مطلبی با عنوان پروژه میادین نفتی شمال کویت هنوز زنده است).^۱

شیخ علی الجراح روز گذشته به‌خاطر اظهارات اخیر خود که در مصاحبه‌ای ابراز کرده بود معذرت خواست. // القیس به نقل از الجراح نوشته بود که وی شیخ علی وزیر نفت کویت در دهه ۱۹۹۰ را استاد خود می‌داند و گاهی اوقات با وی درباره مسائل نفتی مشورت می‌کند. علی الخلیفه متهم است که در دوره وزارت وی در شرکت نفت‌کش کویت بیش از ۱۰۰ میلیون دلار دزدی شده است. با وجود این مسلم البراک از نمایندگان پارلمان اظهار داشت در صورت عدم استعفای الجراح، در ۱۰ ژوئن درخواست استیضاح وی ارائه می‌شود. (کویت تایمز، ۳۰ می ۲۰۰۷، در مطلبی با عنوان وزیر نفت معذرت‌خواهی می‌کند).^۲

شیخ علی الجراح الصباح، وزیر نفت کویت، پس از چند هفته کشمکش با اعضای مجلس کویت، روز شنبه (۹ تیر) استعفا داد. رسانه‌های محلی کویت همچنین از موافقت شیخ صباح الاحمد الصباح، امیر کویت، با استعفای وزیر نفت خبر دادند. وزیر نفت کویت به اتهام موارد ادعا شده نقض قوانین و مقررات با خطر رأی عدم اعتماد مجلس روبه‌رو بود. وزیر نفت قرار بود روز ۱۸ تیر (۹ ژوئیه) برای کسب رأی اعتماد به مجلس برود که ممکن بود با رأی مخالف نیمی از ۵۰ نماینده مجلس کویت از مقام خود برکنار شود. نمایندگان مخالف در مجلس کویت پیش از این، شیخ علی الجراح الصباح را به دست داشتن در پرونده فساد مالی چند میلیون دلاری در شرکت نفت‌کش کویت متهم کرده بودند. شیخ علی الخلیفه الصباح، وزیر پیشین نفت، به همراه چند نفر از مقام‌های شرکت نفت‌کش کویت به اختلاس بیش از ۱۰۰ میلیون دلار متهم هستند.

وزیر نفت مستعفی کویت روز دوشنبه هفته پیش در جلسه مجلس که ۹ ساعت به طول انجامید، به پرسش‌های نمایندگان در این باره پاسخ داد. وزیر ارتباطات کویت نیز به همراه وزیر نفت از مقام خود کناره‌گیری کرد. (خبرگزاری شانا، به نقل از خبرگزاری فرانسه از کویت ۱۳۸۶/۴/۹ (۳۰ ژوئن ۲۰۰۷)).

1. Kuwait's N Oilfields Project Not Dead

2. Oil Minister Apologizes

بخش دوم ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در ایران ۱۳۷

به دنبال کناره‌گیری وزیر نفت کویت از سمت خود، اعضای پارلمان این کشور، با جانشینی موقت محمد العلیم - وزیر برق و آب کویت - موافقت کردند. نمایندگان مخالف وزیر نفت سابق در پارلمان، وی را به حضور در رسوایی فساد مالی چند میلیون دلاری شرکت نفت کش کویت متهم کرده بودند که اتهامات مالی، بالغ بر ۱۰۰ میلیون دلار است. (خبرگزاری ایسنا، ۱۰/۴/۸۶ (۱ جولای ۲۰۰۷)).

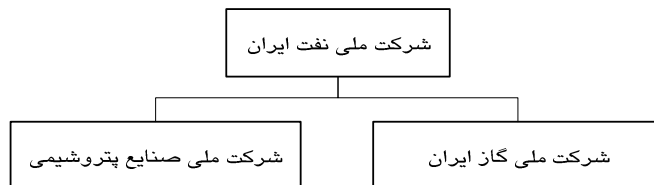
محمد العلیم - جانشین وزیر نفت کویت - پس از جلسه غیرعلنی با نمایندگان مجلس این کشور درباره میزان ذخایر نفتی، با رد گزارش‌هایی که معتقدند که ذخایر نفتی کویت معادل نصف رقم رسمی اعلام شده است، به خبرنگاران گفت: من می‌توانم تأکید کنم که ذخایر نفتی در حدود ۱۰۰ میلیارد بشکه است. (خبرگزاری ایسنا، ۲۲/۴/۸۶ (۱۳ جولای ۲۰۰۷)).

۶-۶ بحثی درباره سازمان شرکت ملی نفت ایران

۶-۶-۱ یکپارچه‌سازی

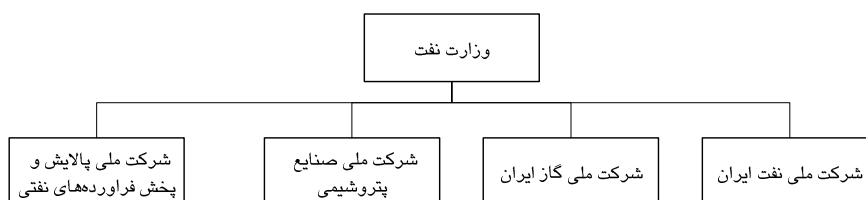
مفهوم یکپارچگی افقی و قائم در بند ۲-۲-۲ شرح داده شد. دیدیم که بیشتر شرکت‌های بزرگ نفتی در دنیا یکپارچه بوده و در سازمان خود بخش بالادستی تا آخرین زنجیره‌های پایین‌دستی را ایجاد کرده‌اند. دلایل اصلی این مسئله در بند مذکور شرح داده شد. در میان شرکت‌های بزرگ نفتی در دنیا شرکت ملی نفت ایران شاید تنها شرکت نفتی باشد که فقط در بخش بالادستی فعال است.

بنابر ماده (۴) آخرین اساسنامه شرکت ملی نفت ایران مصوب ۱۳۵۶/۳/۱۷ مجلس شورای ملی، موضوع فعالیت شرکت ملی نفت ایران، تمام بخش‌های بالادستی، پایین‌دستی و پتروشیمی است. بر مبنای همین قانون در ۱۳۵۶/۸/۲۱ اساسنامه شرکت ملی صنایع پتروشیمی - شرکت فرعی شرکت ملی نفت ایران - به تصویب مجلس شورای ملی رسید. همچنین در ۱۳۵۶/۸/۲۵ اساسنامه شرکت ملی گاز ایران - دیگر شرکت فرعی شرکت ملی نفت - برای مدیریت تولید و عرضه گاز در بخش پایین‌دستی به تصویب رسید. بنابراین در هنگام پیروزی انقلاب اسلامی شرکت ملی نفت ایران، شرکتی کاملاً یکپارچه بود.



نمودار ۱-۶ ساختار شرکت ملی نفت در ابتدای انقلاب اسلامی^۱

پس از پیروزی انقلاب اسلامی در دو مصوبه ۱۳۵۸/۷/۸ و ۱۳۵۹/۳/۲۹ وزارت نفت تأسیس و شرکت‌های ملی نفت، گاز و پتروشیمی در زیرمجموعه آن قرار گرفتند. بنابراین مصوبات اختیار انتخاب اعضای هیئت‌مدیره این شرکت‌ها تا زمان تهیه اساسنامه‌های جدید به وزیر نفت واگذار شد. پس از این در ۱۳۶۶/۷/۹ مجلس شورای اسلامی سومین قانون نفت را تصویب کرد. طبق این قانون مقرر شد که اساسنامه سه شرکت نفت، گاز و پتروشیمی پس از تهیه به تصویب مجلس رسیده و اساسنامه دیگر شرکت‌های تابعه، با تصویب هیئت وزیران به اجرا گذارده شود. پس از این در ۱۳۷۰/۱۲/۱۷ شرکت ملی پالایش و پخش فراورده‌های نفتی از شرکت ملی نفت ایران منفک و شرکتی مستقل شد که در زیرمجموعه وزارت نفت فعالیت می‌کند. (با توجه به حکم قانون سال ۱۳۶۶ تأسیس این شرکت بدون اخذ مجوز از مجلس شورای اسلامی و یا هیئت وزیران انجام شده است).



نمودار ۲-۶ ساختار فعلی شرکت‌های چهارگانه زیرمجموعه وزارت نفت

واقعیت این است که با توجه به احکام پراکنده در بودجه‌های سالیانه درباره روابط

۱. وزارت نفت پس از پیروزی انقلاب ایجاد شد.

شرکت‌های مذکور با یکدیگر و با دولت بسیاری از مسائل در این رابطه مبهم است. توجه به این مسئله که سال‌ها شرکت ملی نفت ایران فاقد مدیرعامل بوده^۱ و یا اینکه وزیر نفت این سمت را نیز تصدی کرده^۲ نشان از آشفتگی وضعیت ساختاری این شرکت و اختلاط آن با ساختار وزارت نفت است.

البته پیشنهاد ساختار جایگزین امری است که مستلزم مطالعات و بررسی‌هایی فراتر از حد این نوشتار است، اما اجمالاً با پیش‌فرض‌های ذیل و با ملاحظه ساختار دیگر شرکت‌های نفتی (پیوست ۴ را ببینید)، ساختار پیشنهادی در قالب نمودار ۳-۶ ارائه شده و شامل محورهای زیر است.

(۱) اعمال حاکمیت برعهده وزارت نفت - نماینده دولت جمهوری اسلامی - و انجام عملیات اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری برعهده شرکت ملی نفت ایران است.

(۲) صنعت نفت در زیرمجموعه شرکت ملی نفت ایران یکپارچه‌سازی می‌شود، در نتیجه هیئت‌مدیره شرکت ملی نفت ایران قدرت تصمیم‌گیری درباره تمام مسائل مربوط به صنعت نفت را خواهد داشت.

(۳) تشکیل شرکت‌های فرعی برای انجام امور عملیاتی مانند توسعه میادین یا انجام امور پالایشی و یا پتروشیمی صورت می‌گیرد.

(۴) محدوده جغرافیایی زیر پوشش شرکت ملی نفت، است.

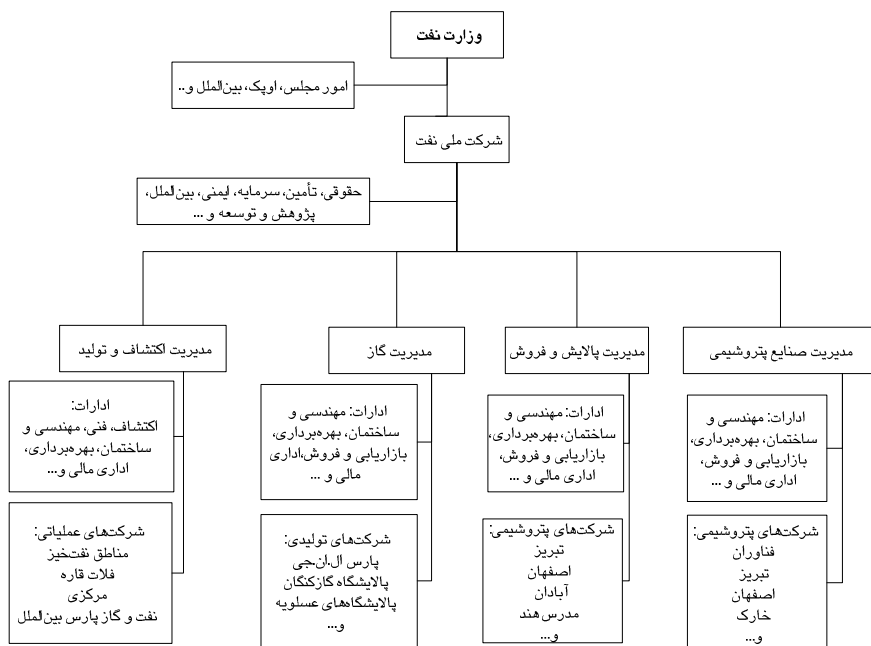
در توضیح ساختار پیشنهادی باید گفت که اداره‌ها و شرکت‌های فرعی پیشنهاد شده برای هریک از مدیریت‌های چهارگانه اصلی بسیار خام بوده و در حد ایده اولیه است.

درباره نقش وزیر نفت در این ساختار نیز پیشنهاد می‌شود که با توجه به ضرورت پاسخ‌گویی وزیر در برابر مجلس شورای اسلامی، وی رئیس هیئت‌مدیره شرکت ملی

۱. «تضعیف هویت شرکت ملی نفت ایران با مخلوط شدن عملی آن با وزارت نفت به‌نحوی که اکثر مدیران، یا معاون وزارت نفت بودند و یا بالعکس، نداشتن مدیرعامل در شرکت نفت...»، بیژن زنگنه، نفت و توسعه، گزارش وزیر نفت در سال ۱۳۷۶، ص ۱۷.

۲. «وزیر نفت (نوذری) همچنین در پاسخ به سؤال دیگر خبرنگار ما مبنی بر اینکه آیا قصد انتخاب مدیرعامل شرکت ملی نفت ایران را ندارید، خاطر نشان کرد: مدیرعامل شرکت ملی نفت ایران با حفظ سمت در مقابل شما خبرنگاران در حال مصاحبه است» (خبرگزاری مهر، ۱۳۸۶/۹/۳).

نفت بوده و در تعیین مدیرعامل شرکت از اختیارات خاص برخوردار باشد. علاوه بر این دیگر اعضای هیئت مدیره نیز با پیشنهاد وی و به وسیله هیئت وزیران انتخاب شوند.



نمودار ۳-۶ کلیات ساختار پیشنهادی شرکت ملی نفت ایران

ظاهراً در پیش نویس اساسنامه‌ای که در سال ۱۳۸۵ از سوی وزارت نفت تهیه گردید به این مسئله توجه شد. متأسفانه این حرکت مثبت با مخالفت وزیر جدید نفت روبه‌رو شده است؛ «در ساختاری که به دولت تقدیم شده شرکت ملی نفت به‌عنوان یک شرکت هدینگ در نظر گرفته شده که شرکت‌های بزرگ گاز، پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی و پتروشیمی را در زیرمجموعه خود خواهد داشت. این در حالی است که من با این تغییر ساختار مخالف هستم و معتقدم باید این چهار شرکت را به‌صورت موازی نگریست، زیرا وظیفه هرکدام از این شرکت‌ها در نوع خود بسیار مهم و اساسی است. نامه‌ای تنظیم شده تا اساسنامه تقدیم شده به دولت برای تجدیدنظر به وزارت نفت بازگردانده شود. این نامه

به‌زودی به دولت ارسال می‌شود. اهمیت این شرکت‌ها وقتی مشخص می‌شود که به همه آنها با یک دیدگاه موازی نگریست و نکته مهم این است که شرکت ملی نفت به‌اندازه‌ای بزرگ است که دیگر نمی‌تواند چند شرکت بزرگ دیگر را نیز در زیرمجموعه خود داشته باشد». (خبرگزاری مهر، وزیر نفت، غلامحسین نوذری، ۱۳۸۶/۹/۳).

جالب است که در ادامه همین مصاحبه، وزیر نفت به مسئله‌ای اشاره می‌کند که از دلایل مهم ضرورت یکپارچه‌سازی شرکت‌های نفتی است و آن جبران هزینه‌ها در بخش پایین‌دستی از محل درآمدها در بخش بالادستی است: «پیش‌بینی می‌شود بخشی از مشکل مالی ۲ میلیارد دلاری شرکت ملی گاز از منابع داخلی شرکت ملی نفت ایران تأمین شود». سؤال اینجاست که این پرداخت از شرکت ملی نفت به شرکت ملی گاز با چه عنوانی انجام می‌شود؟ وام، هبه یا ... و اصولاً چرا باید منابع داخلی شرکت ملی نفت ایران در شرکت ملی گاز ایران هزینه شود؟ در بحث رابطه مالی شرکت ملی نفت ایران و شرکت ملی گاز ایران و همچنین شرکت ملی پالایش و پخش ابهامات بسیار زیادی وجود دارد. پروژه‌هایی مانند بیع متقابل گازرسانی یا مباحثی چون سوپ بنزین و نفت به این دلیل که تمام حساب‌ها در نهایت در یک شرکت مادر متمرکز نمی‌شوند دارای ابهامات و مسائل فراوانی است.

۲-۶-۶ حاکمیت، تصدی و خصوصی‌سازی

۱-۲-۶-۶ مقدمه

در سال‌های اخیر بحث‌های زیادی در تمام بخش‌ها از جمله صنعت نفت درباره خصوصی‌سازی، اجرای اصل ۴۴، کاهش تصدی‌گری دولت و واگذاری شرکت‌های دولتی شده است. شرکت‌های دولتی را می‌توان از یک نگاه به دو گروه تقسیم کرد: شرکت‌هایی که مستقیماً متعلق به دولت هستند، شرکت‌هایی که متعلق به یک شرکت دولتی هستند. برای مثال شرکت ملی پتروشیمی متعلق به دولت و شرکت پتروشیمی اصفهان متعلق به شرکت ملی پتروشیمی است. بحث ما در این بند آن است که اولاً مبنای واگذاری شرکت‌های گروه اول با گروه دوم متفاوت است و ثانیاً اینکه در حال حاضر به غلط با یک ملاک و معیار، تصمیم‌گیری درباره تمام این شرکت‌ها بدون توجه به این

تفاوت‌ها انجام می‌گیرد. به نظر نگارنده مبنای تصمیم‌گیری درباره واگذاری شرکت‌های گروه اول، بحث حاکمیت و تصدی و مبنای واگذاری شرکت‌های گروه دوم سیاست‌های شرکت مادر برای رسیدن به اهداف مقرر در اساسنامه و مصوبات مجامع عمومی است. در ذیل به شرح و بررسی این مفاهیم می‌پردازیم.

۲-۶-۲ حاکمیت و تصدی

اصطلاح عمل حاکمیت و تصدی که از مجرای حقوق اداری فرانسه وارد ادبیات حقوقی کشور ایران شده است، ترجمه دو عبارت فرانسوی *Acte d'gestion* و *Acte d'autorite* است.^۱ در حقوق انگلستان و دیگر کشورهای انگلوساکسون، به‌طور کلی تقسیم اعمال دولت به حاکمیت و تصدی قاعده‌ای عام و پذیرش شده نیست و جایگاهی ندارد.^۲ تقسیم بین اعمال حاکمیت و اعمال تصدی دولت در سده‌های پیشین طرفداران زیادی داشت و به‌طور معمول در تفاوت آنها گفته می‌شد که در اعمال حاکمیت دولت در مقام استفاده از حق حاکمیت و اقتدار ملی است و تنها نفع عموم را در نظر دارد و برای اجرای وظایف خویش در نقش آمر و فرمانده ظاهر می‌شود. ولی در اعمال تصدی دولت به کارهایی می‌پردازد که مردم نیز در روابط خصوصی انجام می‌دهند. در این‌گونه اعمال دولت در نقش تاجر و صنعتگر، نمودار می‌شود و بسان سایر اشخاص حقوقی به دادوستد می‌پردازد. برای مثال زمانی که دولت قانون وضع می‌کند یا مالیات می‌گیرد یا با دولت‌های دیگر جنگ می‌کند یا به دادرسی می‌پردازد، اعمال او مربوط به حاکمیت است اما در موردی که بانکداری می‌کند یا ملکی را به اجاره می‌دهد یا پولی به قرض می‌گیرد اعمال در شمار امور تصدی و تابع قواعد حقوق خصوصی است. یعنی رفتاری که با دولت می‌شود تابع همان قواعدی است که درباره تاجر، صنعتگر و سایر مردم عادی حکومت دارد.^۳ امروزه نظریه مزبور به‌دلیل ایراداتی که بر آن وارد است طرفداری

۱. عباس توایزی‌زاده، «تأملی بر تأثیر نظریه اعمال حاکمیت و اعمال تصدی بر رژیم حقوقی حاکم بر سازمان‌های

دولتی و برنامه‌های اصلاح ساختار نظام اداری ایران»، نشریه مجلس و پژوهش، شماره ۵۱، ۱۳۸۵، ص ۵۹.

۲. فرهنگ مهر، *مؤسسات انتفاعی و شرکت‌های دولتی*، تهران، انتشارات دانشکده علوم اداری و مدیریت بازرگانی دانشگاه تهران، ۱۳۴۹، ص ۴.

۳. ناصر کاتوزیان، *مبانی حقوق عمومی*، میزان، چاپ دوم، ۱۳۸۳، ص ۱۵۸.

بخش دوم ساختار انجام پروژه‌های بالادستی در ایران ۱۴۳

ندارد و در حقوق اداری فرانسه هم متروک است.^۱ پس اتکا به این نظریه در مقام سامان‌دهی ساختار اداری کشور باید با توجه به محدودیت‌های عملی و نظری آن انجام شود.^۲ در هر صورت دولت باید با مبانی روشن و قانونی درباره واگذاری شرکت‌های تحت کنترل و مالکیت خود تصمیم‌گیری کند.

۳-۲-۶- شرکت فرعی یک شرکت دولتی

در این میان برخی از شرکت‌های دولتی خود شامل ده‌ها شرکت فرعی هستند. مسئله مهم در این است که مبنای تصمیم‌گیری درباره واگذاری شرکت‌هایی که به صورت مستقیم متعلق به دولت هستند با شرکت‌های فرعی متعلق به یک شرکت دولتی کاملاً متفاوت است. مسئله اینجاست که هنگامی که درباره واگذاری شرکت پتروشیمی تبریز یا پالایشگاه نفت تبریز و یا شرکت نفت فلات قاره بحث می‌کنیم، باید قبل از هر چیزی توجه کنیم که تمام این شرکت‌ها زیرمجموعه و شرکت فرعی یک شرکت اصلی هستند. شرکت پتروشیمی تبریز متعلق به شرکت ملی پتروشیمی، پالایشگاه نفت بندرعباس متعلق به شرکت ملی پالایش و پخش فراورده‌های نفتی و شرکت نفت فلات قاره متعلق به شرکت ملی نفت ایران است. در واقع این شرکت‌ها مستقیماً متعلق به دولت نیستند، بلکه متعلق به یک شرکت دولتی هستند. این شرکت دولتی همانند هر شرکت دیگری برای مأموریت‌های قانونی خود به تشکیل شرکت‌های فرعی در سازمان خود اقدام کرده است. برای مثال همان‌طور که شرح داده شد (بند ۲-۴-۲)، امروزه برخلاف گذشته، بیشتر شرکت‌های نفتی ترجیح می‌دهند که در اجرای پروژه، عملیات اجرایی را به پیمانکاران واگذار کنند. از مسائلی که شرکت‌های نفتی درباره آن مواضع متفاوتی دارند مالکیت بر پالایشگاه‌ها یا سپردن امر پالایش به شرکت‌های مستقل است. از مسائل دیگری که باید یک شرکت نفتی درباره آن تصمیم بگیرد عملیات انتقال نفت خام در دریاهاست. می‌توان تعدادی نفت‌کش خرید و این کار را انجام داد یا می‌توان با افرادی که دارای نفت‌کش هستند برای حمل نفت خریداری شده قرارداد بست. تصمیم‌گیری

۱. منوچهر مؤتمنی طباطبایی، حقوق اداری، سمت، تابستان ۱۳۸۶، چاپ سیزدهم، ص ۳۹۲.

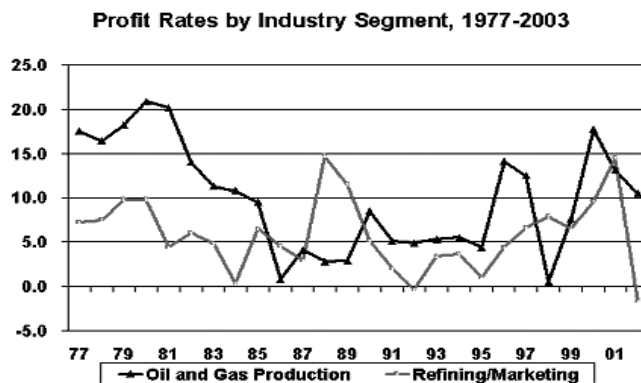
۲. عباس توازنی‌زاده، همان، ص ۹۶.

درباره این مسائل از سرنوشت‌سازترین عوامل موفقیت یک سازمان است. درباره بحث ما شرکت ملی نفت ایران برای مأموریت‌های خود شرکت‌هایی مانند نفت فلات قاره، ملی نفت‌کش، تأسیسات دریایی ایران، ملی حفاری و ... را تشکیل داده است. شرکت ملی نفت نیز همانند هر شرکتی باید درباره مالکیت و کنترل بر این شرکت‌ها و یا واگذاری آنها به دیگران تصمیم‌گیری کند. مبنای این تصمیم‌گیری مبنای مدیریتی سازمان است و نه مباحثی مانند حاکمیت و تصدی یا خصوصی‌سازی. دولت می‌تواند درباره شرکت اصلی یعنی شرکت ملی نفت ایران از خصوصی‌سازی بحث کند، ولی درباره شرکت‌های فرعی شرکت ملی نفت ایران خصوصی‌سازی معنی ندارد.

اختلاط این دو مفهوم در عمل مشکل‌ساز است. در شرایط فعلی کشور ما به‌خصوص با توجه به بحث اجرای اصل ۴۴ قانون اساسی، خصوصی‌سازی یک اصل غیرقابل‌خدشه به حساب می‌آید. در حالی که بحث محدوده فعالیت سازمان‌ها مسئله‌ای است که باید مورد به مورد و بسته به شرایط درباره آن تصمیم‌گیری شود. نتیجه اینکه در جایی که باید واگذاری یک شرکت از دید اهداف راهبردی شرکت اصلی و اوضاع و احوال پیرامونی به‌صورت دقیق و مفصل بررسی و تحلیل شود، تنها بر مبنای چند مقدمه کوتاه مانند، ضرورت کاهش تصدی‌گری‌های دولت، اجرای سیاست‌های ابلاغی اصل ۴۴، ضرورت کوچک‌سازی دولت و ... نتیجه گرفته می‌شود که باید شرکت مدنظر واگذار شود. برای مثال به‌صورت کوتاه به یکی از مسائل مهم در حوزه کار شرکت‌های نفتی یعنی پالایش اشاره می‌شود.

۴-۲-۶ مطالعه موردی: پالایشگاه‌داری

ملاحظه لیست پالایشگاه‌های نفتی دنیا نشان می‌دهد که بیشتر پالایشگاه‌ها در مالکیت شرکت‌های یکپارچه نفتی هستند (برای مثال به سایت ویکی‌پدیا مراجعه کنید). تحلیل علل این مسئله از موضوع بحث خارج است، اما به‌صورت اجمالی از مهم‌ترین دلایل آن موازنه سود و زیان در دو بخش بالادستی و پایین‌دستی است. نمودار ۳-۶ به خوبی نشان می‌دهد که به دلیل نوسانات به نسبت متقارن، در صورتی که یک شرکت نفتی یکپارچه عمل کند، ریسک کمتر و سود بیشتری خواهد داشت.



Source: EIA

نمودار ۴-۶ مقایسه سودآوری دو بخش بالادستی و پایین‌دستی

وضعیت برخی از شرکت‌های مهم نفتی در رابطه با مالکیت بر پالایشگاه‌ها چنین است:

- ظرفیت پالایشی شرکت اگزون موبیل، ۶/۴ میلیون بشکه در روز از طریق ۴۰ پالایشگاه واقع در ۲۶ کشور است.^۱
- شبکه پالایشگاهی بی.پی از ۱۹ پالایشگاه تشکیل شده است.^۲
- توتال در ۲۷ پالایشگاه در اروپا، ایالات متحده، فرانسه، آفریقا و چین سهمیه بوده و در ۱۳ مورد به صورت مستقیم پالایشگاه را اداره می‌کند.^۳

از سوی دیگر شرکت‌های نفتی بسته به برنامه‌هایی که برای توسعه یا کاهش فعالیت در یک منطقه دارند اقدام به فروش پالایشگاه‌های خود می‌کنند. برای مثال به این موارد توجه کنید:

- شرکت شل روز دوشنبه اعلام کرد که به زودی پالایشگاه خود در لس‌آنجلس و تأسیسات جانبی آن را به شرکت نفتی تسورون می‌فروشد (خبرگزاری رویترز، ۳۰ ژانویه ۲۰۰۷).
- شرکت اگزون روز گذشته اعلام کرد که پالایشگاه خود در اوکیناوا را به شرکت پتروبراس برزیل می‌فروشد (خبرگزاری رویترز، ۱ آوریل ۲۰۰۸).

1. http://www.exxonmobil.com/Corporate/about_what_refining.aspx

2. <http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9004510&contentId=7008142>

3. http://www.total.com/en/group/activities/downstream/refining_8934.htm

در چنین شرایطی مجموعه مصاحبه‌های مدیران صنعت نفت چنین نشان می‌دهد که قرار بر این است که با اجرای اصل ۴۴ تمام شرکت‌های پالایشی به بخش خصوصی واگذار شوند و حداکثر اینکه شرکت ملی پالایش و پخش در کنترل وزارت نفت باقی بماند. «سهام دو شرکت پالایشی اصفهان و تبریز نیز به بخش خصوصی واگذار می‌شوند.» (خبرگزاری *شانا*، علی کاردر، رئیس ستاد اصل ۴۴ قانون اساسی در شرکت ملی نفت ایران، ۱۳۸۶/۸/۲۰).

«پالایشگاه‌های لاوان و بندرعباس به لیست شرکت‌های قابل واگذاری شرکت ملی پالایش و پخش فراورده‌های نفتی در قالب سیاست‌های اصل ۴۴ قانون اساسی وارد شدند.» (خبرگزاری *شانا*، محمدرضا نعمت‌زاده، مدیرعامل شرکت ملی پالایش و پخش فراورده‌های نفتی ایران، ۱۳۸۶/۹/۲۶).

وزارت نفت در درخواستی دوباره، فهرست بنگاه‌های مستثنا از واگذاری به بخش خصوصی را به‌زودی تقدیم مجلس شورای اسلامی خواهد کرد. با بررسی‌های کارشناسی انجام شده، ۲۵ شرکتی که در زنجیره تولید نفت کشور دخالت دارند شناسایی و درخواست برای بازگرداندن از شمول اصل ۴۴، دوباره به مجلس شورای اسلامی ارسال خواهد شد. کاردر اسامی این ۲۵ بنگاه نفتی را بدین شرح اعلام کرد: ۱. شرکت ملی پالایش و پخش فراورده‌های نفتی ایران ... (خبرگزاری *شانا*، علی کاردر، رئیس ستاد اصل ۴۴ قانون اساسی در شرکت ملی نفت ایران، ۱۳۸۶/۹/۲۶).

نتیجه اجرای این سیاست فاقد مبنای صحیح و اصولی تبدیل کامل شرکت ملی نفت ایران به یک تولیدکننده نفت خام بدون حضور در بخش پایین‌دستی و امکان عملکرد مناسب در صحنه داخلی و بین‌المللی است. واقعاً تا زمانی که درباره یکپارچگی شرکت ملی نفت ایران و رابطه آن با شرکت ملی پالایش و پخش اختلاف وجود دارد و اساسنامه جدید به تصویب نرسیده، چطور می‌توان درباره واگذاری پالایشگاه‌ها – مهم‌ترین بازوی عملکردی یک شرکت نفتی در بخش پایین‌دستی – تصمیم گرفت.

جمع‌بندی مطالب بخش دوم

تا قبل از پیروزی انقلاب اسلامی ایران بیشتر تولید نفت در اختیار شرکت‌های عضو کنسرسیومی بود که شرکت ملی نفت ایران مشارکتی در آن نداشت. در حاشیه قرارداد کنسرسیوم، شرکت ملی نفت به مشارکت با برخی از شرکت‌های نفتی در فلات قاره ایران اقدام کرد. در سال ۱۳۵۲ با اصلاحاتی در قرارداد کنسرسیوم و تشکیل شرکت آسکو، شرکت‌های عضو کنسرسیوم از جایگاه مالک پروژه و صاحب امتیاز به پیمانکار تنزل یافتند. بدین ترتیب شرکت نفت به مالک پروژه بدل شد. با پیروزی انقلاب اسلامی و خروج شرکت‌های نفتی از ایران، شرکت ملی نفت خود اجرای پروژه‌ها را برعهده گرفت. در این دوره پروژه‌های مهم نفتی در مناطق نفت‌خیز جنوب مانند طرح افزایش ظرفیت به میزان بیش از یک میلیون بشکه در طول برنامه پنج‌ساله اول توسعه و پروژه‌های مهم گازی در میادین خانگیران و کنگان (با تولید روزانه ۱۱۰ میلیون مترمکعب گاز طبیعی معادل تولید پنج فاز پارس جنوبی) اجرا شد. بدین ترتیب هدف از تأسیس شرکت ملی نفت ایران مندرج در قوانین نفت و اساسنامه شرکت ملی نفت ایران، به صورت کامل محقق شد. بند «الف» ماده (۴) اساسنامه فعلی شرکت ملی نفت ایران مصوب ۱۳۵۶/۳/۱۷ موضوع شرکت را چنین بیان می‌دارد: «تفحص و نقشه‌برداری و اکتشاف و استخراج و حمل‌ونقل و تصفیه نفت خام و گاز طبیعی و هیدروکربورهای طبیعی دیگر اعم از مایع و جامد ... اشتغال به امور فوق‌الذکر در سراسر کشور و فلات قاره «منحصراً» به‌عهده شرکت می‌باشد ...».

قانون نفت مصوب ۱۳۶۶/۷/۹، ماده (۴): «وزارت نفت برای انجام «عملیات نفتی» و بهره‌برداری در سرتاسر کشور و فلات قاره و دریاها می‌تواند شرکت‌هایی تأسیس نماید. اساسنامه‌های شرکت‌های نفت و گاز و پتروشیمی پس از تصویب مجلس به مورد اجرا

گذاشته خواهد شد ...». در ماده (۱) عملیات نفتی چنین تعریف شده است: «کلیه عملیات مربوط به صیانت و بهره‌برداری از منابع نفتی مانند تفحص، نقشه‌برداری، زمین‌شناسی، اکتشاف، حفاری، استخراج ...».

در طول تاریخ صنعت نفت در کشور ما، سه قانون نفت در سال‌های ۱۳۳۸، ۱۳۵۳ و ۱۳۶۶ مبنای عمل بوده‌اند. بنابر آخرین قانون یعنی قانون نفت سال ۱۳۶۶، محوریت صنعت نفت برعهده وزارت نفت است و شرکت‌های ملی نفت، گاز و پتروشیمی - شرکت‌های عملیاتی - در زیرمجموعه وزارت نفت هستند. طبق این قانون تمام تأسیسات صنعت نفت ملی بوده و شرکت‌های عملیاتی حقی نسبت به آنها ندارند. این قانون برای بی‌توجهی به ماهیت تجاری شرکت‌های نفتی و خارج کردن شرکت ملی نفت ایران از حالت یک شرکت یکپارچه و همچنین موضع مبهم نسبت به سرمایه‌گذاری خارجی در صنعت نفت و اختصار، ایرادات بسیاری دارد. با وجود این در سال‌های بعد با توسل به مواد مندرج در قوانین برنامه توسعه و همچنین تبصره‌های بودجه سالیانه در عمل این قانون به صورت کامل متروک شد و جایگزین مشخصی نیز برای آن وجود ندارد. از سوی دیگر ساختار سازمانی و حقوقی شرکت ملی نفت ایران نیز به همین دلیل و همچنین به دلیل تهیه نکردن اساسنامه‌ای متناسب با قانون مذکور، وضعیت مبهمی دارد. از مباحث دیگری که در این بخش به آن پرداخته شد ضرورت یکپارچه‌سازی ساختار صنعت نفت حول محور شرکت ملی نفت ایران بود. همچنین مسئله خصوصی‌سازی در صنعت نفت و سوءبرداشت از مفاهیمی مانند کاهش تصدیگری به برهم خوردن ساختار شرکت ملی نفت ایران منجر خواهد شد.

در قسمت دیگری از این بخش، مسئله عملکرد ضعیف مجلس شورای اسلامی در مقایسه با عملکرد مجلس کویت در نظارت بر توسعه میادین نفتی به نقد گذاشته و ملاحظه شد که مجلس کویت از انعقاد قراردادهای نفتی با شرکت‌های خارجی به وسیله شرکت نفت کویت خارج از کنترل مجلس با قاطعیت جلوگیری کرد.

بخش سوم

رویکرد انجام پروژه‌های

بالادستی به وسیله

شرکت ملی نفت ایران

(مطالعه موردی: پارس

جنوبی)

فصل هفتم رویکرد انجام پروژه؛ مفهوم و روش انتخاب

۷-۱ رویکردهای انجام پروژه

در قرارداد بیع، خریدار پس از اینکه تصمیم به معامله گرفت، کالا را از فروشنده می‌خرد و مالک آن شده و بهره‌برداری از آن را شروع می‌کند. اما درباره یک پروژه هنگامی که خریدار (مالک پروژه)^۱ تصمیم به خرید می‌گیرد، لازم است که قراردادهای متعددی منعقد کند. خدمات طراحی را از یک فروشنده، مواد اولیه و تجهیزات را از فروشنده دیگر و خدمات اجرایی را از فروشنده دیگری خریداری کند. خریدار باید درباره اینکه با چه ترکیبی با فروشندگان مختلف قرارداد ببندد تصمیم‌گیری کند. آیا تمام کالاها و خدمات را از یک فروشنده بخرد و یا اینکه خدمات طراحی را از یک فروشنده و خدمات ساخت را از فروشنده دیگری خریداری کند. مسئله دیگر اینکه چگونه فروشنده نهایی را انتخاب کند؟ فروشنده‌ای که کمترین قیمت را پیشنهاد می‌کند یا فروشنده‌ای که ... پس از آنکه فروشنده مطلوب را انتخاب کرد - به‌خصوص درباره فروشندگان خدمات - با چه روشی به آنها دستمزد بدهد؟ قیمت مقطوع، دستمزدی ... سرمایه لازم برای خرید پروژه از چه محلی تأمین شود؟ دارایی‌ها و یا وام‌های بانکی و یا ... تصمیم نهایی خریدار را رویکرد انجام پروژه می‌نامند. در هر پروژه‌ای رویکردهای مختلفی می‌توان برای اجرا در پیش گرفت.

علاوه بر عبارت رویکرد انجام پروژه از عباراتی چون سیستم انجام پروژه و روش

۱. مالک، ترجمه واژه Owner است. باید به تفاوت مالک با کارفرما (Client-employer) توجه داشت. کارفرما در برابر کارگر و پیمانکار به معنای متعهدله در قرارداد کار یا قرارداد پیمانکاری است. هر مالکی کارفرمای پروژه خود است، ولی هر کارفرمایی مالکیت بر پروژه ندارد (مراجعه کنید به توضیحات نمودار ۷-۱).

انجام پروژه نیز برای اشاره به این مفهوم استفاده شده است.^۱

بیشتر پژوهش‌های انجام شده در این باره حول محور دو رویکرد طرح و ساخت و متعارف انجام شده است، با وجود این در مقالات متعددی نیز به رویکردهای دیگر و مباحثی مانند تأمین سرمایه در ضمن این بحث پرداخته شده است. به هر حال منظور از عبارت رویکرد انجام پروژه در این نوشتار همان چیزی است که در این بند توضیح داده شد. با این توضیح چهار محور اصلی هر رویکرد، یعنی چگونگی شکست قرارداد، چگونگی تأمین سرمایه، چگونگی انتخاب پیمانکاران و چگونگی پرداخت دستمزد بررسی می‌شود.

قبل از ورود به بحث به نکته دیگری نیز باید اشاره شود و آن اینکه انتخاب رویکرد مناسب برای انجام پروژه از تصمیماتی است که در ابتدای هر پروژه گرفته می‌شود و به اصطلاح از تصمیمات استراتژیک در مدیریت پروژه است. پس از انتخاب رویکرد انجام پروژه، نوبت انجام پروژه است. در این مرحله لازم است که مالک پروژه یا کارفرما شش عنصر اصلی (دامنه، سازمان، کیفیت، هزینه، زمان و ریسک) را مدیریت کند تا پروژه به اهداف از پیش تعیین شده (که بیشتر در سه دسته زمان، هزینه و کیفیت می‌گنجد) برسد. در واقع مدیریت پروژه به معنای خاص از این مرحله شروع می‌شود. موضوع استانداردهایی مانند ایزو ۱۰۰۰۶ و استاندارد پی.ام.بی.او.کی نیز این مرحله از مدیریت پروژه است.^۲

۱. delivery به معنای تحویل و تسلیم است (محمدرضا باطنی، فرهنگ معاصر/انگلیسی - فارسی) و در ادبیات موضوع در معنای انجام به کار رفته است. مثلاً Design Delivery Time یعنی زمان تحویل یا به انجام رسیدن طراحی. در اغلب عبارتهای به کار رفته برای اشاره به مفهوم رویکرد انجام پروژه، این واژه (Delivery) مشترک است و اختلاف در به کارگیری واژه‌هایی چون رویکرد، سیستم و روش است. برای مثال عناوین برخی از مقالات منتشره در نشریات مدیریت ساخت ذکر می‌شود:

Alternative Delivery Approaches for Military Medical Construction Projects.
 J. Arch. Engrg, December 1999, Volume 5, Issue 4, pp.149-155.
 Proposed Alternative Delivery System to Current Governmental Housing Program in Kuwait.
 J. Urban Plng and Devel, September 2005, Volume 131, Issue 3, pp. 130-139.
 Comparison of U.S. Project Delivery Systems.
 J. Constr. Engrg and Mgmt, November/December 1998, Volume 124, Issue 6, pp. 435-444.
 Construction Delivery Systems: Comparative Analysis of Their Performance Within School Districts.
 J. Constr. Engrg and Mgmt, November 2006, Volume 132, Issue 11, pp. 1131-1138.
 Project Procurement System Selection Model.
 J. Constr. Engrg and Mgmt, May/June 2000, Volume 126, Issue 3, pp. 176-184.

۲. محمدحامد امام جمعه‌زاده، «جزوه کلاسی درس مدیریت استراتژیک پروژه»، دانشکده فنی، ۱۳۸۳.

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۱۵۳

علاوه بر انتخاب رویکرد مناسب، لازم است که پروژه در زمان اجرا نیز به‌صورت مناسب مدیریت شود تا به اهداف خود برسد. آنچه که در این نوشتار بررسی می‌شود مدیریت پروژه در سطح استراتژیک آن است که به‌صورت عمده در حوزه انتخاب رویکرد مناسب برای انجام پروژه می‌گنجد.

۷-۱-۱ شکست قراردادی پروژه

پس از تأیید پروژه، نوبت عملیات اجرایی است. هر پروژه ممکن است شامل چندین زیرپروژه باشد.^۱ می‌توان عملیات اجرایی را در هر زیرپروژه به دو واحد اصلی طراحی و ساخت تقسیم کرد. مالک در هریک از این دو کار، دو راه دارد. اول انجام کار توسط کارگران و تجهیزات متعلق به خود و دوم انعقاد قرارداد پیمانکاری با پیمانکاران برای انجام آن کار.^۲ در نتیجه این قرارداد یا پیمان، پیمانکار متعهد^۳ به انجام کار مورد نظر می‌شود. به‌گزینه اول، انجام کار به شکل امانی و به‌گزینه دوم، انجام کار به شکل پیمانی گفته می‌شود. یکی از اجزای مهم عملیات ساخت، تأمین مصالح و تجهیزات است. می‌توان تمام خریدها یا بخشی از آنها را از تعهدات پیمانکار ساخت حذف کرد. در این صورت سه

۱. «یک پروژه مستقل ممکن است بخشی از ساختار یک پروژه بزرگ‌تر را شکل دهد»، ترجمه رضا ضیایی و محمد هوشیار، استاندارد بین‌المللی ایزو ۲۰۰۳:۱۰۰۰۶. شرکت مشاوران مدیریت و مهندسی کیان تدبیر طرح با همکاری نشر آتنا، ۱۳۸۳، ص ۱۹.

۲. به خدمت گرفتن کارگران طبق قرارداد کار و استخدام پیمانکاران طبق قرارداد پیمانکاری یا قرارداد مقاطعه‌کاری انجام می‌شود. برای مطالعه بیشتر درباره ماهیت قرارداد پیمانکاری رجوع کنید به: سیدمحمد کاشانی، حقوق مدنی ۷، دانشگاه شهید بهشتی، ص ۲۷-۲۳.

۳. لازم است که استفاده از واژه‌ها در این نوشتار همراه با دقت باشد. به‌خصوص درباره دو واژه مسئولیت و تعهد به‌دلیل اختلاف معنی عرفی و حقوقی آنها دقت بیشتر لازم است. تعهد در لغت به معنی تیمار داشتن و تازه کردن پیمان است و در اصطلاح حقوقی، تعهد به معنی عام، عبارت از این است که شخصی به‌موجب قرارداد یا قانون، انجام امر یا خودداری از انجام امری را عهده‌دار شود (سیدحسین صفایی، قواعد عمومی قراردادها، جلد ۲، صفحه ۱۲). تعهد به‌موجب قرارداد، مانند اینکه فردی متعهد می‌شود که خانه دیگری را نقاشی کند. تعهد به‌موجب قانون، مانند اینکه افراد جامعه متعهد به پرداخت مالیات هستند. تعهد با قیدهای دیگر مانند اخلاقی و کاری نیز به‌کار می‌رود که با تعهد حقوقی که ریشه در قانون دارد متفاوت است. اگر که شخصی به دیگری خسارت وارد کند، به حکم قانون متعهد است که خسارت وارده را جبران کند. به این تعهد در اصطلاح حقوقی «مسئولیت» و یا به‌صورت دقیق‌تر مسئولیت مدنی گفته می‌شود.

راه حل برای خریدها وجود دارد: انجام آنها به صورت امانی و توسط مالک،^۱ قرار دادن آنها جزء قرارداد طراحی، انعقاد قرارداد با پیمانکاری دیگر برای انجام خریدها.

جدول ۷-۱ حالت‌های انجام پروژه

| ردیف | طراحی | ساخت |
|------|--------|--------|
| ۱ | امانی | امانی |
| ۲ | پیمانی | امانی |
| ۳ | امانی | پیمانی |
| ۴ | پیمانی | پیمانی |

در وضعیت ردیف ۴ از جدول ۷-۱ ممکن است که برای طراحی و ساخت با دو پیمانکار و یا با یک پیمانکار برای انجام هر دو کار قرارداد بسته شود. به حالت اول در اصطلاح روش متعارف در انجام پروژه و به حالت دوم روش طرح و ساخت گفته می‌شود. از سوی دیگر به خصوص در عملیات ساخت می‌توان کل تعهدات را در ضمن یک قرارداد پیمانکاری برعهده یک پیمانکار گذارد و یا اینکه با پیمانکاران متعددی قرارداد بست.

آنچه که گفته شد مربوط به زیرپروژه بود. در پروژه‌ای که خود شامل چندین زیرپروژه است، مالک باید درباره چگونگی توزیع تعهدات در هر زیرپروژه تصمیم‌گیری کند. برای مثال در نمودار ۷-۱ مالک قصد دارد پروژه‌ای را که شامل سه زیرپروژه است اجرا کند. درباره زیرپروژه با خطوط خط نقطه مالک تصمیم گرفته که طراحی و ساخت را در یک قرارداد به پیمانکار «الف» واگذار کند. درباره زیرپروژه با خطوط پُر مالک برای طراحی با پیمانکار «ب» و برای ساخت با پیمانکار «ج» قرارداد بسته است. خریدها را نیز

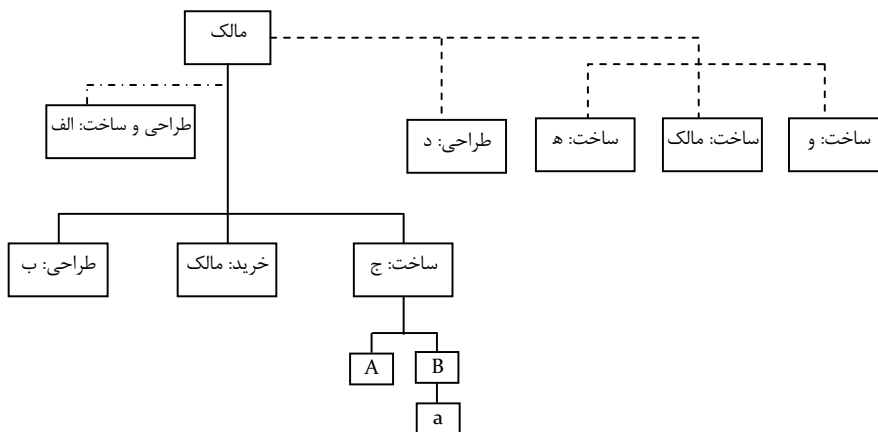
۱. امانی دانستن انجام خرید توسط مالک، همراه با مسامحه است. اصولاً هر پروژه مجموعه‌ای از کالا و خدمات است. همان‌طور که خرید خدمات در قالب قرارداد و پیمان است، خرید کالا نیز یک پیمان است. بنابراین انجام کار به صورت امانی برای خریدها به معنای ساخت کالای مورد نظر توسط مالک و در کارخانه یا کارگاه متعلق به اوست. مثلاً شرکت‌های نفتی در اجرای پروژه‌ها برخی از لیسانس‌های فنی را خود تولید می‌کنند و از فروشنده دیگری نمی‌خرند.

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۱۵۵

مالک انجام می‌دهد. درباره زیرپروژه با خطوط خط‌چین قرارداد طراحی با پیمانکار «د» بسته شده است. درباره ساخت، مالک تصمیم گرفته که کار را به سه قسمت تقسیم کند. قسمتی را خود انجام داده و دو قسمت دیگر را به پیمانکاران «ه» و «و» واگذار کند.

در این ساختار در دو مورد کار به شکل امانی و در شش مورد به شکل پیمانی انجام می‌شود. در این ساختار مالک پروژه، کارفرمای پیمانکار «ج» و پنج پیمانکار دیگر است. از سوی دیگر پیمانکار «ج» خود کارفرمای دو پیمانکار A و B است و پیمانکار B نیز نسبت به پیمانکار a کارفرما محسوب می‌شود.

در نظام اجرایی طرح‌های صنعت نفت (نشریه ۰۰۴ ابلاغی ۷۸/۶/۸) با عنوان روش اجرای طرح از این مفهوم یاد شده است. در برخی قراردادها با عنوان ساختار شکست قرارداد و یا استراتژی انعقاد قراردادهای پروژه^۱ به این مفهوم اشاره شده است.



نمودار ۷-۱ ساختار شکست قرارداد در پروژه‌ای شامل سه زیرپروژه

در نمودار ۷-۱ دو حالت طرح و ساخت و متعارف که به آنها اشاره شد، مشاهده می‌شود. به دلیل اهمیت این دو حالت، به صورت جداگانه درباره آنها توضیح داده می‌شود.

۱-۱-۷ روش متعارف^۱

این روش در عرف پیمانکاری ایران بیشتر با نام سه عاملی شناخته می‌شود. این نام‌گذاری به این اعتبار است که در این حالت، سه عامل کارفرما، طراح و پیمانکار در پروژه دخیل هستند. در این روش مراحل کار به ترتیب خطی است، به این معنی که مالک پس از آنکه تصمیم به انجام پروژه گرفت قراردادی برای طراحی فنی و معماری طبق طرح مدنظرش با یک طراح منعقد می‌کند. پس از تکمیل طراحی نتایج آن در اختیار پیمانکاران اجرایی گذاشته می‌شود تا آنها بر این مبنا قیمت پیشنهادی خود را اعلان کنند. اصولاً کمترین قیمت برنده است. قرارداد با پیمانکار برتر براساس مبلغ مقطوع پیشنهادی او منعقد می‌شود.^۲ در بخش دولتی اغلب قراردادهای به دلیل اقتصادی تر بودن و اطمینان از حداقل قیمت، به این روش منعقد می‌شوند.

یکی از حالت‌های خاص روش متعارف، روش مدیریت ساخت است. تعهدات پیمانکار در این روش همانند تعهدات پیمانکار اجرایی در حالت متعارف است. برای گریز از مشکلات روش متعارف در دهه ۱۹۶۰ میلادی عامل چهارمی با تخصص مدیریت وارد عوامل اجرای پروژه شد. دلایل به کارگیری این روش به قرار زیر است:

۱. از این روش با عبارات مختلفی یاد شده است: Conventional, Traditional, Design-Bid-Build. ترجمه واژه Traditional در اینجا به معنی رایج و متعارف است و نه سنتی و قدیمی چرا که روش سنتی و تاریخی روش طرح و ساخت است؛

در طول تاریخ کسانی که سازه‌های را بنا می‌کردند همان کسانی بودند که درباره روش ساخت آن نیز تصمیم می‌گرفتند. با پیشرفت صنعت و توسعه و ضرورت تخصصی شدن کارها، نیاز به مهندسی و طراحان آشکار شد. مدارس و دانشگاه‌ها تربیت این متخصصین را برعهده گرفتند. اولین بار دروس طراحی در سال ۱۸۱۹ در دانشگاه Ecole des Beaux-arts پاریس ارائه شد. در سال ۱۸۶۸ دانشگاه ام.آی.تی، در سال ۱۸۷۱ دانشگاه کرنل و در سال ۱۸۷۳ دانشگاه ایلینویز تأسیس شدند. در سال ۱۸۹۷ ایالت ایلینویز نخستین قوانین را درباره چگونگی اعطای پروانه طراحی تصویب کرد. فارغ‌التحصیلان مهندسی به تدریج از فروشندگان ساختمان به مشاوران حرفه‌ای کارفرمایان تبدیل شدند. آنها درصد یافتن جایگاهی حرفه‌ای همانند اطبا و وکلا برآمدند. اعطای پروانه طراحی آغاز شد. مؤسساتی چون (AIA) تشکیل شدند. مشاورین با دوری از گل‌ولای عملیات اجرایی به دفاتر مهندسی پناه بردند. آنها طراحی کامل ساختمان را انجام می‌دادند و این طراحی مبنای ساخت قرار می‌گرفت. طراحی و ساخت از جهت اجرایی، سازمانی، حقوقی و اقتصادی از هم متمایز شدند. مشاور (A/E) مغز (Brain) و سازنده مجری (Brawn) کار شد. به تبع همه این مسائل روش طراحی، مناقصه، ساخت در پاسخ به تخصصی شدن مهندسی، پا به عرصه وجود گذاشت. 21 the Century Master Builder, <http://www.3di.com/RnD>.

2. Robert Dorsey, "Project Delivery Systems for Building Construction", AGC, p. 43.

- هماهنگی میان پیمانکاران و طراحان و پیشگیری از وقوع اختلافات،
- افزایش قابلیت ساخت طراحی^۱ از طریق انتقال تجربیات اجرایی پیمانکار به طراح،
- اعمال مهندسی ارزش در طراحی.

در ابتدا مدیر طرح تنها نقش مدیریتی داشت، تمام قراردادهای با کارفرما منعقد می‌شد و مدیر طرح عملاً ریسکی نمی‌پذیرفت و تنها، نماینده کارفرما بود. تحولی که پدید آمد تحمیل تعهد به اجرای پروژه، طبق طراحی، به مدیر طرح و ابداع روش مدیریت ساخت با پذیرش مخاطرات^۲ بود. در این حالت پیمانکاران اجرایی با مدیر طرح قرارداد منعقد می‌کنند و اتمام طرح در زمان تعیین شده و با قیمت تضمین شده به‌عهده مدیر طرح است.

۷-۱-۱-۲ روش طرح و ساخت^۳

در این روش پیمانکار در قراردادی تعهد برای طراحی و ساخت را می‌پذیرد. انتخاب پیمانکار برتر در این روش براساس ترکیبی از قیمت پیشنهادی، پیشنهاد فنی و ... است. در روش طرح و ساخت چون طراحی و ساخت برعهده یک پیمانکار است، امکان هم‌پوشانی طراحی و ساخت^۴ و کاهش زمان انجام پروژه وجود دارد. به‌دلیل توانایی پیمانکاران اجرایی در خرید بیمه‌ها و ارائه تضمین‌ها، انجام قراردادهای طرح و ساخت اغلب برعهده پیمانکاران است نه مشاوران.

ممکن است پیمانکار در قرارداد طرح و ساخت و یا قرارداد متعارف تمام یا بخشی از کارها را به پیمانکاران دست دوم واگذار کند. ممکن است در ضمن قرارداد شروطی برای انتخاب پیمانکاران دست دوم تعیین شده باشد. از رایج‌ترین این شروط لزوم تأیید

-
1. Constructability
 2. CM at Risk

۳. از این روش با عبارات ذیل یاد شده است:

EPC (Engineering Procurement Construction), Turnkey, Package deal, Design-build

برای مطالعه درباره تفاوت این حالات مراجعه کنید به: مجید پرچی جلال، «بررسی انواع قراردادهای تیپ فیدیک با تأکید بر طرح و ساخت و کلید گردان»، ویژه‌نامه نخستین همایش مسائل حقوقی در مهندسی عمران، دانشگاه خواجه‌نصیر، ۱۳۸۴.

4. Fast-tracking

لیست پیمانکاران دست دوم^۱ از سوی مالک و یا الزام به انتخاب پیمانکاران دست دوم از طریق مناقصه است. پذیرش این شروط از سوی پیمانکار منافاتی با تعهدات قراردادی او در برابر مالک نخواهد داشت. مالک می‌تواند در کنار این قرارداد، قراردادی با پیمانکاری مدیریتی برای اخذ خدمات مدیریت پروژه منعقد کند.

۷-۱-۲ روش تأمین سرمایه^۲

۷-۱-۲-۱ کلیات

اجرای هر پروژه مستلزم صرف هزینه است. مالک در هنگام تأیید پروژه باید درباره روش تأمین سرمایه تصمیم گرفته باشد. در حالت کلی، دو روش برای تأمین سرمایه پیش روی مالک است؛ استفاده از دارایی‌ها، استفاده از منابع خارج از سازمان. استفاده از منابع خارج از سازمان بیشتر از طریق اخذ وام انجام می‌شود. راه‌حل دیگر برای استفاده از منابع خارج از سازمان آن است که مالک و پیمانکار در هنگام عقد قرارداد توافق کنند که دستمزد پیمانکار با تأخیر پرداخت شود. بدین معنی که پیمانکار هزینه‌ها را بپردازد و مدتی بعد (به‌طور معمول پس از به‌محصول رسیدن پروژه) این هزینه‌ها را مالک جبران کند. آنچه که در این حالت اتفاق می‌افتد شبیه خرید نسبه است که در آن ثمن با تأخیر پرداخت می‌شود. علاوه بر این دو روش، راه‌حل رایج دیگر برای تأمین سرمایه از منابع خارج از سازمان برای انجام پروژه، پیش‌فروش محصولات است. به‌دلیل اهمیت تأمین سرمایه به شکل وام در ادامه به‌شرح مفاهیم مهم در این باره می‌پردازیم.

۷-۱-۲-۲ ضمانت بازپرداخت وام: پروژه، سازمان وام‌گیرنده و یا شرکت مادر (یا دولت)

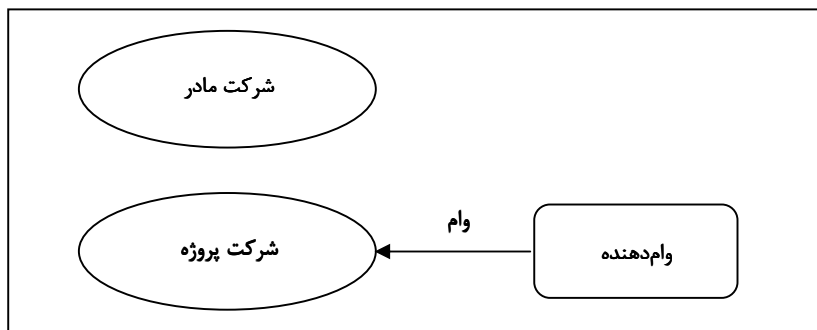
برای اخذ وام، همیشه وام‌گیرنده نیازمند تأمین وثیقه (تأمین اطمینان برای وام‌دهنده از برگشت سرمایه) است. اصولاً وام‌گیرنده نمی‌تواند بیش از میزان دارایی‌های خود مسئولیت بپذیرد. بنابراین در صورتی که میزان وام بیش از دارایی وام‌گیرنده باشد یا باید سازمان بزرگ‌تری تعهدات وام‌گیرنده را تضمین کند و یا اینکه ریسک بازگشت سرمایه از محل محصولات تولیدی پروژه‌ای که وام‌گیرنده قصد اجرای آن را دارد، به‌اندازه کافی کم باشد.

1. Vendor List

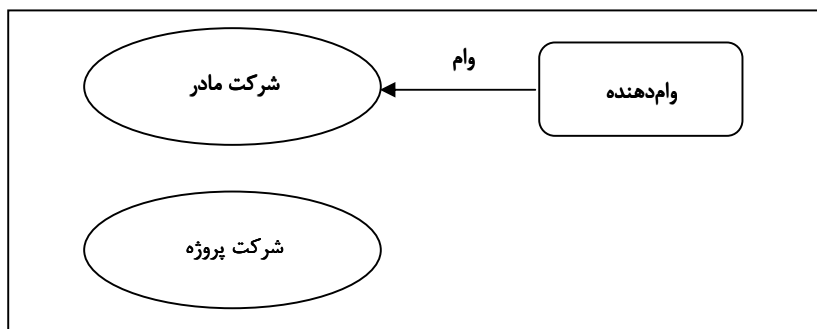
2. Financing

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۱۵۹

بنابراین یا وام به اعتبار سازمان وام‌گیرنده،^۱ یا با ضمانت شرکت مادر (یا دولت)^۲ و یا به اعتبار پروژه اعطا می‌شود.



شکل ۷-۲ وام به اعتبار سازمان وام‌گیرنده



شکل ۷-۳ وام به اعتبار پروژه

هنگامی که وام به اعتبار پروژه اخذ می‌شود لازم است که شرکتی باعنوان شرکت پروژه تأسیس شود. سرمایه‌گذاری لازم برای پروژه را این شرکت انجام می‌دهد، شرکت مالک پروژه و محصول آن خواهد بود. سرمایه لازم برای پروژه از دو محل تأمین

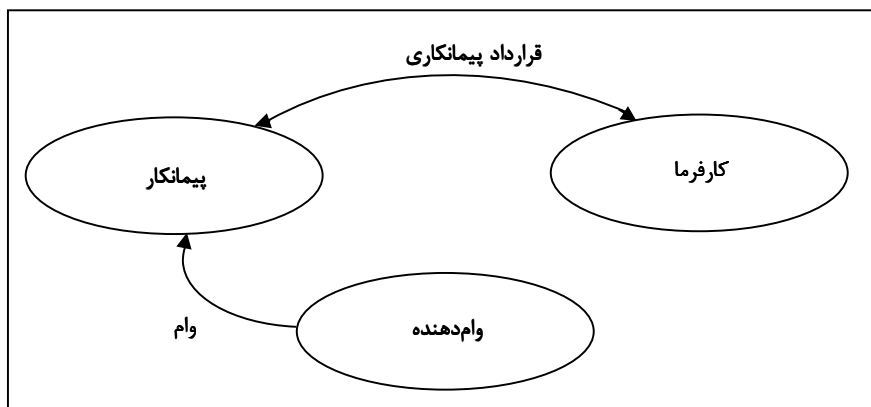
1. Corporate (Guaranty) Finance

2. Parent Guaranty (Finance), Sovereign Guaranty (Finance)

می‌شود؛ سرمایه اولیه این شرکت^۱ و وام‌هایی که اخذ می‌کند.^۲ کسانی که سرمایه اولیه شرکت را تأمین می‌کنند صاحب سهام شرکت و مالک آن هستند. بازگشت سرمایه این افراد به سوددهی پروژه بستگی دارد. در سوی دیگر کسانی هستند که به این شرکت وام می‌دهند، به این دسته وام‌دهنده^۳ یا تأمین‌کننده سرمایه^۴ می‌گویند. نرخ سود حاصل از این وام ضمن قرارداد مشخص می‌شود و با سوددهی پروژه ارتباطی ندارد. وام‌دهندگان برای کاهش ریسک خود علاقه به کاهش نسبت وام به سرمایه دارند، در عوض مالکین تمایل دارند این نسبت بالا باشد تا حجم کمتری از سرمایه آنها در یک پروژه مسدود شود.

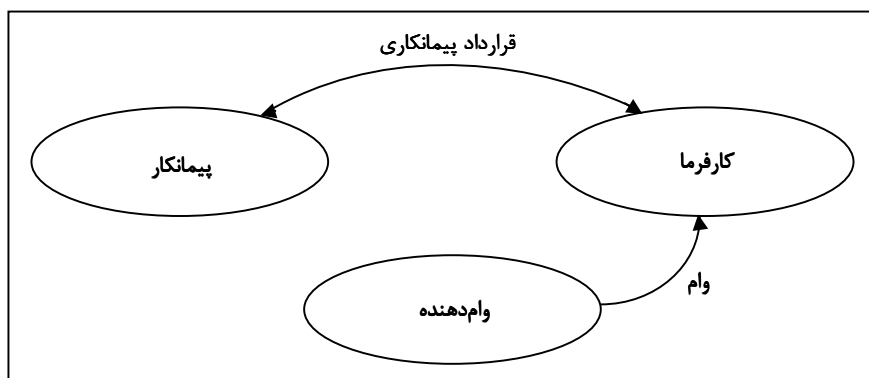
۷-۱-۲-۳ اخذ وام توسط خریدار یا فروشنده

از نگاهی دیگر در روش اخذ وام بسته به اینکه پیمانکار طرف وام‌دهنده باشد و یا کارفرما، دو روش قابل فرض است که در شکل‌های ۷-۴ و ۷-۵ نشان داده شده است.



شکل ۷-۴ تأمین مالی با اعتبار پیمانکار^۵

1. Equity
2. Debt
3. Lender
4. Financier
5. Supplier's Credit



شکل ۵-۷ تأمین مالی با اعتبار کارفرما^۱

استفاده از عبارت فروشنده^۲ برای پیمانکار و خریدار^۳ برای کارفرما با این نگاه است که کارفرما با پرداخت مبلغی، پروژه را (مجموعه‌ای از کالا و خدمات) از پیمانکار می‌خرد.

۴-۲-۱-۷ وام نقدی و وام مشروط (اعتباری)

از نظر دیگر، وام به هر صورتی که اخذ شود، دو دسته است: وام مشروط به خرید کالا یا خدمات از فروشندگان مدنظر وام‌دهنده و وام بدون شرط درباره نحوه مصرف. در حالی که وام اعطا شده مشروط است، در عمل هیچ پرداختی به وام‌گیرنده صورت نمی‌گیرد، بلکه وام‌دهنده به‌صورت مستقیم مبالغ را به فروشندگان و پیمانکاران پرداخت می‌کند. در اصطلاح در چنین حالتی وام‌دهنده اعتبار^۴ را در اختیار وام‌گیرنده گذاشته است. در حالت وام بدون شرط مصرف، وام به‌صورت نقدی^۵ و یکجا و یا به‌صورت اقساط در اختیار وام‌گیرنده قرار می‌گیرد (در نمودار ۶-۷ این دو حالت نشان داده شده است). در اجرای پروژه‌ها در بیشتر موارد وام‌های اعطایی، مشروط بوده و موارد کمتری از وام‌های نقدی مشاهده می‌شود. وام‌های اعطایی مشروط نیز اغلب درصدی از سرمایه لازم را تشکیل می‌دهند و وام‌دهندگان تمایل دارند که وام‌گیرنده درصدی از هزینه‌ها را

1. Buyer's Credit
2. Supplier
3. Buyer
4. Credit
5. Cash Loan. Soft Loan

از محل اندوخته‌های خود تأمین کند تا ریسک وام‌دهندگان کمتر شود.

۳-۱-۷ روش انتخاب عوامل^۱

طبق هر روشی که بخواهیم پروژه را اجرا کنیم باید با پیمانکاران قرارداد منعقد کنیم. سؤال این است مبنای شناسایی پیمانکاران مناسب چیست؟

در بخش دولتی علاوه بر صلاحیت پیمانکار نسبت به مبلغ قرارداد نیز حساسیت زیادی وجود دارد که موجب سخت‌گیری‌هایی برای حفظ منافع عمومی می‌شود. از دید وزنی که به قیمت داده می‌شود سه حالت برای انتخاب عوامل در یک پروژه می‌توان برشمرد:

(۱) **کمترین قیمت**^۲: قیمت کل تنها معیار انتخاب است (۱۰۰ درصد وزن به قیمت داده شده است).

(۲) **بیشترین ارزش**^۳: قیمت کل یکی از معیارهای انتخاب است (وزن قیمت بین ۰ درصد تا ۱۰۰ درصد است).

(۳) **انتخاب بر مبنای صلاحیت**^۴: قیمت کل معیار انتخاب نیست (قیمت وزنی ندارد). اغلب این‌گونه است که انتخاب مشاور و طراح بر مبنای سوم یعنی صلاحیت است، زیرا دستمزد پرداختی به طراح یا مشاور در برابر اهمیت کاری که او انجام می‌دهد و قیمت نهایی پروژه، بسیار ناچیز است، بنابراین کارفرما صرف‌نظر از قیمت به دنبال بهترین طراحی است. در انتخاب پیمانکار در روش سنتی به‌خصوص با توجه به صراحت‌های قانونی، کارفرما مکلف به برگزاری مناقصه است، البته به‌صورت استثنا امکان ترک تشریفات مناقصه در قانون پیش‌بینی شده است. در چنین قراردادهایی قبل از برگزاری مناقصه طبق معیارهای صلاحیتی تعداد خاصی از پیمانکاران در لیست نهایی می‌مانند. برخی از محققین برای کاهش ریسک کارفرما (یعنی اینکه کارفرما اطمینان بیشتری به انجام قرارداد با این قیمت داشته باشد) اعمال معیارهای دیگر علاوه بر قیمت را در این روش، توصیه کرده‌اند.^۵

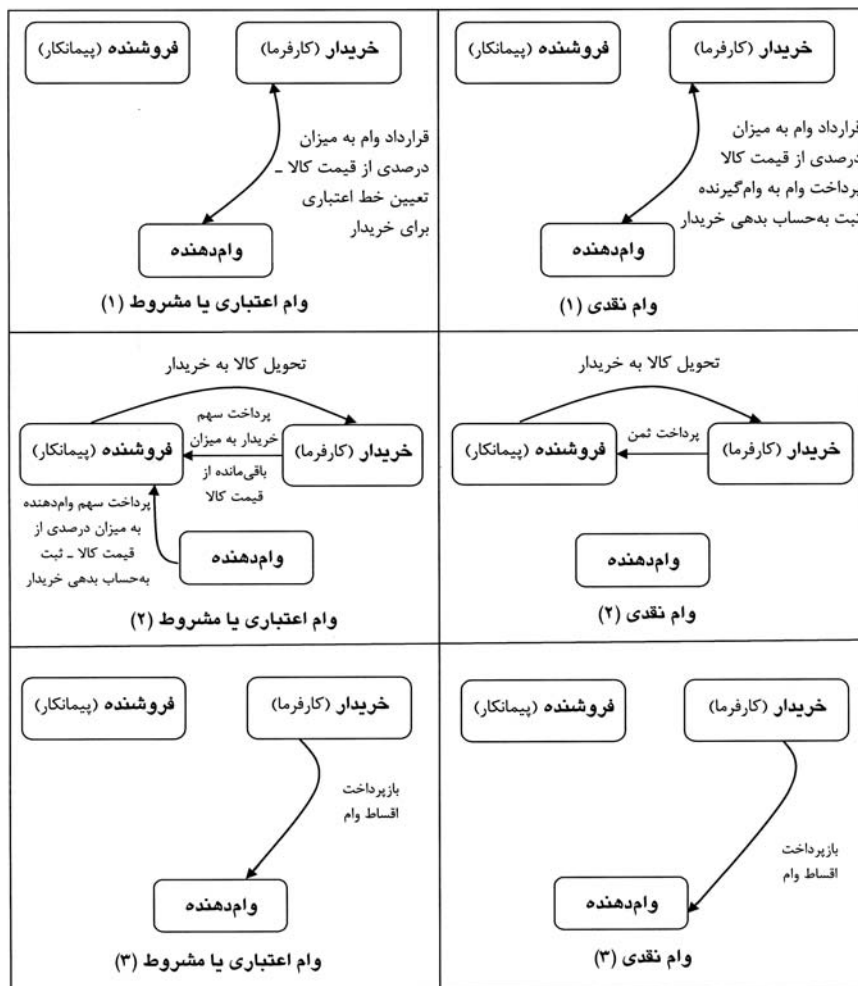
1. Selection Method

2. Low Bid

3. Best Value Bid

4. Qualifications Based Selection

۵. احسان اشتهاردیان، ارزیابی شاخص‌های پیش‌صلاحیت و انتخاب پیمانکار برتر در مناقصه، پایان‌نامه کارشناسی‌ارشد، دانشکده عمران دانشگاه علم و صنعت، مهر ۱۳۸۲.



شکل ۶-۷ مقایسه مراحل اخذ وام نقدی و مشروط

در روش طرح و ساخت از آنجاکه در هنگام عقد قرارداد هنوز طراحی تکمیل نشده است، قیمت دقیق و نهایی کار مشخص نیست و نمی‌توان مانند سیستم متعارف عمل کرد. بنابراین در این حالت بحث امتیازدهی به پیشنهادهای فنی مطرح می‌شود. به این صورت که انتخاب نهایی بر مبنای ترکیبی از امتیاز فنی، قیمت پیشنهادی و امتیاز

صلاحیتی است. نکته دیگر اینکه در روش متعارف با انتخاب مشاور، در طراحی راه‌حل^۱ انتخاب شده است و همان مبنای کار قرار می‌گیرد، ولی در روش طرح و ساخت به تعداد مناقصه‌گرها پیشنهاد وجود دارد. گاهی در این مناقصات کارفرما ترجیح می‌دهد برای اینکه بتواند مقایسه بهتری داشته باشد ترکیبی از پیشنهادها را ملاک و یا پیشنهاد اصلح را در نظر گیرد و دوباره مناقصه را بر مبنای قیمت برای این راه‌حل انجام دهد. در این صورت مناقصه دو مرحله‌ای می‌شود.^۲

۷-۱-۴ چگونگی پرداخت دستمزد

پس از آنکه عوامل اجرای پروژه مشخص شدند باید با آنها قرارداد امضا نمود. از مهم‌ترین مسائل در قرارداد، تعیین چگونگی پرداخت دستمزد یا به تعبیر دیگر چگونگی قیمت‌گذاری قرارداد است. سه روش کلی برای قیمت‌گذاری در قراردادهای پیمانکاری وجود دارد که در ذیل می‌آیند.

۷-۱-۴-۱ جبران هزینه^۳

دریافتی پیمانکار در این روش برابر مجموع هزینه‌های انجام شده و دستمزد بابت بالاسری و سود است (دستمزد و سود ممکن است به صورت درصدی از هزینه‌ها و یا مبلغی ثابت باشد). در این روش مبلغ قرارداد تا زمانی که کار به پایان نرسیده مشخص نمی‌شود (در قرارداد ابتدایی تنها دستمزد ثابت پیمانکار و یا درصد آن مشخص می‌شود). در مواردی ممکن است برای مبلغ نهایی کار سقفی^۴ در نظر گرفته شده باشد.

۷-۱-۴-۲ قیمت مقطوع^۵

قیمت مقطوع آسان‌ترین و متداول‌ترین روش قیمت‌گذاری قراردادهاست. ممکن است

1. Solution

۲. محمدحامد امام‌جمعه‌زاده، جزوه کلاسی درس مدیریت استراتژیک پروژه، دانشکده فنی دانشگاه تهران، ۱۳۸۲.

۳. این روش با این عناوین نیز شناخته می‌شود: امانی ذی‌نفع، Reimbursable, Cost Plus Fee.

4. Target Cost

۵. این روش با این عناوین نیز شناخته می‌شود: Stipulated Sum, Lump Sum.

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۱۶۵

قیمت مقطوع قابل تعدیل و یا تعدیل‌ناپذیر باشد. قراردادهای طراحی و بسیاری از قراردادهای پیمانکاری با این روش قیمت‌گذاری می‌شوند.

۳-۴-۱-۷ فهرست بها

در این روش قیمت واحد اقلام اعم از نیروی انسانی، مصالح و تجهیزات مشخص است. مشاور کارفرما پس از طراحی، مقادیر اقلام لازم را تهیه می‌کند. با توجه به قیمت پیشنهادی پیمانکار برنده قرارداد، قیمت واحد اقلام و حجم کار انجام شده دستمزد پرداخت می‌شود.

۲-۷ روش انتخاب رویکرد مناسب برای پروژه

با توجه به آنچه گفته شد، مفهوم رویکرد پروژه روشن شد. در این بند به بحث روش انتخاب رویکرد مناسب برای پروژه پرداخته می‌شود.

پس از آنکه پروژه را مالک تعریف کرد و محدوده آن روشن شد، نوبت به انتخاب روش و رویکرد مناسب برای اجرای آن می‌رسد. مالک به دنبال رویکردی است که به موفقیت پروژه منجر شود. معیارهای موفقیت هر پروژه را می‌توان در سه عامل زمان، هزینه و کیفیت دانست. به‌عبارت‌دیگر، پروژه‌ای با موفقیت به انجام رسیده که در زمان و هزینه پیش‌بینی شده به عملکرد مورد نظر دست یابد (ممکن است رویکرد به‌کار گرفته شده در زمان و هزینه پیش‌بینی شده برای انجام پروژه نیز مؤثر باشند. برای مثال انتخاب رویکرد طرح و ساخت در مقایسه با روش متعارف به‌دلیل از بین بردن زمان انتخاب پیمانکار اجرایی، از ابتدا زمان انجام پروژه را کاهش می‌دهد).

برای مالک که انتخاب‌گر است، در انتخاب رویکرد مناسب از بین گزینه‌های مختلف، سه نوع محدودیت یا قید وجود دارد: محدودیت‌های ناشی از سازمان مالک، محدودیت‌های ناشی از ماهیت پروژه و محدودیت‌های ناشی از شرایط پیرامونی. محدودیت‌های ناشی از سازمان مالک مانند میزان کارآمدی نیروهای تحت اختیار، محدودیت‌های ناشی از ماهیت پروژه مانند پیچیدگی پروژه و محدودیت‌های ناشی از شرایط پیرامونی مانند دسترسی به پیمانکاران متخصص.

در ادبیات موضوع، اهداف کارفرما و قیود، هم‌زمان با عنوان معیارهای انتخاب رویکرد مناسب بررسی شده‌اند. جدول ۲-۷ معیارهای ارائه شده برخی از محققین و مؤسسات را در این رابطه نشان می‌دهد. توجه به این معیارها نشان می‌دهد که می‌توان آنها را در قالب‌های گفته شده تفکیک کرد. برخی از محققین نیز کل معیارها را به سه دسته خصوصیات مالک، پروژه و محیط تقسیم کرده‌اند و در قالب خصوصیات مالک با عنوان تمایلات مالک، به اهداف وی اشاره کرده‌اند.

به هر شکل که به عوامل ناشی از سازمان، پروژه و محیط نگاه کنیم، در نهایت باید تصمیم‌گیری چندمعیاری انجام شود. برای این کار مدل‌های تصمیم‌گیری متعددی وجود دارد. علاوه بر این در ادبیات موضوع، محققین به توسعه این مدل‌ها اقدام و مدل‌های خاصی را برای انتخاب رویکرد مناسب برای پروژه پیشنهاد کرده‌اند. گوردن (۱۹۹۴)، اسپینک (۱۹۹۷) و آلهمزی (۲۰۰۰) از کسانی هستند که مدل‌هایی ارائه کرده‌اند.^۱

بنابراین برای آنکه بتوان با روش کلاسیک به یک تصمیم رسید لازم است که معیارهای مدنظر کارفرما، ویژگی‌های پروژه و شرایط محیطی به صورت دقیق تبیین شود، سپس با توجه به این معیارها براساس مدلی قابل اعتماد، رویکرد مناسب از میان رویکردهای متصور انتخاب شود. انجام این فرایند به صورت کامل کاری ارزشمند و در عین حال نیازمند پژوهش‌های متعدد است. پس لازم است درباره هر سه دسته از معیارها یعنی سازمان کارفرما، ویژگی‌های پروژه و محیط پیرامونی، پژوهش‌های مستقل انجام شود. با وجود اینکه در این نوشتار بخش عمده‌ای از کار، صرف شناخت محیط و فضای اجرای پروژه‌های بالادستی و تا حدی ویژگی‌های سازمان کارفرمای این پروژه‌ها - شرکت‌های نفتی و همچنین مشخصات این گونه پروژه‌ها - شده است، ولی این حرکت‌ها ساختارمند و با هدف استخراج معیارها و وزن دادن به آنها نبوده است. با وجود این در نهایت الگویی برای انتخاب رویکرد مطلوب ارائه شده است.

گفتیم که معیارها از سه منشأ سازمان، پروژه و محیط سرچشمه می‌گیرند. می‌توان به جای جست‌وجوی مدل برای یافتن رویکرد مناسب، مسئله را از طریق دیگری حل کرد:

۱. برای مطالعه در این زمینه رجوع کنید به جعفر چلبی، بررسی و پیشنهاد مدل انتخاب سیستم مناسب برای انجام پروژه‌های عمرانی در ایران، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران، ۱۳۸۵، ص ۸۲ به بعد.

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۱۶۷

اگر در چند پروژه مشابه، در محیط پیرامونی مشابه، رویکردهای متفاوتی به‌وسیله دو سازمان «الف» و «ب» به‌کار گرفته شده باشد و پس از انجام پروژه، رویکرد سازمان «الف» به نسبت سازمان «ب» موفق‌تر باشد، می‌توان رویکرد سازمان «الف» را الگوی انتخاب رویکرد برای پروژه‌های مشابه بعدی انتخاب کرد.

در این نوشتار بر همین مبنا به مقایسه موفقیت رویکردهای مختلف در اجرای پروژه‌های مشابه در پارس جنوبی پرداخته شده است. بر همین اساس پیشنهادهایی برای انتخاب رویکرد مناسب ارائه شده است.

جدول ۲-۷ جمع‌بندی معیارهای معرفی شده در منابع مختلف برای انتخاب روش بهینه انجام پروژه

| ردیف | مرجع | معیارهای مؤثر در انتخاب روش انجام پروژه |
|------|----------------|---|
| ۱ | پی.دی.وی. مارش | قوانین و مقررات کشوری، روش سرمایه‌گذاری پروژه (تأمین مالی)، بزرگی و پیچیدگی پروژه و وضعیت منابع کارفرما، زمان لازم برای تکمیل پروژه، لحاظ نمودن فاکتورهای اقتصادی در طراحی و هزینه‌های بهره‌برداری، اطمینان از هزینه تمام شده پروژه |
| ۲ | امام‌جمعه‌زاده | هزینه، زمان، کیفیت، ایمنی، اندازه پروژه، پیچیدگی، فناوری و دانش فنی لازم، دسترسی به ساختگاه، ریسک، منابع مالی لازم، نیروی انسانی و تجهیزات اجرایی لازم، محدودیت‌های زیست‌محیطی و فرهنگی و اجتماعی، وضعیت سیاسی و اقتصادی، توانمندی مدیریت در کارفرما |
| ۳ | کریزان | اهداف کارفرما (هزینه، زمان، کیفیت)، ریسک (کارفرما، پیمانکار، پروژه، چگونگی توزیع)، ویژگی‌های کارفرما (محدودیت‌ها، تضامین، منابع موجود)، ویژگی‌های پروژه (وضعیت، ساختگاه، موقعیت، اندازه، دوره زمانی، پیچیدگی، فناوری)، ویژگی‌های قرارداد (محدودیت‌های اجرایی، ریسک‌های تحت‌الارضی، مسائل محلی)، ویژگی‌های پیمانکار (ظرفیت موجود، محدودیت‌ها)، ملاحظات محیطی (وضعیت بازار، صنعت ساخت، شرایط اقتصادی، شرایط سیاسی، تعدیل) |

جدول ۷-۲ جمع‌بندی معیارهای معرفی شده در منابع مختلف برای انتخاب روش بهینه انجام پروژه

| ردیف | مرجع | معیارهای مؤثر در انتخاب روش انجام پروژه |
|------|-------------------------------|---|
| ۴ | ویک | پیچیدگی و اندازه پروژه، انتظارات عملکردی از کار تکمیل شده، ضرورت کاهش زمان و هزینه، ضرورت اتکا به عواملی که در پروژه حضور دارند، تعهدات قبلی و روابط موجود |
| ۵ | اوبرلندر | منابع موجود کارفرما، میزان کنترلی که کارفرما تمایل دارد اعمال کند، میزان درگیری مدنظر کارفرما در اجرای پروژه، چگونگی توزیع ریسک، میزان اهمیت هزینه و زمان‌بندی |
| ۶ | درسی | در دسترس بودن پیمانکاران و تأمین‌کنندگان واجد شرایط، قوانین و مقررات به‌ویژه درباره طرح‌های عمرانی، توان مالی کارفرما، زمان در دسترس برای کل پروژه، محدوده کلی و میزان پیچیدگی، امکان طرح و میزان پیچیدگی پروژه، توانمندی سازمان کارفرما در مدیریت پروژه، بودجه و گردش نقدینگی کارفرما، انتظارات کارفرما از طراحی، میزان تمایل کارفرما برای یکپارچه کردن طراحی و ساخت، نیازهای ویژه بهره‌بردار، الزامات کارفرما به لحاظ برنامه اشتغال کارکنان و چگونگی توزیع ریسک |
| ۷ | یونیدو | قیمت پروژه، دوره اتمام پروژه، کیفیت استانداردهای فنی، استانداردهای عملکردی پروژه و استفاده از کالا و نیروی انسانی بومی |
| ۸ | الهمزی | نگرش‌های بازار، نیازهای پیمانکار، نیازهای طراح، گروه‌های مراجعه‌کننده، سازمان‌دهی طرح کارفرما و نظام طراحی و ساخت محلی |
| ۹ | چانگ | زمان، اطمینان از هزینه تکمیل پروژه، انعطاف‌پذیری، سطح کیفیت، پیچیدگی، قیمت تمام شده، مسئولیت و ریسک |
| ۱۰ | لو | زمان، سرعت، انعطاف‌پذیری، هزینه، پیچیدگی، قیمت تمام شده، ریسک همراه و کیفیت |
| ۱۱ | کمیته سیاست‌گذاری مدیریت ساخت | محدودیت‌های کارفرما (بودجه موجود و انعطاف‌پذیری آن، منبع سرمایه‌گذاری، محدودیت نقدینگی، زمان اتمام پروژه و انعطاف‌پذیری آن، تبلیغات لازم، سیمای پروژه، منابع داخلی و اهداف شرکت محدودیت‌های فیزیکی (نوع کار، مهندسی، محدودیت ساختگاه، تکمیل طراحی، محل پروژه و اندازه پروژه) |

جدول ۲-۷ جمع‌بندی معیارهای معرفی شده در منابع مختلف برای انتخاب روش

بهینه انجام پروژه

| ردیف | مرجع | معیارهای مؤثر در انتخاب روش انجام پروژه |
|------|--|--|
| ۱۲ | سازمان برنامه و بودجه | معیارهای مربوط به پروژه (اندازه پروژه، پیچیدگی و همسانی (تکراری بودن))، مجاورت (موقعیت کارفرما)، تصویبات بیرونی (نیاز طرح به ليسانس و ...)، معیارهای کارفرما (تجربه، ارزش و عوامل فرهنگی) |
| ۱۳ | کمیسیون سرمایه‌گذاری و تأمین مالی ایالت جورجیای آمریکا | فاکتورهای وابسته به پروژه شامل تعریف محدوده و پیچیدگی پروژه شامل: هدف طرح و سطح جزئیات، توان و اطلاعات پیمانکار درباره راه‌های طراحی و شیوه‌های ساخت پروژه، داشتن پتانسیل تغییرات در پروژه در مرحله ساخت، برنامه زمان‌بندی، تعریف کیفیت و بازبینی آن، ارتباط قراردادی مطلوب، فاکتورهای بیرونی شامل بودجه‌بندی و چرخه تأمین مالی پروژه، توانایی و تجربه پرسنل داخل سازمان، احتیاج‌های تنظیم قانون و مقررات، فاکتورهای مشارکتی شامل کنترل کارفرما و تخصیص ریسک، توصیه‌ها و تجربیات کارفرما |

مأخذ: جعفر چلبی، همان.

۳-۷ رویکرد شرکت ملی نفت ایران در اجرای پروژه‌های بالادستی

ساختار شرکت ملی نفت ایران در اجرای عملیات بالادستی، شامل سه بخش اصلی است: (۱) فنی (که به آن مهندسی نفت و گاز نیز گفته می‌شود)؛ (۲) مهندسی و ساختمان؛ (۳) عملیات (که به آن تولید نیز گفته می‌شود). بخش فنی تهیه طرح توسعه مخازن و اجرای عملیات حفاری مخازن را به‌عهده دارد. بخش مهندسی و ساختمان اجرای تأسیسات بهره‌برداری لازم از سر چاه به بعد (اصطلاحاً کریسمس تری) را برعهده دارد. بخش عملیات نیز بهره‌برداری و نگهداری از تأسیسات بهره‌برداری را عهده‌دار است. با این مقدمه به رویکرد اجرای پروژه‌ها در این دوره می‌پردازیم:

مدیریت مهندسی و ساختمان ابتدا قراردادی با یک شرکت مشاوره برای طراحی منعقد می‌کند. بر مبنای طراحی انجام شده مشخصات کالاهای لازم برای اجرای پروژه

مشخص می‌شود. کالاهای لازم برای عملیات حفاری را نیز مدیریت فنی تعیین می‌کند. پس از خرید کالاهای لازم، مدیریت مهندسی و ساختمان پیمانکاران لازم برای اجرای تأسیسات بهره‌برداری را انتخاب می‌کند. پیمانکار حفاری نیز بیشتر شرکت ملی حفاری ایران است که زیر نظر مدیریت فنی کار حفاری را انجام می‌دهد. پس از پایان کار، مدیریت عملیات کار راه‌اندازی پروژه و سپس بهره‌برداری از آن را به‌عهده می‌گیرد. بنابراین پروژه‌ها در این دوره با رویکرد تفکیک مهندسی، خرید و اجرا از یکدیگر اجرا شده‌اند. مصاحبه‌های انجام شده در بخش پیوست به‌خوبی این مسئله را نشان می‌دهد.

از سال ۱۳۷۶ به بعد دو تصمیم جدید درباره رویکردهای اجرایی در شرکت نفت گرفته شد. اول استفاده از روش طرح و ساخت برای اجرای پروژه‌هایی که به‌صورت مستقیم شرکت نفت آن را اجرا می‌کند و دیگر به‌کارگیری روش بیع متقابل برای اجرای پروژه‌های بزرگ. بنابراین رویکرد (بیع متقابل) شرکت ملی نفت ایران با یک شرکت نفتی خارجی برای تهیه طرح توسعه، تأمین سرمایه و سپس اجرای پروژه، قرارداد منعقد می‌کند. این شرکت پس از اتمام پروژه میدان را در اختیار شرکت ملی نفت ایران گذارده و دستمزد خود دریافت می‌کند، این دستمزد از محل محصول تولیدی تأمین می‌شود. مبلغ قرارداد مجموع سه عدد مقطوع و تعدیل‌ناپذیر هزینه سرمایه،^۱ هزینه بانکی^۲ و دستمزد^۳ است. جزئیات هر یک از سه رقم به‌شرح ذیل است.

(۱) **هزینه سرمایه‌ای:** تمام هزینه‌هایی که پیمانکار در مرحله توسعه به‌صورت مستقیم برای توسعه میدان در حد استانداردهای تجربه و پذیرفته شده در صنعت نفت جهان متحمل می‌شود هزینه سرمایه‌ای نامیده می‌شود. در روش بیع متقابل برای خریدهای بالای ۱۰۰ هزار دلار و پیمانکاری‌های بالای ۴۰۰ هزار دلار، پیمانکار اصلی مکلف به برگزاری مناقصه است. در عمل بیش از ۹۰ درصد کارها در این گروه می‌گنجد.

مجموع مبالغ قراردادهای دست دوم و خریده‌ها به‌علاوه هزینه مدیریت که پیمانکار در قرارداد اعلام کرده است هزینه سرمایه را تشکیل می‌دهد.

$$CAPEX = Management + \Sigma bids$$

-
1. Capital Cost
 2. Bank Charge
 3. Remuneration Fee

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به وسیله شرکت ملی نفت ... ۱۷۱

مجموع مبالغ مناقصات و هزینه مدیریت در عمل ممکن است کمتر یا بیشتر از مبلغ هزینه سرمایه مندرج در قرارداد باشد. در صورتی که این مبلغ کمتر باشد پیمانکار نسبت به باقی مانده حقی ندارد و در صورتی که بیشتر باشد پرداخت آن به عهده پیمانکار است.

۲) **هزینه بانکی:** همان طور که گفته شد در روش بیع متقابل تأمین سرمایه برعهده پیمانکار است. برای این کار پیمانکار از بانک‌ها یا مؤسسات مالی وام می‌گیرد یا قسمتی از سرمایه را از محل اندوخته‌ها تأمین می‌کند. خواب این سرمایه در مدت اجرای پروژه (عموماً بین ۴۰ تا ۵۰ ماه) هزینه دارد. می‌توان هزینه بانکی را مجموع هزینه تعهد،^۱ هزینه مدیریت،^۲ و هزینه بهره^۳ دانست.

بانک در پرداخت وام با در نظر گرفتن دو رقم اول و بسته به ریسک پروژه، نرخ برای بهره تعیین می‌کند. در تمام قراردادهای ایران کارفرما تعهد می‌کند که هزینه بانکی را با فرض اخذ وام به وسیله پیمانکار با نرخ لیبور^۴ همان به اضافه ۷۵ درصد پردازد. این رقم فرضی است و وام‌هایی که در عمل برای پروژه‌ها اخذ می‌شوند بسته به شرایط ممکن است نرخ بیشتری داشته باشند. در صورتی که نرخ لیبور به اضافه ۰/۷۵ درصد بیشتر از ۵/۵ درصد باشد طبق مقررات بانک مرکزی، مبالغ اضافی قابل جبران نیست. نکته دیگر اینکه کارفرما تعهدی به جبران هزینه‌های بانکی پس از اتمام زمان مقرر برای انجام پروژه در قرارداد (مثلاً ۶۰ ماه) ندارد.

۳) **دستمزد:** این مبلغ حاصل جمع اقلام مختلفی است که عبارت‌اند از:

- نرخ لیبور + ۰/۷۵ درصد فرضی است و ممکن است وام دریافتی نرخ بیش از این داشته باشد. این اختلاف را شرکت‌های نفتی با افزایش دستمزد جبران می‌کنند.
- از آنجایی که شرکت ملی نفت ایران نرخ لیبور بیش از ۵/۵ درصد را نمی‌پردازد، پیمانکار هزینه‌ای برای پوشش این ریسک در دستمزد خود در نظر می‌گیرد.

1. Commitment Fee

2. Management Fee

3. Interest Fee

۴. لیبور (London Inter Bank Offered Rate) نرخ بهره وام بین بانک‌های انگلستان است. چون بانک‌ها به یکدیگر اعتماد دارند این نرخ پایین است، ولی در اعطای وام به دیگران با توجه به مورد درصدی به نرخ لیبور افزوده می‌شود.

- پذیرش ریسک تأخیر^۱ در اتمام پروژه عامل دیگری برای افزایش مبلغ دستمزد است. از آنجا که وام به اعتبار پیمانکار اخذ می‌شود^۲ هزینه‌های بانکی در صورت تأخیر برعهده پیمانکار است.

- مسئله بعدی ریسک بهره‌برداری^۳ است. طبق قرارداد بیع متقابل، بهره‌برداری به‌عهده شرکت نفت ایران است و پیمانکار در این زمینه اختیاری ندارد.

- بحث دیگر ریسک مخزن^۴ است که البته در پارس جنوبی به‌دلیل قطعی بودن حجم مخزن و بهره‌برداری از فازهای قبلی منتفی است.

- ریسک عملکرد^۵ در نهایت دستمزد پیمانکار از محل محصول پروژه است. در صورتی که عملکرد پروژه در سطح پیش‌بینی شده نباشد، بازگشت سرمایه پیمانکار به خطر می‌افتد.

- ریسک افزایش هزینه^۶ در صورت بالا بودن هزینه سرمایه از مبلغ مندرج در قرارداد، شرکت نفت، مبلغ اضافی را نمی‌پردازد که این مسئله نیز باعث افزایش دستمزد می‌شود.

-
1. Completion Risk
 2. Supplier's Credit
 3. Operating Risk
 4. Reservoir Risk
 5. Performance Risk
 6. Cost Overrun Risk

فصل هشتم مطالعه موردی: میدان گازی پارس جنوبی

۸-۱ تاریخچه

همان‌طور که در بند ۱۳-۴-۲-۲ گفته شد، قبل از تشکیل شرکت نفت قطر در سال ۱۹۷۷، دو مشارکت مهم در قطر فعال بودند. یکی از این دو مشارکت، مشارکت شل و آجیپ بود که سه حوزه نفتی بوالحنین، عیدالشرقی و میدان محزان را در آب‌های شرق قطر در اختیار داشت. با این مقدمه به‌مرور اطلاعات منتشره در *دائرةالمعارف بین‌المللی نفت*^۱ در سال‌های مختلف در رابطه با میدان گازی پارس جنوبی پرداخته می‌شود:

در سال ۱۹۷۴ شل در شمال غربی حوزه تحت امتیازش یک میدان گازی کشف کرده است. طبق گزارش‌های تأیید نشده، ذخایر این مخزن برای ساخت یک واحد بزرگ صادرات ال.ان.جی کفایت می‌کند (سال ۱۹۷۶).

مطالعاتی برای ساخت یک واحد صدور ال.ان.جی با ظرفیت مایع‌سازی روزانه ۳۰ میلیون مترمکعب گاز با اتکا به ذخایر میدان گازی شمال غربی - که هنوز حدود آن تعیین نشده است - در قطر در حال انجام است. ذخایر این میدان بین ۱۰ تا ۴۰ تریلیون فوت مکعب برآورد می‌شود (سال ۱۹۷۷).

ذخایر گازی قطر با کشف میدان شمال غربی به ۴۰ تریلیون فوت مکعب افزایش یافت. قطر در تلاش است ۲۰ میلیون مترمکعب در روز گاز به شکل ال.ان.جی به ژاپن بفروشد (سال ۱۹۷۸). احتمال دارد میدان شمال غربی بزرگ‌ترین میدان گازی جهان باشد. حجم ذخایر این میدان ۱۰۰ تریلیون فوت مکعب برآورد می‌شود (سال ۱۹۷۹).

ذخایر میدان گازی شمال غربی بین ۱۰۰ تا ۲۰۰ تریلیون فوت مکعب برآورد

می‌شود. طبق اطلاعات اعلام شده توسط شرکت نفت قطر، بهره‌برداری از این میدان تا سال ۱۹۹۰ شروع نخواهد شد (سال ۱۹۸۱).

مشارکتی از شرکت‌های آلمانی پیشنهادی برای توسعه میدان گنبد شمالی که قبلاً میدان شمال غربی نامیده می‌شد داده است (سال ۱۹۸۲).

قطر در حال بررسی پیشنهادهای شرکت‌های خارجی برای کسب ۱۵ درصد سهم در پروژه ۵ میلیاردی تولید ال.ان.جی برای توسعه میدان گنبد شمالی است. حجم میدان بیش از ۳۰۰ تریلیون فوت مکعب برآورد می‌شود (سال ۱۹۸۳).

مشارکتی از شرکت‌های نفت قطر، شرکت سی.اف.پی فرانسه و شرکت بی.پی، کارخانه‌ای با ظرفیت تولید ۶ میلیون تن در سال، ال.ان.جی برای صادرات می‌سازند. شروع تولید سال ۱۹۹۰ پیش‌بینی می‌شود (سال ۱۹۸۴).

پروژه ۶ میلیارد دلاری ال.ان.جی امسال آغاز می‌شود (سال ۱۹۸۵).

شرکت نفت قطر قراردادی برای توسعه فاز ۱ میدان گنبد شمالی با مشارکت شرکت‌های بکتل و تکنیپ به مبلغ یک میلیارد دلار (تأمین سرمایه برعهده پیمانکاران است) منعقد کرد. برای اجرای پروژه ۶ سکوی دریایی شامل ۲ سکوی حفاری، ۱ سکوی مسکونی، ۱ سکوی تولید، ۱ سکوی پشتیبانی و ۱ سکو برای مشعل لازم است. دو خط لوله، گاز را به ساحل در راس لافان می‌آورند. پالایشگاهی با ظرفیت شیرین‌سازی ۲۰ میلیون مترمکعب گاز در روز برای مصارف داخلی در ام سعید احداث می‌شود (سال ۱۹۸۷).

ابتدا قرار بر تولید ال.ان.جی بود. بعد از کاهش قیمت نفت و کاهش درآمدهای دولت و همچنین افزایش مصرف داخلی این طرح فعلاً منتفی شد (سال ۱۹۸۸).

اخیراً ایران مالکیت حدود ۳۰ درصد از میدان را ادعا کرده است. براساس مطالعات لرزه‌نگاری انجام شده شرکت ملی نفت ایران، حداقل ۱۲/۵ مایل از این میدان در آب‌های ایران است (سال ۱۹۹۰).

حفر ۱۶ حلقه چاه تکمیل شده است. یک لوله ۳۴ اینچ گاز خشک و لوله ۱۲ اینچ میعانات را به ساحل راس لافان انتقال می‌دهند. گاز و میعانات برای فراوری به پالایشگاه ام سعید منتقل می‌شود (سال ۱۹۹۱).

پروژه ۱/۳ میلیارد دلاری توسعه میدان گنبد شمالی افتتاح شد. این پروژه از سال

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۱۷۵

۱۹۸۷ با مشارکت بکتل - تکنیپ شروع شده بود. شرکت نفت قطر مذاکراتی برای صدور گاز به ژاپن را آغاز کرده است (سال ۱۹۹۲).

ادامه فعالیت قطر در این میدان در قالب دو پروژه قطر گاز و راس گاز انجام شده که در بند ۴-۶ اشاره شد. هم‌زمان با این وقایع در قطر، این میدان مدنظر شرکت ملی نفت ایران قرار گرفت.

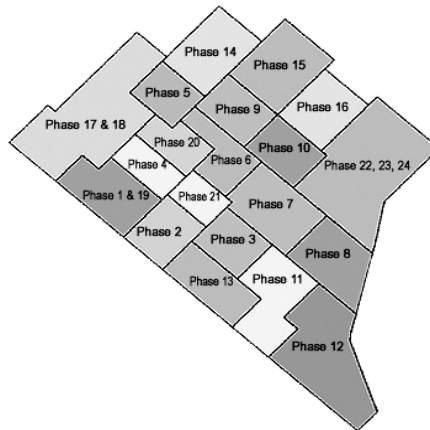
در نقشه‌هایی که قطر از این میدان چاپ و منتشر کرده بود انتهای میدان تا مرز دریایی ایران حدود ۵۰ کیلومتر فاصله داشت. در سال ۱۳۶۶ در اداره اکتشاف شرکت نفت با این حدس که ممکن است گنبد شمالی یک میدان مشترک باشد، بحث اجرای عملیات لرزه‌نگاری در شمال خلیج فارس مطرح شد. در آن زمان قراردادی به مبلغ ۳ میلیون دلار با یک شرکت هلندی به نام دلف برای لرزه‌نگاری در ۳۰۰۰ کیلومتری از مرز آبی ایران در خلیج فارس منعقد گردید. پس از این در دو مرحله، عملیات لرزه‌نگاری در میدان پارس جنوبی را شرکت‌های جیکوپراکلا^۱ و وسترن جیکو^۲ انجام دادند. سرانجام در سال ۱۳۶۸ کشف میدان گازی پارس جنوبی رسماً اعلام شد. پس از کشف میدان، در شرکت نفت فلات قاره مذاکره با پیمانکاران خارجی برای توسعه میدان آغاز شد. در نتیجه این مذاکرات با تشکیل کنسرسیومی متشکل از چهار شرکت سایپم ایتالیا، تی.پی.ال ایتالیا، میتسوبیشی ژاپن و ماشین ایمپورت روسیه موافقت شد. شرکت سایپم به نمایندگی از کنسرسیوم سه حلقه چاه اکتشافی را در مدت ۲۰۰ روز با هزینه ۱۸۵ میلیون دلار برای اولین بار در میدان حفر کرد. بر مبنای اطلاعات به‌دست آمده از چاه‌های اکتشافی، در شرکت نفت فلات قاره با مشارکت شرکت‌های عضو کنسرسیوم، طرحی برای شروع توسعه میدان تهیه شد. بر این مبنای در ۲۵ شهریور سال ۱۳۷۱ (۱۶ سپتامبر ۱۹۹۲) قرارداد توسعه بخشی از میدان به مبلغ ۱،۷۱۰،۰۰۰،۰۰۰ دلار و ۲۶ میلیارد ریال به امضا رسید. موضوع قرارداد، حفر ۱۸ حلقه چاه، ساخت ۶ سکوی دریایی، ۲۲۰ کیلومتر لوله زیردریایی، پالایشگاه گازی در عسلویه و تأسیسات یوتیلیتی در مجاورت آن بود. هدف این قرارداد هم تولید روزانه ۲۵ میلیون مترمکعب گاز شیرین و تا ۵۰ هزار بشکه در روز میعانات گازی بود. هزینه قرارداد را شرکت‌های فوق از طریق بانک‌های اروپایی و ژاپن تأمین و از محل

1. Geco-pracla
2. Western Geco

فروش مایعات گازی تولیدی از همین میدان بازپرداخت می‌کنند.^۱ این قرارداد در اسفند ۱۳۷۲ (مارس ۱۹۹۴) به دلایل نامعلومی فسخ شد.

در سال ۱۳۷۳ شرکت مهندسی و توسعه نفت (متن) برای توسعه پارس جنوبی تأسیس شد. در سال ۱۳۷۴ طراحی پایه را مهندسین مشاور اویک/ جان براون^۲ آغاز کردند. تا سال ۱۳۷۶ شرکت متن برای اجرای پروژه به برخی از خریدها و برگزاری مناقصه برای انتخاب پیمانکاران اقدام نمود و در خرداد ماه سال ۱۳۷۷ شرکت نفت و گاز پارس - شرکت مجری توسعه میدان پارس جنوبی - تأسیس و جایگزین شرکت متن شد.

بنابر آخرین اطلاعات، مساحت میدان در بخش ایرانی آن ۳۷۰۰ کیلومترمربع با حجم ذخایر ۱۴ تریلیون مترمکعب گاز به همراه ۱۸ میلیارد بشکه میعانات، معادل ۸ درصد ذخایر گازی در جهان و ۴۰ درصد ذخایر ایران است.



شکل ۸-۱ چینش بلوک‌های مختلف در بخش ایرانی میدان پارس جنوبی

۸-۲ فاز ۱

۸-۲-۱ اهداف طرح و شرح کار

- محصولات: ۲۵ میلیون مترمکعب گاز تصفیه شده در روز برای مصرف داخلی، ۴۰

۱. روزنامه جمهوری اسلامی، ۱۳۷۱/۶/۲۵.

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۱۷۷

- هزار بشکه در روز میعان‌ات گازی برای صادرات، ۲۰۰ تن گوگرد در روز.
- **تأسیسات دریایی:** دو سکوی سرچاهی برای تولید از ۱۲ حلقه چاه، سکوی فراوری مقدماتی، سکوی مسکونی با امکانات اقامت ۹۳ نفر، یک خط لوله ۳۲ اینچ به طول ۱۰۵ کیلومتر و یک خط لوله ۱۸ اینچ به طول ۵ کیلومتر.
- **تأسیسات ساحلی:** یک پالایشگاه با دو واحد شیرین‌سازی، تأسیسات جانبی، ۴ مخزن ذخیره هریک به ظرفیت ۴۰ هزار مترمکعب.

۲-۸-۲ شکل‌گیری قرارداد

اجرای این فاز را ابتدا شرکت مهندسی و توسعه نفت (متن) - شرکت مجری پروژه‌های نفتی شرکت ملی نفت ایران - در سال ۱۳۷۳ آغاز کرد. در سال ۱۳۷۴ مشارکت اویک/جان براون طراحی پایه را آغاز نمود. شرکت متن تا سال ۱۳۷۶ برخی از قراردادهای منعقد و بعضی از تجهیزات را خریداری کرد. در ۲۹ بهمن ۱۳۷۶ (۱۸ فوریه ۱۹۹۸) شرکت متن براساس مصوبات شورای اقتصاد و هیئت‌مدیره شرکت ملی نفت ایران، اجرای پروژه فاز ۱ پارس جنوبی را در قراردادی به شکل بیع متقابل به شرکت پتروپارس^۱ واگذار کرد. ارجاع کار به روش مذاکره‌ای و ترک تشریفات مناقصه بود.^۲

۱. شرکت پتروپارس را شرکت سرمایه‌گذاری نفت و پیرو مصوبه مورخ ۱۳۷۶/۱۱/۵ شورای اقتصاد برای واگذاری اجرای طرح توسعه فاز ۱ پارس جنوبی به یک شرکت پیمانکار عمومی با سرمایه ایرانی و به روش بیع متقابل، در تاریخ ۱۳۷۶/۱۱/۷ (۲۷ ژانویه ۱۹۹۸) به ثبت رساند. در سال ۱۳۷۷ سهام آن به صندوق بازنشستگی صنعت نفت با ۶۰ درصد سهام و صندوق بازنشستگی آینده‌ساز متعلق به کارکنان سازمان گسترش و نوسازی صنایع ایران با ۴۰ درصد سهام واگذار شد. از تاریخ ۱۳۸۱/۷/۲۷ تمام سهام پتروپارس از طریق شرکت نیکو در اختیار شرکت ملی نفت ایران قرار گرفت.

۲. هیئت وزیران در جلسه مورخ ۱۳۷۶/۱۱/۵ بنا به پیشنهاد شماره ۳۷۵۰ - ۱۷/۸ مورخ ۱۳۷۶/۱۰/۲۰ وزارت نفت و به استناد بند «ح» تبصره «۲۹» قانون بودجه سال ۱۳۷۶ کل کشور، تصویب کرد: «قرارداد انجام عملیات مرحله اول طرح توسعه میدان گازی پارس جنوبی، از موارد مستثنا از انجام مناقصه موضوع بند یاد شده تعیین می‌شود». حسن حبیبی، معاون اول رئیس‌جمهور.

در همین تاریخ شورای اقتصاد طی مصوبه شماره ۳۴/۲/۱۲۲ با انعقاد قرارداد فاز ۱ در قالب بیع متقابل با شرکت پتروپارس با هزینه سرمایه ۷۸۰ میلیون دلار و بازپرداخت آن از محل تولیدات نفت خام میدان‌های سیری آ و ای موافقت کرد.

مدتی بعد در اوایل سال ۱۳۷۷ شرکت نفت و گاز پارس، برای اجرای پروژه‌های پارس جنوبی تأسیس شد.^۱ در نتیجه، قرارداد از شرکت متن به شرکت نفت و گاز پارس منتقل و این شرکت کارفرمای پروژه فاز ۱ و فازهای بعدی شد.

۳-۲-۸ مشخصات قرارداد

قرارداد این فاز به روش بیع متقابل منعقد شده و شرکت پتروپارس متعهد به تأمین هزینه‌ها بوده است. همان‌طور که قبلاً گفته شد در روش بیع متقابل در قرارداد، موافقت‌نامه فروش محصول پروژه به پیمانکار نیز تنظیم می‌شود. با وجود این در قرارداد فاز ۱، موافقت‌نامه فروش نفت میدان‌های سیری آ و ای در قرارداد تنظیم شده است. هزینه سرمایه‌ای ۷۳۰ میلیون دلار، هزینه بانکی ۸۰ میلیون دلار و دستمزد در این قرارداد ۱۳۰ میلیون دلار تعیین شد. هنگام انعقاد قرارداد با شرکت پتروپارس در ۲۹ بهمن ۱۳۷۶ مدت لازم برای اجرای قرارداد، ۴۶ ماه و دوره بازپرداخت سرمایه‌گذاری در این قرارداد ۷ سال تعیین شد.

جدول ۱-۸ مشخصات قرارداد فاز ۱

| ۲۹ بهمن ۱۳۷۶ | | | | تاریخ عقد قرارداد |
|--------------|--------|-------------|-----------------|-------------------------------|
| جمع | دستمزد | هزینه بانکی | هزینه سرمایه‌ای | |
| ۹۴۰ | ۱۳۰ | ۸۰ | ۷۳۰ | مبلغ قرارداد (میلیون دلار) |
| ۹۹۰ | ۱۳۰ | ۸۰ | ۷۸۰ | مبلغ تحقق‌یافته (میلیون دلار) |
| ۴۶ ماه | | | | مدت قرارداد |
| ۶۰ ماه | | | | مدت تحقق‌یافته |

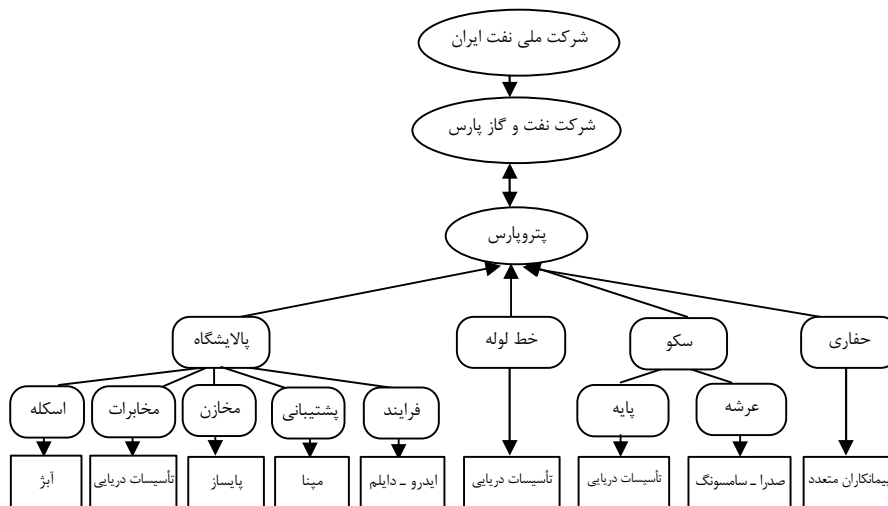
۴-۲-۸ اجرای قرارداد

اصولاً باید شرکت پتروپارس ابتدا با اخذ وام، منابع لازم برای اجرای این پروژه را فراهم

۱. بنابر ماده (۴) اساسنامه مصوب ۱۳۷۷/۳/۵ موضوع شرکت نفت و گاز پارس چنین است: «انجام مأموریت‌ها و اجرای قراردادها در زمینه اکتشاف، توسعه، تولید نفت خام و گاز طبیعی و فراورش و همچنین حمل و انتقال نفت خام و فراورده‌های نفتی به مخازن و بنادر مربوطه و بارگیری در محدوده جغرافیایی پارس جنوبی و شمالی و وظایف دیگری که مجمع عمومی تصویب نماید».

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۱۷۹

و سپس از محل تولیدات میدان سیری، اصل سرمایه و دستمزد خود را دریافت می‌کرد. در همین راستا شرکت پتروپارس در آغاز برای تأمین سرمایه، قراردادی برای اخذ وام با یک بانک فرانسوی^۱ منعقد کرد. اما مدتی بعد شرکت نفت تصمیم گرفت که به‌جای این روش، به‌صورت مستقیم منابع ارزی حاصل از فروش نفت سیری صرف اجرای پروژه فاز ۱ شود. به این دلیل وام اخذ شده از بانک فرانسوی تصفیه شد و از طریق شرکت نیکو منابع مالی حاصل از فروش نفت میدان سیری در اختیار شرکت پتروپارس قرار گرفت.



نمودار ۱-۸ ساختار قرارداد فاز ۱

«بدین‌منظور مبلغ ۷۹۱،۴۶۲،۲۲۶ دلار از محل فروش نفت خام میدان مذکور (طبق نامه شماره ش ب ن ۲۵۲/ - ۸۱ مورخ ۱۳۸۱/۳/۱۲ رئیس هیئت‌مدیره و مدیرعامل شرکت نیکو به‌عنوان رئیس هیئت‌مدیره و مدیرعامل شرکت پتروپارس) پرداخت شد که از این مبلغ ۷۸۰ میلیون دلار بابت پروژه فاز ۱ پرداخت گردید».^۲

در اجرای این فاز دو مشارکت عمده و مهم تشکیل شده است. یکی در بخش دریا

1. Credit Agricole Indosous

۲. گزارش تحقیق و تفحص مجلس از وزارت نفت، خبرگزاری فارس، ۱۳۸۵/۹/۲۹.

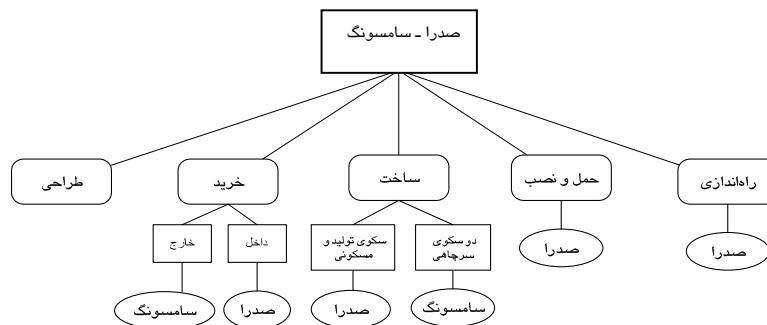
بین صدرا و سامسونگ و دیگری بین ایدرو و دایلم در ساحل. قراردادی نیز برای استفاده از خدمات مدیریت با شرکت کورنر در ۱۷ ژانویه ۲۰۰۰ به وسیله شرکت پتروپارس منعقد شد.

۸-۲-۴-۱ مشارکت صدرا - سامسونگ

جدول ۸-۲ مشخصات قرارداد صدرا - سامسونگ

| ردیف | عنوان | مبلغ قرارداد |
|------|-------------|--|
| | | ۱۹۹۸۰۰۰۰۰ دلار |
| ۱ | مدت قرارداد | ۲۷ ماه |
| ۲ | تاریخ شروع | ۱۹ ژانویه ۲۰۰۰ |
| ۳ | شرح قرارداد | طراحی ساخت حمل نصب و راه اندازی عرشه‌ها برای: - دو سکوی سرچاهی - سکوی تولید - سکوی مسکونی |

این قرارداد در ۱۸ جولای ۱۹۹۹ بین شرکت پتروپارس و مشارکت صدرا و سامسونگ منعقد شد. شرح کار مشارکت صدرا - سامسونگ به این شرح بوده است: ابتدا تأیید طراحی پایه، سپس طراحی تفصیلی، ساخت، نصب و راه اندازی عرشه‌ها برای چهار سکو.



نمودار ۸-۲ ساختار داخلی برای توزیع تعهدات بین صدرا - سامسونگ

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۱۸۱

در فاز ۱ برخلاف دیگر فازها یک سکوی مسکونی و یک سکوی تولید جداگانه پیش‌بینی شده است. در فازهای دیگر سکوی مسکونی وجود ندارد و عملیات فراوری مقدماتی هم در سکوهای حفاری انجام می‌شود. مجموعه عرشه چهار سکو ۱۳ هزار تن وزن داشته و عرشه سکوی تولید به تنهایی ۷ هزار تن است. دو سکوی سرچاهی کوچک‌تر از دو سکوی دیگر هستند.

سکوهای سرچاهی در بندر کوژ، سکوی تولید در بوشهر و سکوی مسکونی در بندرعباس ساخته شدند. حمل و نصب سکوها را شرکت صف^۱ - پیمانکار صدرا - انجام داده است. چگونگی تقسیم کار در مشارکت در نمودار ۲-۸ و درصد مشارکت در جدول ۳-۸ آمده است.

جدول ۳-۸ نحوه مشارکت صدرا - سامسونگ

(درصد)

| ردیف | شرکت | صدرا | سامسونگ |
|------|------------|------|---------|
| ۱ | مهندسی | ۵۰ | ۵۰ |
| ۲ | ساخت | ۸۲ | ۱۲ |
| ۳ | خرید | ۳۵ | ۶۵ |
| ۴ | حمل و نصب | ۱۰۰ | ۰ |
| ۵ | راه‌اندازی | ۱۰۰ | ۰ |
| ۶ | کل پروژه | ۵۳ | ۴۷ |

۲-۴-۲-۸ مشارکت ایدرو و دایلم

این قرارداد در تاریخ ۱۳۷۸/۴/۲۷ به ارزش ۲۸۷ میلیون دلار منعقد و گشایش اعتبار آن در تاریخ ۱۳۷۸/۱۰/۱۰ انجام شد. محدوده این قرارداد بخش فرایند پالایشگاه بوده است. طراحی و خرید در این قرارداد برعهده شرکت دایلم و اجرای کار، برعهده شرکت ایدرو بوده است. در تاریخ ۳۰ آبان ۱۳۸۳ با حضور رئیس‌جمهور طرح توسعه فاز ۱ پارس جنوبی افتتاح شد.

۱. ۲۷ درصد سهام شرکت صف متعلق به صدراست.

۸-۳ فازهای (۲ و ۳)

۸-۳-۱ اهداف طرح و شرح کار

- محصولات: روزانه ۵۰ میلیون مترمکعب گاز تصفیه شده برای مصرف داخلی، ۸۰ هزار بشکه در روز میعانات گازی برای صادرات، ۴۰۰ تن گوگرد در روز.
- تأسیسات فراساحلی: دو حلقه چاه توصیفی و بیست حلقه چاه توسعه‌ای، دو سکوی سرچاهی، دو خط لوله هریک به طول ۱۱۰ کیلومتر.
- تأسیسات ساحلی: پالایشگاه با چهار واحد شیرین‌سازی، تأسیسات جانبی و مخازن ذخیره میعانات.

۸-۳-۲ انعقاد قرارداد

بنابر مصوبه مورخ ۱۳۷۶/۷/۹ هیئت وزیران قرارداد توسعه این دو فاز با ترک تشریفات مناقصه^۱ در ۶ مهر ماه ۱۳۷۶ (۲۸ سپتامبر ۱۹۹۷) بین شرکت ملی نفت ایران و شرکت توتال پارس جنوبی^۲ امضا شد.

در این قرارداد شرکت‌های پتروناس از مالزی و شرکت گازپروم از روسیه - شرکای غیراوپراتور - شرکت توتال را همراهی می‌کردند.

۸-۳-۳ مشخصات قرارداد

اوپراتور این مشارکت شرکت توتال و مبلغ اولیه قرارداد، برای هزینه‌های سرمایه‌ای حداکثر ۲۰۱۲ میلیون دلار، هزینه بانکی ۸۰۷ میلیون دلار (با فرض پرداخت بهره با نرخ لیبور ۵/۵ درصد) و دستمزد مقطوع ۱۴۰۰ میلیون دلار بود.

طبق قرارداد هزینه سرمایه به‌علاوه هزینه بانکی در ۷ سال از زمان اولین تولید در اقساط مساوی ماهیانه پرداخت می‌شود. دستمزد ۱۴۰۰ میلیون دلاری هم در ۵/۵ سال

۱. هیئت وزیران در جلسه مورخ ۱۳۷۶/۷/۹ بنابه پیشنهاد شماره ۲۴۴۲ - ۱۷/۸ مورخ ۱۳۷۶/۷/۹ وزارت نفت و به استناد بند «ح» تبصره «۲۹» قانون بودجه سال ۱۳۷۶ کل کشور، تصویب نمود: «قرارداد توسعه مراحل ۲ و ۳ میدان گازی پارس جنوبی، از موارد مستثنا از انجام مناقصه موضوع بند یاد شده تعیین می‌شود». حسن حبیبی، معاون اول رئیس‌جمهور.

۲. Total South Pars شرکتی است که در فرانسه تأسیس شده و از شرکت‌های فرعی توتال است. بنابر پیوست C قرارداد، شرکت توتال به‌عنوان شرکت مادر، تعهدات شرکت توتال پارس جنوبی در این قرارداد را تضمین کرده است. شعبه ایرانی شرکت توتال پارس جنوبی در ۱۳/۳/۱۳۷۷ در اداره ثبت شرکت‌ها به شماره ۳۲/۵۹۶۴ به ثبت رسیده است.

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۱۸۳

بدین‌صورت پرداخت می‌شود: سال اول ۳۰۰ میلیون دلار، سال دوم ۳۰۰ میلیون دلار، سال سوم ۳۰۰ میلیون دلار، سال چهارم ۲۰۰ میلیون دلار، سال پنجم ۱۵۰ میلیون دلار و در ۶ ماه آخر نیز ۱۵۰ میلیون دلار.

مبلغ دستمزد ثابت است، مگر اینکه کمیته مدیریت و شرکت نفت بر تغییر شرح کار در قرارداد به شکلی که هزینه سرمایه‌ای پیش‌بینی شده در برنامه کلان توسعه بیش از ۱۰ درصد تغییر کند، توافق کنند. در این صورت متناسب با کاهش یا افزایش هزینه سرمایه، دستمزد تغییر می‌کند.

بنابر ماده (۲۴) این قرارداد میزان ساخت داخل ۳۰ درصد تعیین شده است.

بنابر ماده (۳۰) قانون حاکم بر قرارداد، قانون ایران است.

در موافقت‌نامه فروش محصول ضمن قرارداد، پیش‌بینی شده که در صورت عدم تکافوی محصول این فازها، پیمانکار از محل محصول میدان‌های سیری آ و ای - که خود توسعه آنها را به‌عهده داشته است - کسری هزینه‌ها را جبران کند.

جدول ۴-۸ مشخصات قرارداد فازهای (۲ و ۳)

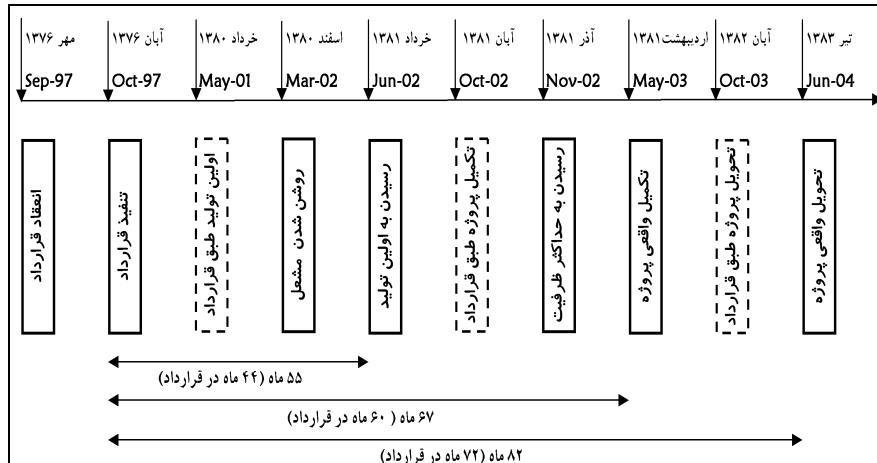
| ردیف | عنوان | تاریخ عقد قرارداد | | |
|------|-------------------------------|-------------------|-------------|------------|
| | | هزینه سرمایه‌ای | هزینه بانکی | دستمزد جمع |
| ۱ | مبلغ قرارداد (میلیون دلار) | ۲۰۱۲ | ۸۰۷ | ۴۲۱۹ |
| ۲ | مبلغ تحقق‌یافته (میلیون دلار) | ۱۹۷۵ | ۴۹۶ | ۳۸۹۳ |
| ۳ | مدت قرارداد | ۷۲ ماه | | |
| ۴ | مدت تحقق‌یافته | ۸۲ ماه | | |

بنابر بند ۲-۱۸ قرارداد، مدت اجرای پروژه ۷۲ ماه است. برای فاز ۲، زمان اولین تولید ۴۴ ماه و برای فاز ۳، ۴۷ ماه از زمان تنفیذ قرارداد است. مدت بازپرداخت اصل و فرع سرمایه و دستمزد توافق شده ۵ سال از شروع تولید، قابل تمدید حداکثر تا ۷ سال از زمان اولین تولید است. زمان اولین تولید در قرارداد چنین تعریف شده است: اولین روز ماهی که در ماه قبل از آن، تولید به ۲۵۰ میلیون فوت مکعب (۲۱/۲۵) میلیون مترمکعب) در روز برای مدت ۲۱ روز از ۲۸ روز رسیده باشد.

۸-۳-۴ اجرای قرارداد

۸-۳-۴-۱ زمان بندی

در ۷ اکتبر ۱۹۹۷، قرارداد تنفیذ شد. در ۱۱ مارس ۲۰۰۲، اولین واحد وارد شبکه شد (اولین مشعل روشن گردید). ژوئن ۲۰۰۲ تاریخ اولین تولید از فاز ۲ است. بنابراین ۵۵ ماه بعد از تنفیذ قرارداد اولین تولید شروع شده که ۱۱ ماه دیرتر از زمان مصرح در قرارداد است. در سپتامبر ۲۰۰۲ هر چهار واحد پالایشگاه وارد شبکه شدند. در نوامبر ۲۰۰۲ پالایشگاه به ظرفیت نهایی تولید رسید. در می ۲۰۰۳ عملیات حفاری (بخش پایانی پروژه) تکمیل شد. بنابر زمان بندی قرارداد، زمان تکمیل پروژه اکتبر ۲۰۰۲ بود و ۶ ماه در اتمام عملیات اجرایی تأخیر وجود داشت. از اکتبر ۱۹۹۷ تاریخ تنفیذ قرارداد تا ژوئن ۲۰۰۴ (اتمام کار) ۸۲ ماه طول کشیده که ۱۰ ماه از زمان پیش بینی شده در قرارداد بود. بعد از ژوئن ۲۰۰۴ به دلیل عدم آمادگی شرکت ملی گاز برای بهره برداری، شرکت توتال با عنوان قرارداد خدمات فنی^۱ کار بهره برداری را ادامه داده است. در تاریخ ۱۳۸۱/۱۱/۲۶ پروژه را رسماً افتتاح شد.

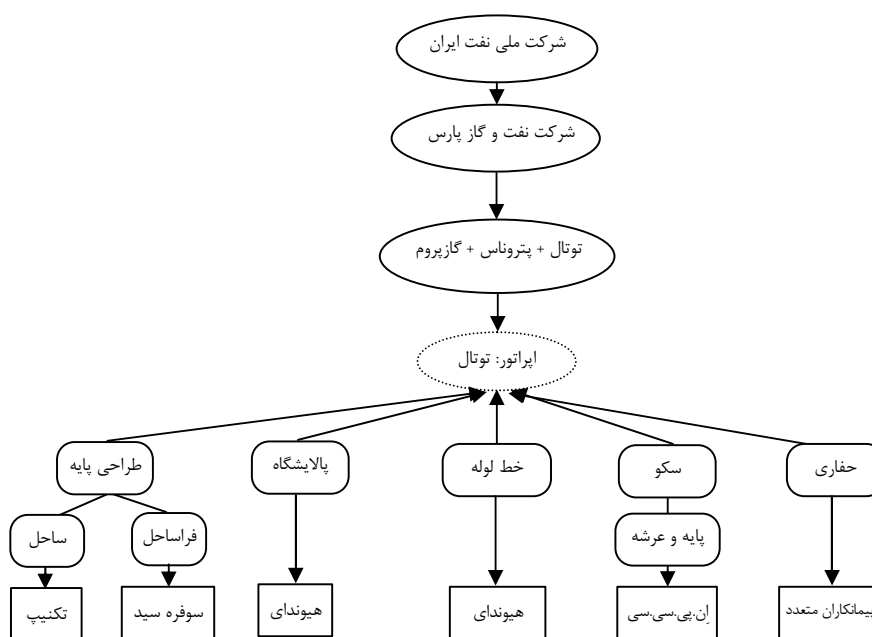


نمودار ۸-۳ زمان بندی اجرای مراحل مختلف توسعه فازهای (۲ و ۳)

1. Technical Services Agreement (TSA)

۲-۴-۳-۸ قراردادهای

برای حفر دو چاه ارزیابی حدود ۱۲ قرارداد و برای حفر ۲۴ چاه توسعه‌ای حدود ۳۰ قرارداد منعقد شده است. برای اجرای چاه‌های توسعه‌ای از دو دکل ساگدریل یک و دو استفاده شده است.



نمودار ۴-۸ ساختار قرارداد فازهای (۲ و ۳)

در بخش پالایشگاه به غیر از خرید اقلام با دوره ساخت، بیشتر کار در یک قرارداد به شرکت هیوندای واگذار شد. لوله‌های ۳۲ اینچ برای کف دریا مستقیماً خریداری و نصب آنها به شرکت هیوندای داده شده است. در قسمت سکوها، پس از طراحی‌ها، کل کار به شرکت ان.بی.سی.سی داده شد. در مجموع برای ساخت پالایشگاه، خطوط لوله و سکوها حدود ۳۰ قرارداد خرید و پیمانکاری منعقد شده است. در مناقصه ساخت سکوها شرکت تأسیسات دریایی ایران همراه با یک شریک خارجی نیز حضور داشته‌اند که موفق به عقد قرارداد نمی‌شوند. هیوندای ۲۵ میلیون دلار از قرارداد ۱۰۵ میلیون دلاری خط لوله را در قالب قرارداد اندود به شرکت تأسیسات دریایی ایران داد.

۸-۳-۴-۳ هزینه‌ها

• هزینه سرمایه‌ای: هزینه‌ها در این طرح در نهایت به ۱۹۷۵ میلیون دلار رسید.

جدول ۸-۵ هزینه سرمایه به تفکیک قسمت‌های مختلف پروژه

(میلیون دلار)

| ردیف | شرح خدمات | هزینه |
|------|-----------------|-------------|
| ۱ | پالایشگاه | ۱۰۸۴ |
| ۲ | خط لوله و سکوها | ۳۶۱ |
| ۳ | حفاری | ۳۰۰ |
| ۴ | راه‌اندازی | ۷۳ |
| ۵ | مدیریت | ۱۵۷ |
| | جمع | ۱۹۷۵ |

• **هزینه‌های غیرسرمایه‌ای:** سقف هزینه‌های غیرسرمایه‌ای با توجه به ماده (۲-۲) قرارداد ۱۰ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای است. در عمل این هزینه‌ها به ۲۳۰ میلیون دلار می‌رسد. ۱۰۰ میلیون دلار از ردیف بودجه ۲۰۰ میلیون دلاری غیرسرمایه‌ای به ساخت تأسیسات مشترک^۱ بین فازهای مختلف اختصاص یافته است. تأسیسات مشترک شامل آبگیر، فرودگاه و خط لوله ساحلی بوده است.

• **دستمزد مقطوع:** بابت ۳۰ میلیون دلار اضافه شدن به هزینه غیرسرمایه‌ای، ۲۲ میلیون دلار به دستمزد مقطوع افزوده شده است. بنابراین دستمزد مقطوع ۱۴۲۲ میلیون دلار است.

• **هزینه بهره‌برداری:**^۲ از تاریخ اولین تولید تا تحویل پروژه در مدت ۲۷ ماه، ۲۲۰ میلیون دلار هزینه شده است (البته مقداری از این هزینه، اقلام دیگری مانند هزینه‌های آموزش و لوازم یدکی است که برای جلوگیری از تجاوز هزینه‌های غیرسرمایه‌ای از سقف ۱۰ درصد به این ردیف اضافه شده است).

• **هزینه‌های بانکی:** در هنگام عقد قرارداد، مبلغ ۸۰۷ میلیون دلار برای هزینه‌های بانکی با فرض نرخ بهره معادل ۵/۵ درصد محاسبه شده بود. از آنجایی که در دوره

1. Common Facilities

2. Operating Cost

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۱۸۷

بازپرداخت، نرخ لیبور به‌شدت کاهش یافت و تا ارقامی کمتر از ۳ درصد رسید، در عمل هزینه‌های بانکی به حدود ۵۰۰ میلیون دلار کاهش یافت.

از آنجایی که کل هزینه پروژه (با در نظر گرفتن هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و هزینه‌های بهره‌برداری) از سقف ۴۲۱۹ میلیون دلار مصوب شورای اقتصاد تجاوز کرده است، مصوبه دیگری برای ۲۰۰ میلیون دلار اضافی از شورای اقتصاد اخذ شده است.^۱ طبق مصوبه، این مبلغ از محل بودجه‌های داخلی شرکت نفت پرداخت می‌شود.

● **بازپرداخت هزینه‌ها:** در طول هر ماه چندین محموله میعان‌ات گازی را معاونت بین‌الملل شرکت نفت به فروش می‌رساند. از فروش هر ماه به‌ترتیب این مبالغ کسر می‌شود؛ دستمزد پیمانکار، هزینه بهره‌برداری، هزینه سرمایه‌ای، هزینه غیرسرمایه‌ای و بهره بانکی. این ترتیب بستگی به قرارداد دارد، ولی به‌طور کلی پیمانکار تمایل دارد که همیشه ابتدا مبالغی را که به آنها بهره تعلق نمی‌گیرد مانند هزینه بهره‌برداری و دستمزد را برداشت کند. قبل از افزایش قیمت نفت، در چند مورد، فروش تنها برای بازپرداخت هزینه‌های بهره‌برداری کفایت کرد و برای پرداخت دستمزد پیمانکار، از طریق منابع شرکت نیکو اقدام شد. از مبلغ حاصل از فروش هر ماه به نسبت ۴۰، ۳۰، ۳۰ به حساب شرکت‌های توتال، گازپروم و پتروناس واریز می‌شود.

۴-۸ فازهای (۴ و ۵)

۱-۴-۸ اهداف طرح و شرح کار

● **محصولات:** روزانه ۵۰ میلیون مترمکعب گاز طبیعی برای مصارف داخلی، سالیانه حدود ۱/۰۵ میلیون تن گاز مایع (ال.پی.جی) برای صادرات، روزانه ۸۰ هزار بشکه میعان‌ات گازی برای صادرات، ۴۰۰ تن گوگرد در روز برای صادرات، سالیانه ۱ میلیون تن گاز اتان برای خوراک واحدهای پتروشیمی.

● **تأسیسات فراساحلی:** دو سکوی حفاری با ۲۴ حلقه چاه، دو خط لوله ۳۲ اینچ به طول ۱۰۵ کیلومتر.

● **تأسیسات ساحلی:** پالایشگاه با ۴ واحد شیرین‌سازی، تأسیسات جانبی، ۴ مخزن

۱. مصوبه شماره ۳۴/۱۸۸۴۶۸، مورخ ۱۳۸۱/۱۰/۱۵ شورای اقتصاد.

ذخیره میعانات هریک به ظرفیت ۶۰ هزار مترمکعب، ۲ مخزن پروپان هریک به ظرفیت ۴۵ هزار مترمکعب، ۲ مخزن بوتان هریک به ظرفیت ۳۵ هزار مترمکعب، لوله ۵۶ اینچ به طول ۷۵ کیلومتر به مقصد کنگان.

۲-۴-۸ انعقاد قرارداد

طرح توسعه فازهای (۴ و ۵) به همراه ۴۳ پروژه نفت و گاز دیگر در تیر ماه سال ۱۳۷۷ در سمینار لندن در معرض مناقصه بین‌المللی قرار گرفت و از شرکت‌های بین‌المللی دعوت شد تا در قالب بیع متقابل در آن سرمایه‌گذاری کنند. در تاریخ ۱۳۷۸/۱۲/۲۴ شورای اقتصاد اجرای این طرح را با پیش‌بینی ۴ میلیارد و ۵۲۵ میلیون دلار سقف تعهدات به تصویب رساند. قرارداد اجرای فازهای (۴ و ۵) در ۵ مرداد ماه ۱۳۷۹ (۲۷ جولای سال ۲۰۰۰) به مشارکت دو شرکت اِنی و پتروپارس واگذار شد.

«قرارداد توسعه مراحل ۴ و ۵ میدان گازی پارس جنوبی به ارزش ۳ میلیارد و ۸۲۲ میلیون دلار واقع در خلیج فارس با حضور مهندس بیژن زنگنه، وزیر نفت، مدیرعامل شرکت اِنی، ویتوریو مینکاتو و عضو هیئت‌مدیره شرکت پتروپارس، اکبر ترکان، پنجشنبه شب، در محل باشگاه نفت در تهران به امضا رسید». (خبرگزاری/ایسنا، ۱۳۷۹/۵/۷)

در ۱۳۷۹/۵/۱۵ این قرارداد به تصویب هیئت‌مدیره شرکت ملی نفت رسید و نافذ شد. حدود یک سال بعد در ۱۳۸۰/۹/۲۷ با تصویب هیئت‌مدیره شرکت نفت، شرکت پتروپارس ۵۰ درصد از سهم خود را به شرکت نیکو واگذار کرد.

۳-۴-۸ مشخصات قرارداد

قرارداد با شرکت آجیپ ایران - تأسیس شده مطابق قوانین هلند - امضا شده است. شرکت آجیپ اینترنشنال شرکت مادر، تعهدات شرکت آجیپ ایران در این قرارداد را تضمین کرده است. تحول مهم در قرارداد فازهای (۴ و ۵) انعقاد موافقت‌نامه فروش محصول همین فازها بین شرکت نفت و شرکت آجیپ است. بنابراین در این قرارداد همانند قرارداد فازهای (۱، ۲ و ۳) بخشی از محصول میدان‌های دیگر مانند سیری نیست، علاوه‌بر این، به غیر از میعانات، فروش ال.پی.جی نیز منبعی برای بازپرداخت سرمایه‌گذاری پیمانکار محسوب شده است.

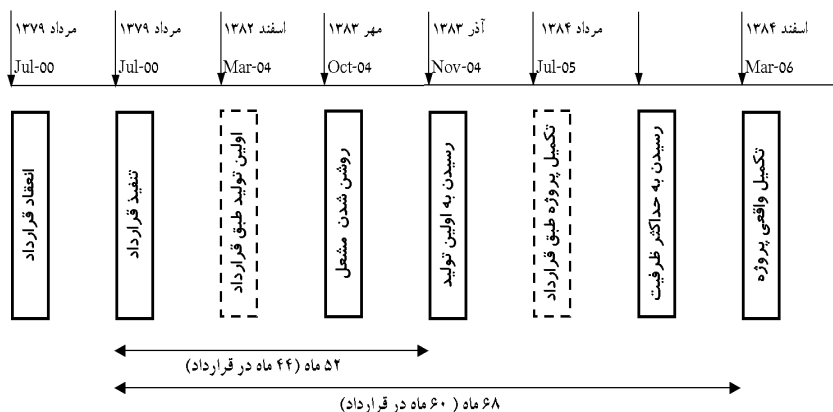
جدول ۸-۶ مشخصات قرارداد فازهای (۴ و ۵)

| ۶ مرداد ۱۳۷۹ | | | | تاریخ عقد قرارداد |
|-------------------------------|-----------------|-------------|--------|-------------------|
| عنوان | هزینه سرمایه‌ای | هزینه بانکی | دستمزد | جمع |
| مبلغ قرارداد (میلیون دلار) | ۱۹۲۸ | ۹۲۵ | ۱۰۷۴ | ۳۹۲۷ |
| مبلغ تحقق‌یافته (میلیون دلار) | ۲۴۶۱ | ۵۰۰ | ۱۰۷۴ | ۳۸۷۳ |
| مدت قرارداد | ۷۲ ماه | | | |
| مدت تحقق‌یافته | ۸۲ ماه | | | |

۸-۴-۴ اجرای قرارداد

۸-۴-۴-۱ زمان‌بندی

نوامبر ۲۰۰۴ تاریخ اولین تولید از فاز ۴ است. بنابراین ۵۱ ماه بعد از تنفيذ قرارداد، اولین تولید رخ داده است که ۷ ماه دیرتر از زمان مصرح در قرارداد است. در ماه مارس سال ۲۰۰۶ عملیات حفاری یعنی بخش پایانی پروژه تکمیل شد. بنابر زمان‌بندی قرارداد، زمان تکمیل پروژه جولای ۲۰۰۵ بود. بنابراین ۸ ماه در اتمام عملیات اجرایی تأخیر وجود دارد.



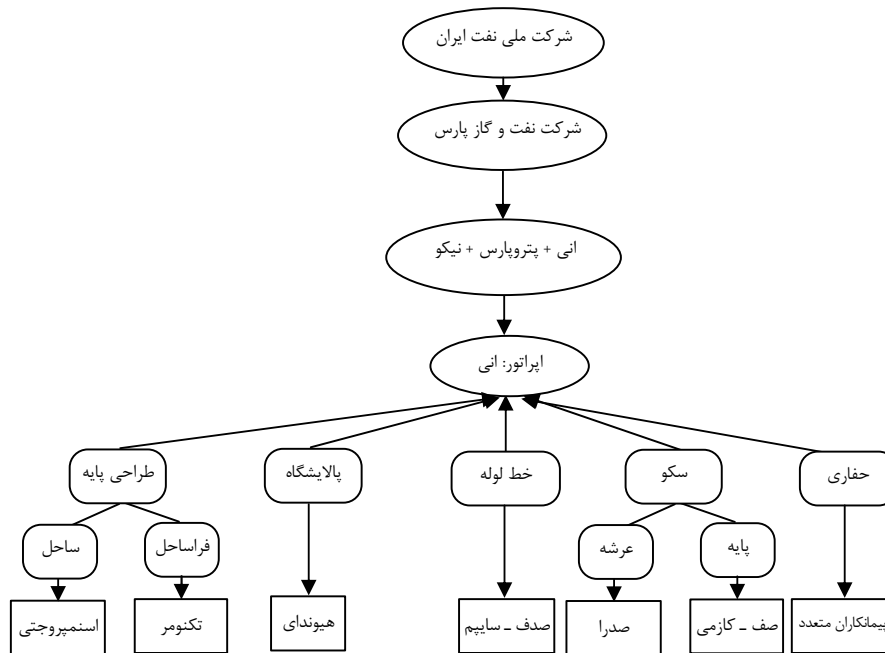
نمودار ۸-۵ زمان‌بندی اجرای مراحل مختلف توسعه فازهای (۴ و ۵)

از آگوست ۲۰۰۰ (تاریخ تنفيذ قرارداد) تا می ۲۰۰۷ که کار به اتمام رسید ۸۱ ماه

طول کشیده که ۹ ماه بیش از زمان پیش‌بینی شده در قرارداد است. در فروردین ۱۳۸۴ (آوریل ۲۰۰۵) پروژه را رئیس‌جمهور افتتاح کرد.

۲-۴-۸ قراردادهای

برای عملیات حفاری حدود ۸۰ قرارداد به ارزش ۳۰۰ میلیون دلار منعقد شده است. در بخش خشکی یک قرارداد با شرکت هیوندای برای ساخت پالایشگاه به ارزش ۱۰۳۷۸۰۰ دلار و ۳۲ قرارداد برای خرید اقلام با دوره ساخت و دیگر کارها به ارزش حدود ۲۳۵ میلیون دلار منعقد شده است. لوله‌های ۳۲ اینچ برای کف دریا مستقیماً خریداری شد و نصب آنها به‌عهده شرکت هیوندای بود.



نمودار ۶-۸ ساختار قرارداد فازهای (۴ و ۵)

از خصوصیات مهم این فازها، مبنا قرار گرفتن طراحی پایه آنها برای شرکت نفت

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۱۹۱

در فازهای (۹ و ۱۰) و (۱۵ و ۱۶) و (۱۷ و ۱۸) است. در اجرای این دو فاز سه مشارکت مهم در ساخت پالایشگاه، خط لوله و سکوها به چشم می‌خورد.

۳-۴-۸ هزینه‌ها

● **هزینه سرمایه‌ای:** با فرض هزینه مدیریت معادل ۷۶ میلیون دلار (مصرح در برنامه کلان توسعه در قرارداد) و براساس مبالغ اولیه قراردادهای منعقد شده با پیمانکاران و فروشندگان، رقم هزینه سرمایه‌ای ۲۰۱۰ میلیون دلار است. در پایان کار این رقم به ۲۲۷۴ میلیون دلار می‌رسد. از این رو ۳۴۶ میلیون دلار اضافه بر سقف هزینه مقطوع سرمایه، هزینه شده است که اصولاً نباید کارفرما، یعنی شرکت نفت آن را پرداخت کند.

جدول ۷-۸ هزینه سرمایه به تفکیک قسمت‌های

مختلف پروژه (طبق قرارداد)

(میلیون دلار)

| ردیف | شرح خدمات | هزینه |
|------|-----------------|-------------|
| ۱ | مطالعات پایه | ۵۲ |
| ۲ | پالایشگاه | ۱۱۱۶ |
| ۳ | خط لوله خشکی | ۶۳ |
| ۴ | خط لوله دریایی | ۲۳۳ |
| ۵ | سکوه‌های دریایی | ۱۳۱ |
| ۶ | حفاری | ۲۵۶ |
| ۷ | مدیریت | ۷۶ |
| | جمع | ۱۹۲۸ |

- **هزینه‌های غیرسرمایه‌ای:** سقف هزینه‌های غیرسرمایه‌ای با توجه به ماده (۲-۲) قرارداد ۱۰ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای است. با توجه به مبلغ اولیه قرارداد، این رقم ۱۹۳ میلیون دلار است. در پایان قرارداد ۱۱۷ میلیون دلار از این محل هزینه شده است.
- **دستمزد مقطوع:** دستمزد مقطوع بدون هیچ تغییری نسبت به مبلغ اولیه ۱۰۷۴ میلیون دلار باقی مانده است.

- **هزینه بهره‌برداری:** از آنجاکه هنوز تحویل به‌صورت کامل انجام نشده است، برای بهره‌برداری همچنان هزینه می‌شود. تا به حال در این رابطه ۱۳۴ میلیون دلار هزینه شده است.
- **هزینه‌های بانکی:** در زمان عقد قرارداد، مبلغ ۹۲۵ میلیون دلار برای هزینه‌های بانکی با فرض نرخ بهره معادل ۶/۲۵ درصد محاسبه شده بود. از آنجایی که در دوره بازپرداخت نرخ لیبور به‌شدت کاهش یافت و تا ارقامی کمتر از ۳ درصد رسید، در عمل هزینه‌های بانکی به حدود ۵۰۰ میلیون دلار کاهش یافت.

۸-۵ فازهای (۶، ۷ و ۸)

۸-۵-۱ اهداف طرح و شرح کار

- **محصولات:** روزانه ۸۰ میلیون مترمکعب گاز ترش برای تزریق به میدان آغاچاری، ۱۲۰ هزار بشکه در روز میعان‌ات گازی برای صادرات، ۱/۲ میلیون تن در سال ال.پی.جی، ۱ میلیون تن در سال گاز اتان.
- **تأسیسات فراساحلی:** ۳۰ حلقه چاه (۳ حلقه چاه اکتشافی، ۲۷ حلقه چاه توسعه‌ای) هریک به عمق تقریبی ۳۵۰۰ متر، سه سکوی سرچاهی هریک به وزن ۳۰۰۰ تن، سه رشته خط لوله ۳۲ اینچ به همراه یک خط ۴/۵ اینچ انتقال محلول گلایکل.
- **تأسیسات ساحلی:** پالایشگاه با ۶ واحد به همراه تأسیسات جانبی، ۴ مخزن ذخیره میعان‌ات هریک به ظرفیت ۷۵ هزار مترمکعب، ۲ مخزن پروپان هریک به ظرفیت ۵۵ هزار مترمکعب، ۲ مخزن بوتان هریک به ظرفیت ۴۰ هزار مترمکعب.

۸-۵-۲ انعقاد قرارداد

در تاریخ ۱۳۷۸/۲/۱۵ آگهی دعوت برای شرکت در مناقصه توسعه فازهای (۶، ۷ و ۸) پارس جنوبی در جراید منتشر شد. در این آگهی چنین آمده بود: «با توجه به اختیاراتی که به موجب تبصره «۲۲» قانون برنامه پنج‌ساله دوم و جدول شماره ۴ قانون بودجه سال ۱۳۷۷ به شرکت ملی نفت ایران اعطا شده است، از شرکت‌های نفتی بین‌المللی برای انجام این پروژه دعوت به همکاری می‌شود». در تاریخ ۱۳۷۸/۱۲/۲۴ انجام طرح مذکور با سقف تعهدات ۵۴۶۹ میلیون دلار در شورای اقتصاد به تصویب رسید. پس از

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۱۹۳

دریافت پیشنهادها در نهایت قرارداد اجرای فازهای (۶، ۷ و ۸) در تاریخ ۱۳۷۹/۴/۱۹ (۱۰ جولای ۲۰۰۰) با شرکت پتروپارس امضا شد.

۳-۵-۸ مشخصات قرارداد

طبق قرارداد تاریخ اولین بهره‌برداری ۱۳۸۲/۷/۲۰ (۳۹ ماه بعد از تنفیذ) و تاریخ اتمام پروژه ۱۳۸۴/۱۰/۲۰ (۶۶ ماه بعد از تنفیذ) است. طبق این قرارداد تاریخ اولین بهره‌برداری روز اول ماهی است که در ماه قبل از آن در طی ۲۱ روز حداقل ۴۵۰ میلیون فوت مکعب در روز گاز تولید شده باشد. مدت بازپرداخت حداکثر ۹ سال بعد از تاریخ اولین تولید خواهد بود. در این قرارداد بند مربوط به داوری پیش‌بینی نشده و توافق در این باره به آینده موکول شده است.

طبق قرارداد امضا شده، مبالغ هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه بانکی و دستمزد به ترتیب ۲۶۵۰، ۱۰۱۰ و ۱۲۲۴ میلیون دلار است. مدتی بعد از انعقاد قرارداد، خط لوله‌ای که برای انتقال گاز ترش به میدان آغاچاری در نظر گرفته شده بود (به طول ۵۲۰ کیلومتر و قطر ۵۶ اینچ) از محدوده این قرارداد خارج شد و در نتیجه مبالغ قراردادی به آنچه که در جدول ۸-۸ ذکر شده تغییر یافت.

جدول ۸-۸ مشخصات قراردادهای فازهای (۶، ۷ و ۸)

| ۱۹ تیر ۱۳۷۹ | | | | تاریخ عقد قرارداد |
|---|-----------|-------------|-----------------|-------------------------------|
| جمع | دستمزد | هزینه بانکی | هزینه سرمایه‌ای | |
| ۳۴۸۷ | ۹۰۷ | ۶۱۶ | ۱۹۶۴ | مبلغ قرارداد (میلیون دلار) |
| هنوز | هنوز | هنوز | هنوز | مبلغ تحقق یافته (میلیون دلار) |
| مشخص نیست | مشخص نیست | مشخص نیست | مشخص نیست | |
| ۶۶ ماه | | | | مدت قرارداد |
| تا زمان تدوین (۱۳۸۶) پروژه اتمام نیافته است | | | | مدت تحقق یافته |

۴-۵-۸ اجرای قرارداد

۱-۴-۵-۸ زمان بندی

طبق ماده (۲-۱۸) قرارداد، ۳۹ ماه بعد از تنفیذ قرارداد باید میزان تولید به ۵۰۰

میلیون فوت مکعب در روز برسد. با توجه به اینکه زمان اولین تولید با در نظر گرفتن تولید ۴۵۰ میلیون فوت مکعب در روز در نظر گرفته شده است، می‌توان تاریخ اولین تولید را حداکثر ۳۹ ماه دانست. ۴۲ ماه بعد از تنفیذ، تولید باید به ۱۰۰۰، ۶۰ ماه بعد به ۲۰۰۰ و ۶۳ ماه بعد به سقف خود یعنی ۳۰۰۰ میلیون فوت مکعب در روز برسد. تکمیل عملیات توسعه، ۶۶ ماه بعد از تاریخ تنفیذ در نظر گرفته شده است.

۲-۴-۵-۸ قراردادهای

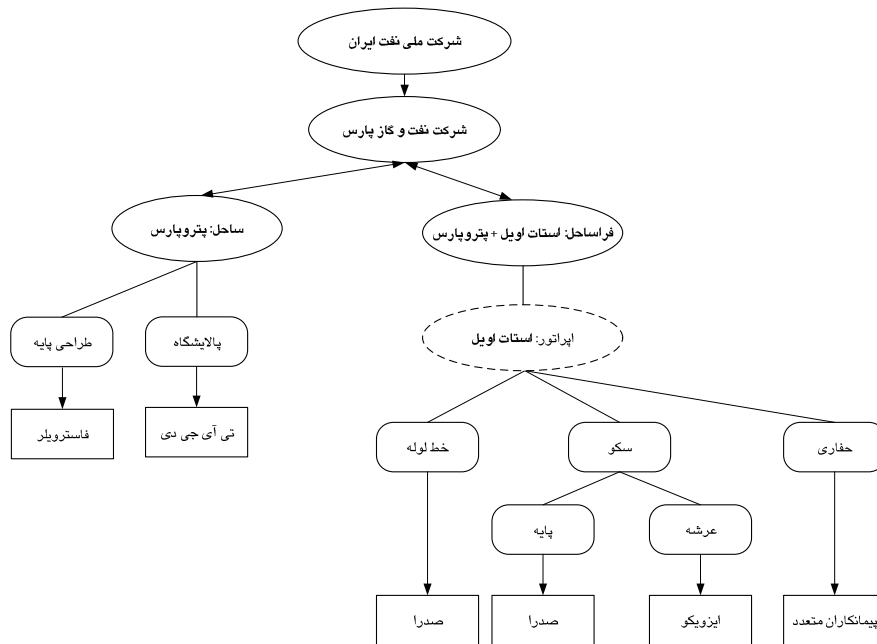
از هنگام انعقاد قرارداد تا نیمه سال ۱۳۸۱ (اواخر سال ۲۰۰۲) به دلیل ناموفق بودن شرکت نیکو در تأمین منابع مالی، کار پیشرفت چندانی نداشت. در این مدت شرکت پتروپارس با شرکت نفتی اینترپرایز برای مشارکت در این پروژه به خصوص در بخش دریا وارد مذاکره شد. در نهایت توافقاتی حاصل شد که شرکت اینترپرایز تا ۲۰ درصد در پروژه شریک شده و در بخش دریا همانند اپراتور عمل کند. در نتیجه این توافق شرکت اینترپرایز حفر سه چاه توصیفی را آغاز کرد. هم‌زمان قرارداد طراحی پایه برای کل پروژه با شرکت فاسترویلر منعقد شد. پس از اینکه شرکت شل، اینترپرایز را خریداری کرد، ادامه کار با شرکت اینترپرایز متوقف شد. در ادامه کار شرکت پتروپارس دو شرکت صدرا و ایزویکو را برای اجرای سکویهای دریایی و خط لوله دریایی انتخاب کرد. قرارداد اجرای خطوط لوله و عرشه‌ها با شرکت صدرا در ۲۸ اکتبر سال ۲۰۰۲ به امضا رسید.

در تاریخ ۱۳۸۱/۸/۶ (۲۸ اکتبر ۲۰۰۲) شرکت پتروپارس با شرکت استات اویل ایران^۱ - تأسیس شده تحت قوانین نروژ - مشارکت تشکیل داده و قرارداد در بخش دریا از پتروپارس به مشارکت پتروپارس و استات اویل انتقال^۲ یافت. در واقع قرارداد اصلی به دو قرارداد تجزیه شد؛ یک قرارداد در بخش دریا بین شرکت نفت، شرکت پتروپارس و شرکت استات اویل و قرارداد دیگر در بخش خشکی بین شرکت نفت و شرکت پتروپارس. سهم استات اویل در این مشارکت ۴۰ درصد، معادل ۳۰۰ میلیون دلار است. اپراتور این مشارکت،

۱. قرارداد با شرکت Statoil Iran A.S از شرکت‌های فرعی شرکت Statoil A.S منعقد شده است. بعداً در ۱۳۸۴/۹/۲۲ قرارداد به شرکت فرعی دیگری به نام Statoil SP Gas A.S منتقل شد. در هر دو حالت تعهدات شرکت فرعی را شرکت مادر تضمین کرده است.

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۱۹۵

شرکت استات اویل است. بنا بر موافقت‌نامه این مشارکت، کمیته مشترک متشکل از ۲ نماینده از هر طرف است که ریاست کمیته به‌صورت سالیانه بین طرفین تغییر می‌کند.



نمودار ۷-۸ ساختار قرارداد فازهای (۶، ۷ و ۸)

در بخش خشکی پس از آماده‌سازی سایت، قرارداد اجرای پالایشگاه منعقد شد. برای اجرای این پالایشگاه، سه مشارکت به لیست نهایی راه یافتند. با این احتمال که شرکت نیکو موفق به تأمین سرمایه نشود، از هر مشارکت خواسته شد که برای تأمین سرمایه نیز پیشنهادی ارائه کنند.

- پیمانکاران: ایدرو + دایلم^۱ + جی.جی.سی^۲ + تویو^۳ تأمین سرمایه: میتسویی^۴

1. Dailem
2. JGC
3. Toyo
4. Mitsui

- پیمانکاران: ماشین‌سازی اراک + تهران جنوب+ چيودا^۱ تأمین سرمایه: میتسویی
 - پیمانکاران: آذرب اراک + سامسونگ^۲ + ال‌جی^۳ تأمین سرمایه: بانک‌های کره‌ای
 در نهایت قرارداد ساخت پالایشگاه با مشارکت جی.جی.سی با ۲۲ درصد، تویو با ۲۸ درصد، دایلم با ۲۲ درصد و ایدرو با ۲۸ درصد در تاریخ ۱۳۸۲/۲/۷ (۶ می ۲۰۰۳) منعقد شد. مدت این قرارداد ۴۳ ماه برای تکمیل پالایشگاه (زمان آغاز بهره‌برداری ۳۴ ماه) و هزینه ساخت این پالایشگاه ۱۲۰۷ میلیون دلار است. در تاریخ ۱۳۸۲/۲/۱۸ (۱۷ می ۲۰۰۳) برای تأمین سرمایه لازم قرارداد سه‌جانبه‌ای بین شرکت‌های نیکو، پتروپارس و مشارکت پیمانکاران به امضا رسید. این قرارداد از تاریخ ۱۳۸۲/۴/۱۰ نافذ شده است.

۳-۴-۵-۸ هزینه‌ها

• **هزینه سرمایه‌ای:** همان‌طور که اشاره شد پس از حذف خط لوله ۵۶ اینچ از شرح کار این پروژه، سقف هزینه‌های سرمایه‌ای به ۱۹۶۴ میلیون دلار کاهش یافت. در ادامه پروژه با اضافه شدن نیروگاه برق (۱۰۰ میلیون دلار) به شرح کار و ارائه طرح افزایش ظرفیت (۲۰۰ میلیون دلار) و برخی موارد دیگر (حدود ۱۳۰ میلیون دلار)، سقف هزینه‌های سرمایه‌ای در بخش پالایشگاه به ۱۵۳۵ میلیون دلار رسید. بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای در ۸۰ ماه پس از شروع تولید (۳۹ ماه) انجام می‌شود.

جدول ۹-۸ هزینه سرمایه به تفکیک قسمت‌های مختلف پروژه

| ردیف | شرح خدمات | هزینه (میلیون دلار) |
|------|-----------------------------|---------------------|
| ۱ | طراحی پایه و چاه‌های توصیفی | ۷۰ |
| ۲ | پالایشگاه | ۱۱۱۰ |
| ۳ | سکوها | ۱۷۰ |
| ۴ | خط لوله | ۲۵۰ |
| ۵ | حفاری | ۳۰۰ |
| ۶ | مدیریت | ۶۴ |
| | جمع | ۱۹۶۴ |

1. Chioda
 2. Sumsung
 3. LG

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۱۹۷

- **هزینه غیرسرمایه‌ای:** سقف هزینه‌های غیرسرمایه‌ای در قراردادهای بیع متقابل به‌طور معمول ۱۰ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای است. در این قرارداد بنابر مصوبه شورای اقتصاد، این مبلغ کمتر از ۱۰ درصد (معادل ۱۶۳ میلیون دلار) منظور شده است.
- **دستمزد مقطوع:** پس از تغییر شرح قرارداد، دستمزد مقطوع به ۹۰۷ میلیون دلار کاهش یافت. با توجه به افزوده شدن برخی کارهای جدید مانند ساخت نیروگاه و طرح افزایش ظرفیت، باید مبلغ دستمزد نیز افزایش می‌یافت. قسمتی از این مبلغ پس از پرداخت به پتروپارس، صرف تسویه تعهدات این شرکت به شرکت نیکو خواهد شد. اینکه در نهایت چه مقدار از این مبلغ در مالکیت نیکو و پتروپارس باقی می‌ماند مشخص نیست. در صورت تعیین این مبلغ مشخص می‌شود که این پروژه در نهایت چه هزینه‌ای برای شرکت نفت در برداشته است. طبق قرارداد، این هزینه در ۸۱ ماه از سال ششم آغاز پروژه به اقساط مساوی پرداخت می‌شود. همانند دیگر قراردادها در صورت تغییر هزینه سرمایه بیش از ۱۰ درصد، با موافقت شرکت نفت، دستمزد مقطوع افزایش می‌یابد.
- **هزینه بهره‌برداری:** با توجه به پیش‌بینی نشدن این هزینه‌ها (درباره هر فاز) در مصوبات شورای اقتصاد، این هزینه‌ها براساس مصوبه کلی شورای اقتصاد^۱ پرداخت می‌شود. با توجه به اینکه هنوز (خرداد ۱۳۸۶) تولید شروع نشده است، در این خصوص هزینه‌ای انجام نشده است. همانند دیگر فازها این هزینه‌ها بدون در نظر گرفتن بهره، به‌صورت ماهیانه پس از تاریخ اولین تولید پرداخت می‌شود.
- **هزینه بانکی:** در این باره نیز هنوز هزینه‌ای نشده است. پیش‌بینی می‌شود که با توجه به کاهش نرخ لیبور، مبلغ پرداختی بابت بهره، کمتر از ۶۱۶ میلیون دلار باشد.

۸-۶ فازهای (۹ و ۱۰)

۸-۶-۱ اهداف طرح و شرح کار

طراحی پایه فازهای (۴ و ۵) مبنای طراحی پایه فازهای (۹ و ۱۰)، (۱۵ و ۱۶) و (۱۷) و (۱۸) بوده است. بنابراین نه تنها به‌دلیل مطالعات مفهومی یا همان برنامه جامع توسعه^۲

۱. مصوبه شماره ۳۴/۱۸۸۴۶۸ مورخ ۱۳۸۱/۱۰/۱۵، شورای اقتصاد.

2. Master Development Plan (MDP)

این فازها مشابه‌اند، بلکه به دلیل مشخصات فنی نیز در کلیات مشابه یکدیگرند. بنابراین تولیدات این دو فاز چنین خواهد بود: روزانه ۵۰ میلیون مترمکعب گاز طبیعی، ۸۰ هزار بشکه میعانات گازی و ۴۰۰ تن گوگرد و سالیانه یک میلیون تن اتان برای تأمین خوراک واحدهای پتروشیمی و ۱/۰۵ میلیون تن پروپان و بوتان.

۲-۶-۸ انعقاد قرارداد

در اجرای فازهای (۹ و ۱۰) شرکت ملی نفت ایران با کنار گذاشتن روش بیع متقابل، خود تأمین سرمایه و انعقاد قرار داد با پیمانکاران را برعهده گرفت (در اصطلاح اجرای پروژه‌های نفتی، شرکت ملی نفت خود اپراتور اجرای این دو فاز شد). بدین‌منظور شرکت نفت طراحی پایه انجام شده در فازهای (۴ و ۵) را مبنا قرار داد و براساس آن به انتخاب پیمانکاران اقدام کرد. برای اجرای این پروژه در مجموع، سه قرارداد منعقد شد که عبارت‌اند از: قرارداد حفاری، قرارداد با مشارکتی از پیمانکاران برای اجرای بقیه پروژه، قرارداد اخذ وام.

۱-۲-۶-۸ قرارداد انجام تأسیسات دریایی، خط لوله و پالایشگاه

در ۱۰ شهریور ۱۳۷۹ (۳۱ آگوست ۲۰۰۰) آگهی دعوت برای شرکت در مناقصه فازهای (۹ و ۱۰) در روزنامه‌های کثیرالانتشار منتشر شد.^۱ در تاریخ ۱۳۷۹/۱۲/۲۸ شورای اقتصاد اجرای طرح را با سقف هزینه ۲ میلیارد دلار تصویب کرد. در این مصوبه نیز درباره انجام پروژه به روش فاینانس یا بیع متقابل تصمیم گرفته نشده و سقف

۱. در این آگهی پس از ذکر اهداف طرح و شرح کار چنین آمده است: «مناقصه فوق براساس دو روش مجزا تحت عنوان روش بیع متقابل (Buy-back) و روش (EPSCC) شامل مهندسی، خرید و تأمین کالا، ساخت و راه‌اندازی که به شرح ذیل برگزار می‌شود:

الف) روش بیع متقابل برای تمامی عملیات توسعه از جمله حفاری و نیز تأمین هزینه‌های طرح به‌وسیله پیمانکار براساس شرایط مناقصه مربوطه شامل قرارداد خدمت (Service Contract) و برنامه جامع توسعه.

ب) روش (EPSCC) برای انجام پروژه‌ها همراه با تأمین مالی حداقل به میزان ۸۰ درصد هزینه‌ها به‌وسیله پیمانکار براساس شرایط مناقصه مربوطه.

از پیمانکارانی که صلاحیت فنی و توانایی مالی داشته ... درخواست می‌شود اسناد مربوط به صلاحیت خود را ضمن تعیین روش مدنظر و یا هر دو روش در صورت تمایل به شرکت نفت و گاز پارس ارائه نمایند».

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۱۹۹

بازپرداخت تسهیلات با فرض مبلغ بیشتر یعنی بیع متقابل تعیین شده بود. در نهایت، مشارکت شرکت‌های ال جی^۱ کره جنوبی، شرکت مهندسی و ساختمان صنایع نفت و شرکت مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ایران و مشارکت شرکت‌های سان‌فایر از ایران و تکنیپ از فرانسه به لیست نهایی راه یافتند. پس از ارزیابی دو پیشنهاد در ۲۴ شهریور ۱۳۸۱ (۱۷ سپتامبر ۲۰۰۲)، قرارداد انجام این دو فاز بین شرکت ملی نفت ایران و کنسرسیومی از شرکت‌های ال جی کره جنوبی، شرکت مهندسی و ساختمان صنایع نفت و شرکت مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ایران منعقد شد.

در ۲۶ مرداد ۱۳۸۲، شورای اقتصاد در مصوبه دیگری با تأیید قرارداد منعقد به روش فاینانس حداکثر سقف هزینه‌ها را ۲ میلیارد دلار و مدت بازپرداخت تسهیلات را ۱۶ سال تعیین کرد.

۲-۲-۶-۸ قرارداد حفاری

در ۲۰ اسفند ۱۳۸۱ (۱۱ مارس ۲۰۰۳) آگهی مناقصه برای حفاری ۲۲ حلقه چاه و خدمات جانبی لازم منتشر شد. در این مناقصه ۱۶ شرکت داخلی و خارجی شرکت کردند که سرانجام با بررسی کمیته فنی، تعداد شرکت‌های حائز شرایط در مناقصه به ۱۰ شرکت رسید. در نهایت از بین ۵ مشارکت به اسامی (شلمبرژه، پتروایران)، (تأسیسات دریایی، فورسایت)، (اورینتال کیش، هالیبرتن)، (ملی حفاری، انرژی دانا) و (ام.تی.ام)، مشارکت اورینتال کیش با قیمت پیشنهادی ۳۰۷ میلیون دلار، در دی ماه ۱۳۸۳ برنده مناقصه اعلام شد. در گزارشی که مجلس شورای اسلامی درباره این قرارداد تهیه کرده چنین آمده است: «علی‌رغم آنکه شرکت برنده از نظر رتبه فنی در مرتبه دوم قرار داشته تنها به دلیل قیمت پایین و اینکه با شرکت هالیبرتن مشارکت داشته حائز شرایط شناخته شده است، حال آنکه شرکت هالیبرتن هیچ‌گاه حاضر به امضای قرارداد نگردید و فقط حاضر شد در نامه‌ای جداگانه همکاری خود را با شرکت اورینتال کیش اعلام کند. اگر موضوع عدم امضای قرارداد توسط شرکت هالیبرتن از اول مطرح می‌شد،

1. LG Engineering & Construction Corp

به احتمال زیاد شرکت اورینتال شرایط فنی لازم را برای انجام چنین کاری پیدا نمی‌کند. از طرفی، اعلام آمادگی شرکت هالیبرتن در یک نامه جداگانه (خارج از قرارداد) از نظر حقوقی قابل تأمل است.^۱

این قرارداد در شهریور ماه ۱۳۸۴ فسخ شد. پس از این اقدام شرکت نفت و گاز پارس با شرکت ملی حفاری (پیمانکار دوم در مناقصه) وارد مذاکره شد و در نهایت در تاریخ ۱۳۸۵/۶/۱۰ قرارداد با شرکت حفاری امضا گردید.

«شرکت هالیبرتن و اورینتال برنده نهایی مناقصه حفاری فازهای (۹ و ۱۰) اعلام شدند و برنامه‌های مناقصه به این شرکت‌ها ابلاغ شده است». (خبرگزاری/ایسنا، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۳/۱۰/۲۰).

«قرارداد حفاری فازهای (۹ و ۱۰) پارس جنوبی با شرکت اورینتال کیش بسته شده و پیش‌پرداخت آن نیز به شرکت پرداخت شده است و ظرف یک ماه آینده حفاری در این فازها آغاز می‌شود». (خبرگزاری/ایسنا، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۴/۲/۱۲).

«تخلف شرکت اورینتال کیش محرز شده است و دادگاه اعلام کرده که سه نفر از کارکنان شرکت نفت و گاز پارس در جریان مناقصه از این شرکت رشوه دریافت کرده بودند و ما به همین دلیل قرارداد را فسخ کرده و برای این شرکت جریمه و خسارت در نظر خواهیم گرفت». (خبرگزاری/ایسنا، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۴/۶/۱۴).

«شرکت ملی حفاری و شرکت حفاری شمال آمادگی برای انجام پروژه را دارند، اما بیش از این نمی‌توانستیم پروژه را معطل نگه داریم و به همین دلیل تصمیم گرفتیم که حفاری را خودمان انجام دهیم. دکل ساگادریل یک در هفته گذشته در منطقه حفاری فازهای (۹ و ۱۰) بیش از هزار متر از چاه توصیفی اول را حفاری کرده است. مذاکره برای حفاری این فازها با شرکت ملی حفاری و شرکت حفاری شمال منتفی است». (خبرگزاری/ایسنا، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۴/۱۰/۱۸).

۱. گزارش تحقیق و تفحص مجلس از وزارت نفت ۱۳۸۵، خبرگزاری فارس، ۱۳۸۵/۹/۲۹.

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۰۱

«در مذاکرات طولانی که بین مدیران و کارشناسان شرکت ملی حفاری، با شرکت نفت و گاز پارس صورت گرفت، مقرر شد شرکت ملی حفاری ایران با همان مبلغ قرارداد اورینتال کیش (۲۸۴ میلیون دلار) کار حفاری ۲۲ حلقه چاه‌گازی در این میدان را عهده‌دار شود. کلیه مجوزهای قانونی شامل مصوبات هیئت‌مدیره شرکت ملی نفت ایران و کمیته ترک تشریفات شورای عالی اقتصاد و هیئت وزیران برای ارجاع این پروژه به شرکت ملی حفاری ایران اخذ شده است.» (خبرگزاری/ایسنا، مدیرعامل شرکت ملی حفاری ایران، حیدر بهمنی، ۱۳۸۵/۲/۱۸).

۳-۲-۶-۸ قرارداد اخذ وام

طبق این قرارداد ۸۵ درصد سرمایه را مشارکتی از بانک‌ها به رهبری دویچه بانک آلمان و ۱۵ درصد باقی‌مانده از محل دارایی‌های شرکت نفت تأمین شده است. «در ۲۶ نوامبر ۲۰۰۳ کنسرسیومی از بانک‌های بین‌المللی به رهبری دویچه بانک آلمان، قرارداد وامی به ارزش ۱/۷۵ میلیارد دلار با شرکت ملی نفت ایران امضا کردند. ۱/۲۲ میلیارد دلار از این وام را صندوق‌های ضمانت صادرات اروپا و صندوق ضمانت صادرات کره جنوبی تأمین کرده است. مبلغ ۵۲۵ میلیون دلار نیز از طریق منابع تجاری به شرکت ملی نفت ایران اعطا شده است. بانک‌هایی که تا به حال به کنسرسیوم ملحق شده‌اند به این شرح است: دویچه بانک، صندوق ضمانت صادرات کره جنوبی، ک‌ا‌ف‌بلیو، ناتکسیس، بی‌ان‌پی پاریس، کامرزبانک و سوسیته جنرال. این وام تحت پوشش موافقت‌نامه‌های دوطرفه فروش نفت بین شرکت نفت ایران و شرکت‌های معتبر صادرکننده نفت است. این وام بیش از ۸۵ درصد هزینه پروژه فازهای (۹ و ۱۰) پارس جنوبی را تأمین می‌کند.»^۱

۳-۶-۸ مشخصات قراردادهای پیمانکاری

در مشارکت تشکیل شده برای اجرای پالایشگاه، خطوط لوله و سکوها دریایی، سهم شرکت‌های ال جی، اویک و تأسیسات دریایی به ترتیب ۴۲ درصد، ۳۴ درصد و ۲۴ درصد تعیین شده است. بنابراین سهم بخش دریا شامل لوله‌گذاری و سکوها که برعهده

1. http://www.deutsche-bank.de/presse/en/content/press_releases_2003_2386.htm

شرکت تأسیسات دریایی می‌باشد، ۳۸۴ میلیون دلار است و سهم پالایشگاه که برعهده دو شرکت دیگر است، ۱۲۱۴ میلیون دلار خواهد بود.

جدول ۱۰-۸ مشخصات قرارداد اصلی فازهای (۹ و ۱۰)

| مدت تحقق یافته | مدت قرارداد | مبلغ تحقق یافته (میلیون دلار) | مبلغ قرارداد (میلیون دلار) | زمان عقد قرارداد |
|-------------------|----------------|----------------------------------|-------------------------------|---------------------|
| | ۵۲ ماه | | ۱۵۹۸ | ۱۳۸۱/۶/۲۴ |

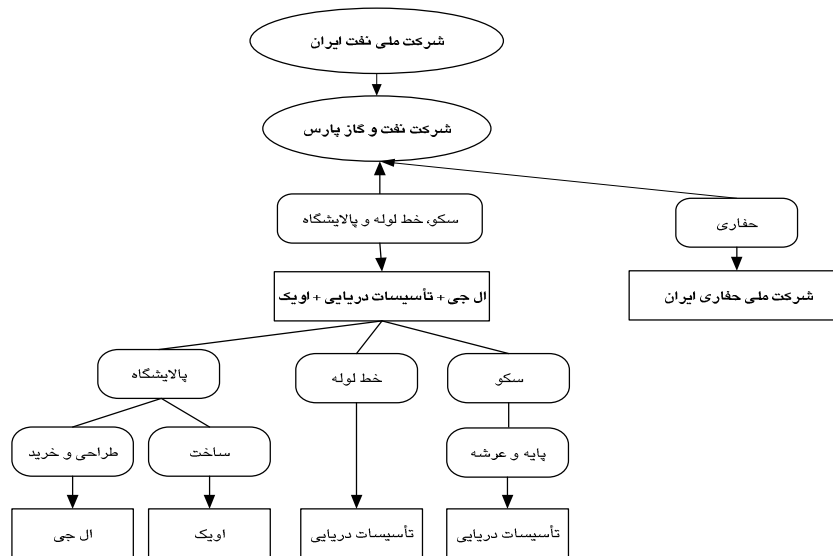
۴-۶-۸ اجرای قرارداد اصلی

از شهریور ۱۳۸۱ تا دی ۱۳۸۲ حدود ۱۶ ماه طول کشید تا این قرارداد مؤثر شود. این دوره با افزایش قیمت جهانی فولاد و دیگر تجهیزات هم‌زمان شده و در نتیجه پیمانکار قیمت جدیدی را پیشنهاد کرد و در نهایت شورای اقتصاد در تاریخ ۱۳۸۵/۱۱/۲۸ با افزایش مبلغ قرارداد به ۲۱۰ میلیون دلار (نسبت به مبلغ ۱۵۹۸ میلیون دلار قبلی) موافقت کرد:

«قرارداد اولیه این فازها ۱۶۰۰ میلیون دلار بود و قرار بود شرکت ملی نفت برای پروژه ال.سی باز کند، اما متأسفانه ۱۶ ماه تأخیر در این روند به‌وجود آمد و اجرای پروژه با افزایش قیمت‌های تجهیزات هم‌زمان شد. طبق قرارداد پیمانکار می‌توانست با توجه به تأخیر به‌وجود آمده و افزایش قیمت‌ها تقاضای مذاکره مجدد در خصوص قیمت بدهد. پیمانکار قیمتی را پیشنهاد کرد و در نهایت شورای اقتصاد با فاینانس ۲۱۰ میلیون دلاری آن موافقت کرد». (خبرگزاری/ایسنا، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۵/۲/۱۹)

در آوریل ۲۰۰۵ شرکت نفت و گاز پارس برای بهره‌مندی از مشاوره مدیریت، پیمانی برای مدیریت این پروژه با مشارکت دو شرکت هیبردان و آکرکورنر^۱ برای مدت ۴ سال به مبلغ ۲۵ میلیون دلار منعقد کرد. ۱۰ نفر از کورنر و ۴۰ نفر از هیبردان اجرای این قرارداد را به‌عهده داشتند.

1. Aker Kvaerner



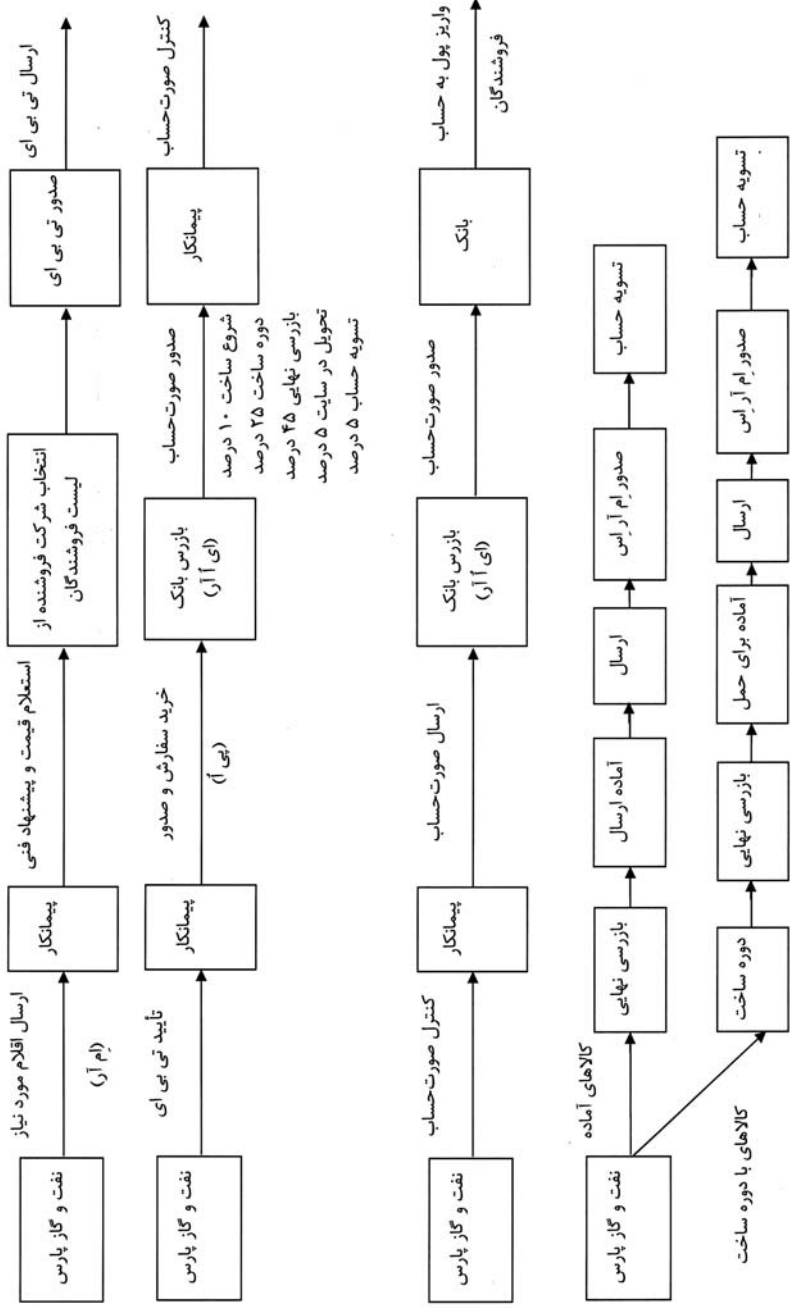
نمودار ۸-۸ ساختار قراردادی فازهای (۹ و ۱۰)

۸-۶-۴-۱ چگونگی پرداخت دستمزد در قرارداد اصلی

از آنجاکه در این قرارداد حداقل ۸۵ درصد سرمایه از طریق منابع خارجی تأمین می‌شود، لازم است که برای پرداخت دستمزد مراحل طی شود. از این رو پرداخت‌ها را به دو دسته تقسیم می‌کنیم: اول، پرداخت برای خریدهای خارجی (نمودار ۸-۹)، دوم، پرداخت برای قراردادهای پیمانکاری و مشاوره با پیمانکاران داخلی و خارجی (نمودار ۸-۱۰).

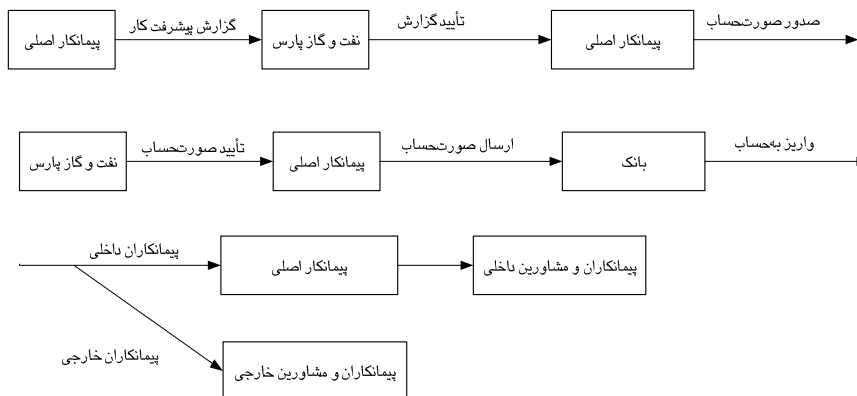
از آنجاکه قسمتی از وام باید صرف خرید از فروشنده‌گان مدنظر وام‌دهندگان شود، در قرارداد وام شرکت‌هایی با عنوان ای.آ.آ. به‌عنوان امین بانک تعیین می‌شوند و بر انجام خریدها طبق توافق در قرارداد نظارت می‌کنند. در نمودارهای ۸-۹ و ۸-۱۰ مراحل پرداخت در دو حالت ذکر شده، نشان داده شده است.

پیمانکار در پایان هر ماه پس از ارائه گزارش پیشرفت کار برای هر واحد کاری و تأیید آن توسط کارفرما درصدی (معادل پیشرفت) از مبلغ مقطوع برای واحد کاری را دریافت می‌کند. درباره خریدها چه به‌دلیل زمان‌بر بودن برخی از آنها و چه به‌دلیل نظارت بانک‌های وام‌دهنده مراحل کمی پیچیده‌تر است.



نمودار ۸-۹ روند پرداخت به فروشندگان خارجی

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۰۵



نمودار ۱۰-۸ روند پرداخت به پیمانکاران

۸-۷ فاز ۱۱

۸-۷-۱ اهداف طرح و شرح کار

- محصولات:** فازهای (۱۱ و ۱۲) ابتدا در قالب پروژه‌ای برای تولید روزانه ۵۵ میلیون مترمکعب گاز ترش (برای تزریق به واحدهای ال.ان.جی) و ۸۰ هزار بشکه میعانات گازی (برای صادرات) تعریف شدند. آگهی مناقصه منتشره در ۱۰ شهریور ۱۳۷۹ (۳۱ آگوست ۲۰۰۰) و مصوبه شورای اقتصاد در ۲۸ اسفند ۱۳۷۹ نیز بر همین مبنا تنظیم شده است.
- بعدها با گسترش کار، فازهای (۱۱ و ۱۲) به دو پروژه مستقل برای تأمین گاز ترش تبدیل شدند. ظرفیت پیش‌بینی شده برای فاز ۱۱ به ۷۰ هزار بشکه در روز میعانات گازی و ۵۶/۶ میلیون مترمکعب گاز طبیعی ترش در روز رسید. بنابراین، ظرفیت فاز ۱۱ حدوداً معادل دو فاز عادی تعریف شده است.
- تأسیسات ساحلی:** برای اجرای این فاز دو سکوی دریایی و حفر ۲۰ حلقه چاه پیش‌بینی شده است. گاز تولید شده در سکوهای دریایی فاز ۱۱ به‌وسیله دو رشته خط لوله ۳۲ اینچ به منطقه تنبک در ۵۵ کیلومتری عسلویه منتقل می‌شود.
- تأسیسات فراساحلی:** در مرحله اول دو واحد مایع‌سازی گاز هریک به ظرفیت ۵ میلیون تن در سال پیش‌بینی شده است. بعد از شروع عملیات دو واحد اول تصمیم‌گیری برای توسعه واحد سوم انجام می‌شود.

۲-۷-۸ انعقاد قرارداد

درباره فازهایی که به تولید ال.ان.جی اختصاص داده شده است، سه قسمت بالادستی (تولید گاز ترش از میدان)، میان‌دستی (تبدیل گاز ترش به گاز مایع) و پایین‌دستی (حمل گاز مایع تا محل مصرف و تبدیل دوباره آن به گاز و توزیع و فروش آن) در قالب یک طرح سرمایه‌گذاری تعریف شده است. سرمایه‌گذار پس از امضای یک موافقت‌نامه با برگزاری مناقصه برای خرید خدمات از پیمانکاران اجرایی و بازاریابی برای فروش، نسبت به اقتصادی بودن سرمایه‌گذاری، تصمیم نهایی^۱ را می‌گیرد و سپس قرارداد امضا می‌شود. در فاز ۱۱ هنوز قرارداد نهایی امضا نشده است، بنابراین برای فاز ۱۱ بحث اجرای قرارداد هنوز مطرح نیست. اینک روند انعقاد قرارداد تا به حال مرور می‌شود:

در تاریخ ۱۳۸۰/۱/۹ (۲۸ مارس ۲۰۰۱) موافقت‌نامه‌ای^۲ بین شرکت ملی نفت ایران، شرکت توتال و شرکت پتروناس برای مطالعات امکان‌سنجی برای صدور ال.ان.جی از پارس جنوبی امضا شد.^۳

«پیشنهادهای شرکت‌کنندگان در مناقصه فاز ۱۱ میدان گازی پارس جنوبی تا پایان

امسال بررسی می‌شود». (خبرگزاری *شانا*، وزیر نفت، بیژن زنگنه، ۱۳۸۱/۱۲/۵).

«شرکت توتال فرانسه، پتروناس مالزی، استات اوایل نروژ، انی ایتالیا و بی.پی

انگلیس در مناقصه فاز ۱۱ شرکت دارند». (خبرگزاری *فارس*، مدیرعامل شرکت نفت و

گاز پارس، اسدالله صالحی فروز، ۱۳۸۲/۵/۲۱).

در تاریخ ۱۳۸۲/۱۲/۶ (۲۵ فوریه ۲۰۰۴) قرارداد مشارکت^۴ پارس ال.ان.جی بین

شرکت ملی نفت ایران، شرکت توتال فرانسه و شرکت پتروناس مالزی به امضا رسید.

طبق این توافق، ۵۰ درصد سهام پارس ال.ان.جی متعلق به شرکت ملی نفت ایران، ۳۰

درصد متعلق به شرکت توتال و ۲۰ درصد متعلق به شرکت پتروناس است. بخش

بالادستی را هم مشارکت توتال با ۶۰ درصد و پتروناس با ۴۰ درصد انجام می‌دهد. قرار بر

این بود که در سال ۲۰۰۵ مطالعات لازم برای اجرای پروژه مایع‌سازی و پروژه توسعه

1. Final Investment Decision
 2. Memorandum of Association
 3. <http://www.parslng.com/pg1.html>
 4. Shareholders Agreement

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۰۷

بالادستی انجام گیرد تا بر مبنای آن در ابتدای سال ۲۰۰۶ درباره اجرای پروژه تصمیم‌گیری شود.^۱ «مشارکت توتال و پتروناس به‌عنوان پیمانکار مناقصه فاز ۱۱ انتخاب شدند». خبرگزاری مهر، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اسدالله صالحی فروز، ۱۳۸۳/۰۲/۱۱.

«مذاکرات واگذاری قرارداد فاز ۱۱ پارس جنوبی به شرکت نفتی توتال فرانسه به‌دلیل عدم توافق بر سر قیمت پروژه با مشکل روبه‌رو شد». (خبرگزاری فارس، مدیرعامل شرکت ملی نفت ایران، مهدی میرمعزی، ۱۳۸۳/۴/۱۶).

در تاریخ ۱۳۸۳/۹/۱۱ (۱ دسامبر ۲۰۰۴) بر مبنای توافق ماه فوریه، قراردادی برای اجرای بخش بالادستی با هزینه سرمایه‌ای حداکثر ۱۳۰۰ میلیون دلار بین شرکت ملی نفت ایران، شرکت توتال و شرکت پتروناس به امضا رسید. طبق این توافق مدت اجرای بخش بالادستی پروژه ۶۹ ماه از ابتدای ژانویه ۲۰۰۵ تعیین شد. در ۱۷ دی ماه ۱۳۸۳ (۷ ژانویه ۲۰۰۵) شرکت توتال پارس جنوبی^۲ تحت قوانین کشور برمودا برای اجرای پروژه تأسیس شد. در همین ماه انجام فید را مشارکت تکنیپ و جی.جی.سی آغاز کرد.

«شرکت پتروناس مالزی از فاز ۱۱ پارس جنوبی کناره‌گیری کرد. این شرکت مالزیایی از ادامه کار در پروژه فاز ۱۱ پارس جنوبی انصراف داده است». (خبرگزاری فارس، قائم‌مقام وزیر نفت، سیدمهدی حسینی، ۱۳۸۴/۲/۱۰).

«عملیات اجرایی فاز ۱۱ پارس جنوبی از ابتدای سال ۲۰۰۶ میلادی (دی ماه ۱۳۸۴) به‌وسیله شرکت توتال فرانسه آغاز خواهد شد. مدت اجرای قرارداد نزدیک به ۶۹ ماه (پنج سال و ۹ ماه) است و در قرارداد بیع متقابل آن حقوق مشخصی برای دو طرف پیش‌بینی شده است که براساس آن هیچ‌کدام از طرفین نمی‌تواند برای تصمیم‌گیری در موارد مختلف از زمان پیش‌بینی شده در قرارداد فراتر برود که به‌این ترتیب کار بدون اتلاف وقت و با شتاب پیش خواهد رفت». (خبرگزاری/ایسنا، مدیر فاز ۱۱ در شرکت نفت و گاز پارس، شمس‌الدین مؤمنی، ۱۳۸۴/۷/۲۶).

1. http://www.total.com/en/finance/fi_press_releases/fpr_2004/041204_pars_lng_project_5718.htm

2. Total South Pars 11 Ltd

«در حال حاضر توتال در مرحله انتخاب پیمانکاران فرعی خود بوده و در جولای سال ۲۰۰۶ این شرکت با مشارکت شرکت ملی نفت ایران درباره تعیین قیمت‌های پروژه تصمیم‌گیری می‌کند که آیا این پروژه دارای توجیه اقتصادی برای سرمایه‌گذاری است یا خیر». (خبرگزاری مهر، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۴/۱۲/۲۲).

«اسناد مناقصه بخش دریا، خشکی، خطوط لوله و حفاری فاز ۱۱ میدان گازی پارس جنوبی برای مهندسی، تدارکات، ساخت، نصب و راه‌اندازی منتشر و به شرکت‌کنندگان واجد شرایط واگذار شد. تمامی پیمانکاران شرکت‌کننده در بخش دریا ایرانی هستند و در بخش تأسیسات خشکی نیز کنسرسیوم‌های ایرانی مشترک با شرکت‌های ایتالیایی، انگلیسی و کره‌ای رقابت می‌کنند». (خبرگزاری ایسنا، ۱۳۸۵/۵/۱۷).

«شرکت توتال درخواست تمدید زمان اعلام تصمیم‌گیری نهایی خود برای سرمایه‌گذاری در فاز ۱۱ پارس جنوبی تا پایان ماه مارس (سه ماه دیگر) را از شرکت ملی نفت ایران کرده است». (خبرگزاری فارس، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۵/۱۰/۳).

«شرکت ملی نفت ایران با درخواست شرکت توتال فرانسه مبنی بر تمدید مهلت ارائه فید فاز ۱۱ پارس جنوبی تا ماه مارس سال جاری میلادی موافقت کرد. این در حالی است که توتال باید تا پایان سال جاری میلادی، تصمیم خود درباره سرمایه‌گذاری در توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی را به شرکت ملی نفت ایران اعلام می‌کرد». (خبرگزاری فارس، ۱۳۸۵/۱۰/۱۸).

«این پروژه از نظر فنی و تجاری به‌خوبی پیش می‌رود و ما زمان زیادی تا هنگامی که تصمیم‌گیری خود در خصوص سرمایه‌گذاری را اعلام کنیم، فاصله نداریم». (خبرگزاری ایسنا، مدیر اکتشاف و تولید شرکت توتال، ایولویس داریکارر، ۱۳۸۵/۱۱/۲۷).

«مذاکرات با ایران در خصوص توسعه میدان گازی در خلیج فارس ادامه خواهد یافت، مگر اینکه منع بین‌المللی برای انجام مبادلات با ایران وضع شود». (خبرگزاری ایسنا، مدیر شرکت توتال، تیری دمارست، ۱۳۸۵/۱۲/۹).

«مهلت اعلام تصمیم‌گیری نهایی توتال برای سرمایه‌گذاری در فاز ۱۱ پارس جنوبی، تا پایان ماه جاری میلادی (مارس) به اتمام می‌رسد. توتال تاکنون گزارشی در این

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۰۹

خصوص ارائه نکرده است و ما نیز منتظر دریافت پیشنهاد آنان در این زمینه هستیم.»
(خبرگزاری فارس، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۵/۱۲/۱۶).
«هزینه‌های اجرای این پروژه که با هدف استخراج گاز از میدان عظیم پارس جنوبی برنامه‌ریزی شده است، به‌حدی بالا رفته که تهدیدی برای ادامه حیات این پروژه شده است.» (خبرگزاری ایسنا، مدیرعامل توتال، کریستف دومارژری، ۱۳۸۶/۱/۱۷).
«شرکت توتال اخیراً قیمت تمام شده خود را اعلام کرد که براساس آن قیمت را افزایش داده است که ما آن را نپذیرفتیم؛ بنابراین یک فرصت چهارماهه دادیم تا تیم کارشناسی مشترک برای کاهش قیمت‌ها تشکیل و شروع به کار کند که اگر در نهایت قیمت مناسبی پیشنهاد شود، آن را می‌پذیریم.» (خبرگزاری ایسنا، وزیر نفت، سید کاظم وزیری همامانه، ۱۳۸۶/۱/۲۹).

۸-۸ فاز ۱۲

۸-۸-۱ اهداف طرح و شرح کار

- **محصولات:** تولیدات این فاز شامل ۷۵ میلیون مترمکعب در روز گاز شیرین، ۱۲۰ هزار بشکه در روز میعانات گازی و ۷۵۰ تن گوگرد در روز است. با مقایسه آنچه که در آگهی مناقصه گفته شده و مشخصات ذکر شده برای فاز ۱۲ در قرارداد نهایی به‌نظر می‌رسد که محدوده پیش‌بینی شده برای فاز ۱۲ توسعه یافته و ظرفیت برداشت از این فاز به‌اندازه سه فاز افزایش یافته است. نکته دیگر اینکه اگرچه در برنامه توسعه اولیه در هنگام امضای قرارداد تولید، ال.پی.جی نیز پیش‌بینی شده بود، ولی در سپتامبر سال ۲۰۰۶ این برنامه تغییر کرد و ال.پی.جی از محصولات میدان حذف شد. در صورت احداث کارخانه مایع‌سازی ایران ال.ان.جی، یک واحد از این پالایشگاه از مدار شبکه سراسری خارج شده و گاز ترش به کارخانه تزریق می‌شود.
- **تأسیسات فراساحلی:** این بلوک در جنوب شرقی میدان و در مرز قطر با مساحتی حدود ۱۵۰ کیلومتر مربع قرار دارد. در بخش دریا سه سکوی سرچاهی که هر یک با یک لوله ۳۲ اینچ ۱۴۵ کیلومتری به ساحل متصل می‌شود قرار دارد. از هر سکو ۱۲ حلقه چاه حفاری می‌شود.

● **تأسیسات ساحلی:** پالایشگاه در منطقه تمبک در ۷۰ کیلومتری عسلویه ساخته می‌شود. پالایشگاه از ۶ واحد هریک با ظرفیت تصفیه ۱۲/۵ میلیون مترمکعب در روز گاز تشکیل شده است.

۲-۸-۸ انعقاد قرارداد

در تاریخ ۱۰ تیر ۱۳۷۹ (۳۱ آگوست سال ۲۰۰۰) هم‌زمان با درج آگهی مربوط به فازهای (۹ و ۱۰)، برگزاری مناقصه فازهای (۱۱ و ۱۲) اعلان شد. این آگهی به دلیل ساختار پیشنهادی برای انعقاد قرارداد مشابه آگهی مربوط به فازهای (۹ و ۱۰) است. در عمل فازهای (۱۱ و ۱۲) هریک به پروژه‌ای مستقل تبدیل شدند. سرانجام در ۲۵ تیر ۱۳۸۴ (۱۶ جولای ۲۰۰۵) قرارداد توسعه فاز ۱۲ بین شرکت ملی نفت ایران و شرکت پتروپارس امضا شد. روند انعقاد این قرارداد به نقل از خبرگزاری مرور می‌شود:

«اجرای فاز ۱۲ پارس جنوبی که معادل سه فاز است، برنامه اصلی پتروپارس در سال جدید خواهد بود». (خبرگزاری/ایسنا، مدیرعامل پتروپارس، غلامرضا منوچهری، ۱۳۸۴/۱/۱۳).
«شرکت نفت و گاز پارس جنوبی قرارداد فاز ۱۲ پارس جنوبی را به‌زودی با شرکت پتروپارس امضا می‌کند». (خبرگزاری مهر، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۴/۳/۱).

«هنوز احتمال مشارکت پتروپارس با شرکت اِنی ایتالیا برای حضور در فاز ۱۲ پارس جنوبی وجود دارد هرچند هنوز این موضوع قطعی نشده و باید منتظر بود». (خبرگزاری ایسنا، مدیرعامل پتروپارس، غلامرضا منوچهری، ۱۳۸۳/۹/۲۴).

«مطالعات اولیه توسعه این میدان گازی قبل از تصویب این طرح توسط شرکت پتروپارس انجام شده است که به‌زودی با ابلاغ مصوبه به سازمان مدیریت، وزارت نفت و این شرکت موارد حقوقی مربوط به عملیات توسعه آن مورد بررسی قرار گرفته و براساس آن مراحل توسعه میدان نهایی خواهد شد. اگرچه مشارکت شرکت‌های هندی با پتروپارس در این فاز محتمل است، اما با توجه به در جریان بودن مذاکرات باید تا رسیدن به جمع‌بندی گفت‌وگو منتظر بمانیم». (خبرگزاری فارس، مدیر فاز ۱۲ پارس جنوبی در شرکت پتروپارس، اصغر ابراهیمی اصل، ۱۳۸۴/۳/۲۲).

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۱۱

«این قرارداد به ارزش ۳۴۵۰ میلیون دلار به‌صورت بیع متقابل بسته شده است و پتروپارس به‌زودی همکاری را برای پروژه معرفی خواهد کرد». (خبرگزاری/ایسنا، مدیرعامل پتروپارس، غلامرضا منوچهری، ۱۳۸۴/۴/۱۰).

«تأمین مالی پروژه فاز ۱۲ برعهده شرکت نیکو است که از منابع خود و یا سایر منابع تهیه خواهد کرد. این اعتبار حدود ۴ میلیارد دلار پیش‌بینی شده که ممکن است در آینده افزایش یابد». (خبرگزاری/ایسنا، مدیرعامل شرکت پتروپارس، غلامرضا منوچهری، ۱۳۸۵/۹/۱۹).

۳-۸-۸ مشخصات قرارداد

قرارداد در قالب بیع متقابل به ارزش ۷۲۷۶ میلیون دلار منعقد شده و نرخ بازگشت سرمایه حداکثر ۱۳/۹۴ درصد پیش‌بینی شده است. حداقل ساخت داخل در قرارداد ۵۱ درصد است. زمان اولین تولید ۴۸ ماه پس از تنفیذ قرارداد، مدت کل اتمام عملیات توسعه ۶۶ ماه و مدت بازپرداخت هزینه‌ها ۷ سال از زمان اولین تولید است.

جدول ۱۱-۸ مشخصات قرارداد فاز ۱۲

| ۲۵ تیر ۱۳۸۴ | | | | تاریخ عقد قرارداد |
|-------------------------------|-----------------|-------------|--------|-------------------|
| عنوان | هزینه سرمایه‌ای | هزینه بانکی | دستمزد | جمع |
| مبلغ قرارداد (میلیون دلار) | ۳۴۵۰ | ۱۵۹۳ | ۲۲۳۳ | ۷۲۷۶ |
| مبلغ تحقق یافته (میلیون دلار) | | | | |
| مدت قرارداد | | ۶۶ ماه | | |
| مدت تحقق یافته | | | | |

۴-۸-۸ اجرای قرارداد

در ۲۴ مرداد ۱۳۸۴ (۱۵ آگوست ۲۰۰۵) این قرارداد نافذ شد. «مدت زمانی است که با شرکت پتروپارس در حال مذاکره برای توسعه فاز ۱۲ پارس جنوبی هستیم که در مواردی پیشرفت خوبی هم داشته‌ایم». (خبرگزاری فارس، مدیرعامل جدید شرکت استات اوپل، اولو هیگ، ۱۳۸۴/۶/۲۵).

«نتایج مذاکرات چندماهه برای انتخاب یک شریک خارجی از بین شرکت‌های بین‌المللی برای همکاری در توسعه فاز ۱۲ پارس جنوبی امیدوارکننده نبوده، اما مذاکرات هنوز ادامه دارد. تا به حال مذاکراتی با چند شرکت خارجی داشته‌ایم ولی هیچ‌یک با شرایط ما، حاضر به همکاری نیستند. به دلیل کند پیش رفتن این مذاکرات فعلاً بدون شریک خارجی کار را شروع کرده‌ایم. در حال حاضر و از طریق خرید خدمات در قالب بسته‌های کوچک، اقدام به تهیه تجهیزات و کالاهای مورد نیاز پروژه کرده‌ایم. مدیرعامل شرکت پتروپارس ابراز امیدواری کرد که فاز ۱۲ پارس جنوبی به این دلایل با تأخیر مواجه نشود». (خبرگزاری/ایسنا، مدیرعامل شرکت پتروپارس، غلامرضا منوچهری، ۱۳۸۵/۱/۲۱).

تا پایان سپتامبر ۲۰۰۶ عملیات فاز ۱۲، پیشرفت ۱/۳۵ درصد داشته است. طراحی پایه و فید، به وسیله شرکت ورلی پارسونز ۷۲ درصد پیشرفت داشته است. در ۳۱ می ۲۰۰۶ قرارداد نقشه‌برداری دریایی با شرکت هوریزون منعقد شده است. در ۲۶ سپتامبر ۲۰۰۶ از پیمانکاران برای اعلان صلاحیت برای اجرای سه پروژه تأسیسات فرایندی، تأسیسات جانبی و مخازن ذخیره در بخش خشکی دعوت شده است. پیمانکاران تا ۱۲ آوریل ۲۰۰۷ فرصت دارند تا اعلان صلاحیت کنند. در آوریل ۲۰۰۷ پیمانکاران راه‌یافته به لیست نهایی برای خرید اسناد فنی مشخص می‌شوند. در بخش حفاری نیز که از اواخر سال ۲۰۰۷ آغاز خواهد شد، اسناد لازم برای برگزاری مناقصات به شرکت نفت و گاز فرستاده شده است.

۸-۹ فازهای (۱۳ و ۱۴)

۸-۹-۱ اهداف طرح و شرح کار

- محصولات: روزانه ۷۵ میلیون مترمکعب گاز ترش، ۱۱۰ هزار بشکه میعانات و سالیانه ۱۶ میلیون تن ال.ان.جی.
- تأسیسات فراساحلی: ۴ سکوی استخراج گاز در فواصل ۱۳۶ و ۱۴۰ کیلومتری از تأسیسات ساحلی، سه رشته خط لوله انتقال گاز به قطر ۳۲ اینچ و یک گوی شناور برای صدور میعانات گازی در فاصله ۶ کیلومتری از ساحل.

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۱۳

● **تأسیسات ساحلی:** سه واحد لخته‌گیر، سه واحد تثبیت میعانات گازی به همراه تأسیسات پشتیبانی، پنج واحد بازیافت، واحدهای نمک‌زدایی، واحدهای تقلیل فشار، آب شیرین‌کن و ۴ مخزن ۹۰ هزار مترمکعبی ذخیره میعانات.

۲-۹-۸ انعقاد قرارداد

درباره فازهای (۱۳ و ۱۴) نیز فقط انعقاد قرارداد بررسی می‌شود؛ در ۲۳ جولای سال ۲۰۰۱ موافقت‌نامه^۱ مطالعات امکان‌سنجی برای صدور ال.ان.جی میان شرکت‌های ملی نفت ایران و یکی از شرکت‌های تابعه شرکت ریسول اسپانیا^۲ در تهران به امضا رسید. در ۲۱ ژانویه سال ۲۰۰۲ (۱ بهمن ۱۳۸۰) طی تفاهمی شرکت شل از طریق یکی از شرکت‌های تابعه خود^۳ وارد این مشارکت شد. در آگوست سال ۲۰۰۲ (مرداد ۱۳۸۱) مطالعات امکان‌سنجی تکمیل شد. نتیجه این مطالعه چنین بود: تولید سالیانه ۱۰ میلیون تن ال.ان.جی امکان‌پذیر است. برای این هدف باید ۲ واحد مایع‌سازی با هزینه‌ای کمتر از ۲ میلیارد دلار ساخته شود. تأمین سرمایه به اعتبار شرکت پروژه انجام شود. بانک مورد نظر برای مدیریت تأمین سرمایه بانک سوسیتیه جنرال فرانسه باشد. آغاز عملیات در نیمه اول سال ۲۰۰۳ و شروع تولید در پایان سال ۲۰۰۷ خواهد بود.^۴ سه طرف (شرکت ملی نفت ایران، ریسول و شل)^۵ در ۱۰ نوامبر سال ۲۰۰۴ (۱۹ آبان ۱۳۸۳) با امضای موافقت‌نامه^۶ درباره کلیات پروژه توافق کردند. این توافق جایگزین توافق‌نامه ژانویه سال ۲۰۰۲ شده و در ۲۰ آوریل سال ۲۰۰۵ طرح توسعه پروژه آماده گردید.

در تاریخ ۱۳۸۵/۱۱/۸ قرارداد اجرای بخش بالادستی این پروژه به شکل بیع متقابل به امضای سه طرف (شرکت ملی نفت ایران، ریسول و شل)^۷ رسید. نافذ شدن این قرارداد منوط به تصمیم نهایی در مورد سرمایه‌گذاری برای کل پروژه است. اینک روند شکل‌گیری این

1. Memorandum of Understanding (MOU)

2. Repsol YPF Oriente Medio S.A.

3. Shell International Gas Limited

4. "Persian LNG-A Giant Awakes" Atte Visser, Carlus Quintana.

5. NIOC, Repsol LNG S.L., Shell Gas & Power Development B.V.

6. Project Framework Agreement [www.Gastech.co.uk/Files/Persian %20LNG % 20-%20A %20 Giant %20Awakes.pdf](http://www.Gastech.co.uk/Files/Persian%20LNG%20-%20A%20Giant%20Awakes.pdf).

7. NIOC, Shell Upstream Development B.V., Repsol YPF Oriente Medio S.A.

قرارداد را با مراجعه به اظهارات مدیران شرکت نفت و شرکت‌های خارجی مرور می‌کنیم:

«شرکت شل با همکاری ریپسول برای توسعه فاز ۱۳ پارس جنوبی انتخاب شدند.»

(خبرگزاری مهر، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اسدالله صالحی فروز، ۱۳۸۳/۲/۱۱).

«این پروژه دو فاز دارد که هریک ظرفیت تولید سالیانه ۹ میلیارد مترمکعب را دارند و انتظار ما این است که فاز اول آن اواخر سال ۲۰۰۹ میلادی یا اوایل سال ۲۰۱۰ به بهره‌برداری برسد.»

(خبرگزاری فارس، مدیر بخش ال.ان.جی شرکت ریپسول، کارلوس کوینتانا، ۱۳۸۳/۸/۲۳).

«فعالیت‌های کنسرسیون فاز ۱۳ حدود پنج ماه زودتر از کنسرسیون توتال پتروناس در ساخت یک واحد مایع‌سازی گاز مایع آغاز شده است و در حال حاضر در مرحله مهندسی پایه قرار دارند.» (خبرگزاری ایسنا، قائم‌مقام وزیر نفت، سیدمهدی حسینی، ۱۳۸۴/۳/۲۷).

«شرکت شل در سال ۲۰۰۷ تصمیم نهایی خود برای سرمایه‌گذاری یا عدم سرمایه‌گذاری در پروژه ال.ان.جی ایران را اتخاذ خواهد کرد.» (خبرگزاری فارس، مدیر اجرایی شرکت شل، جرون ویر، ۱۳۸۵/۲/۲۵).

«در حال حاضر شل در حال تصمیم‌گیری نهایی است و پروژه فاز ۱۳ باید در سال ۲۰۰۷ به فید برسد.» (خبرگزاری ایسنا، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۵/۸/۲۴).

«برآورد اولیه توسعه فازهای (۱۳ و ۱۴) پارس جنوبی حدود ۱۰ میلیارد دلار است که نزدیک به ۴/۳ میلیارد دلار آن مربوط به بخش بالادستی و ۵/۵ تا ۶ میلیارد دلار آن مربوط به واحد ال.ان.جی می‌شود. زمان اجرایی شدن پروژه ۴۲ ماه پس از تصمیم‌گیری نهایی برای سرمایه‌گذاری است که خود از مجموعه قراردادهای جانبی تشکیل شده و پیش‌بینی می‌شود تصمیم‌گیری نهایی تا پایان سال ۲۰۰۷ تکمیل شود.» (خبرگزاری ایسنا، مدیرعامل شرکت ملی نفت ایران، غلامحسین نوذری، ۱۳۸۵/۱۱/۸).

«ما در راستای مطالعات امکان‌سنجی پروژه، یک قرارداد خدماتی در بالادستی پروژه امضا کردیم. اجرایی شدن این قرارداد منوط به تصمیم نهایی در مورد سرمایه‌گذاری در کل پروژه خواهد بود.» (خبرگزاری رویترز، سخن‌گوی شل، ۱۳۸۵/۱۱/۹ (۲۹ ژانویه ۲۰۰۷)).

«مطابق قرارداد، تولید از فازهای (۱۳ و ۱۴) به ترتیب ۴۲ و ۵۲ ماه پس از تهیه فید آغاز خواهد شد. مذاکرات برای طرح توسعه فازهای (۱۳ و ۱۴) از تاریخ ۲۳ جولای ۲۰۰۱

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۱۵

آغاز شد. قرارداد طراحی تأسیسات بخش دریایی با شرکت فرانسوی دوریس و طراحی تأسیسات خشکی با شرکت تکنیپ منعقد شده و تاکنون طرح ۲۰ درصد پیشرفت فیزیکی داشته است. اواخر پاییز ۲۰۰۷ در خصوص فید تصمیم‌گیری خواهد شد. در تلاش برای افزایش سهم ایران در این پروژه هستیم». (خبرگزاری/یلنا، مدیر پروژه فازهای (۱۳ و ۱۴) پارس جنوبی، علی احمدی، ۱۳۸۵/۱۱/۱۰).

«مسائل سیاسی در هنگام اخذ تصمیم نهایی در سال آینده لحاظ خواهد شد. باید تأکید کنم که در این مورد ما کمی با مشکل مواجه هستیم. طرف ما ایران است، کشوری که دومین دارنده نفت و گاز در جهان است. با وجود این ما همیشه درگیر مسائل زودگذر سیاسی هستیم. در مورد این پروژه ملاحظات مهم اقتصادی برای هر دو شرکت شل و ریسول وجود دارد. ایران جزء معدود کشورهای صاحب منابع انرژی در جهان است که درهای آن به روی سرمایه‌های خارجی باز است. عربستان سعودی با در اختیار داشتن بزرگ‌ترین منابع انرژی جهان، مخازن خود را از دسترس شرکت‌های نفتی دور نگاه داشته است. با اجرای پرشین‌ال‌ان‌جی، سالیانه ۸ میلیون تن گاز مایع تولید و صادر خواهد شد. در صورتی که ایالات متحده بر مواضع خود پافشاری کند ممکن است این پروژه مهم محقق نشود»^۱ (خبرگزاری رویترز، مدیر اجرایی شرکت شل، جرون وندر ویر، ۱۳۸۵/۱۱/۱۲ (۱ فوریه ۲۰۰۷)).

۱. عین این عبارات که ذیل مقاله‌ای با عنوان «Shell Sees Dilemma Over Iran Energy Investment» در

خبرگزاری رویترز درج شده چنین است:

... Shell Chief Executive Jeroen Van Der Veer Said Politics Would be Taken Into Account When a Final Investment Decision is Taken in About a Year.

"I Would Like to Emphasize that We Have Here Quite a Dilemma. This is Iran. They are the Number two in Oil and Gas Reserves in the world," he told a Conference Call Following Shell's Fourth Quarter Results.

"But we Have all the Short-term Political Concerns."

There are Strong Commercial Considerations. Shell and Repsol are Both Seeking Access to big Sources of Oil and Gas Reserves After Meeting Limited Success in Finding New Supplies in Recent Years.

Iran is One of the Few Major Energy Resource Holders Open to Foreign Investors. Saudi Arabia, Home to the World's Biggest Oil Reserves, Keeps its Oilfields Closed to International Firms.

The "Persian LNG" Project Would Develop South Pars Phases 13 and 14, Build an Eight Million Tones Per Annum Liquefied Natural Gas (LNG) Terminal and Then Convert the Gas to Liquid for Export to World Markets.

If The United States Gets Its Way, the Ambitious Project Might not Materialize

«علی‌رغم فشارهای وارده از سوی صندوق‌های بازنشستگی آمریکا، فعالیت‌های مربوط به فازهای (۱۳ و ۱۴) ادامه پیدا می‌کند. فعلاً فعالیت‌های این شرکت در مرحله مقدماتی و امکان‌سنجی قرار دارد. ۱۲ ماه طول می‌کشد تا ما تصمیم نهایی خود برای مشارکت یا عدم مشارکت در این پروژه را اتخاذ کنیم». (خبرگزاری فارس به نقل از پرس.تی.وی، مدیر اجرایی شرکت شل، جرون وندر ویر، ۱۳۸۶/۵/۶).

۸-۱۰ فازهای (۱۵ و ۱۶)

۸-۱۰-۱ اهداف طرح و شرح کار

طراحی پایه فازهای (۴ و ۵) مبنای طراحی پایه فازهای (۹ و ۱۰)، (۱۵ و ۱۶) و (۱۷) و (۱۸) بوده است. بنابراین نه فقط به دلیل مطالعات مفهومی^۱ این فازها مشابه هستند، بلکه به دلیل مشخصات فنی نیز در کلیات مشابه هستند. بنابراین تولیدات این دو فاز چنین خواهد بود:

روزانه ۵۰ میلیون مترمکعب گاز طبیعی، ۸۰ هزار بشکه میعانات گازی در روز، یک میلیون تن اتان برای تأمین خوراک واحدهای پتروشیمی در سال و نیز ۴۰۰ تن گوگرد در روز.

۸-۱۰-۲ انعقاد قرارداد

۸-۱۰-۲-۱ قرارداد انجام تأسیسات دریایی، خط لوله و پالایشگاه

چگونگی اجرای پروژه در این دو فاز همانند فازهای (۹ و ۱۰) است. بنابراین همان‌طور که در ۸-۷-۱ توضیح داده شد، قراردادی برای حفاری و قراردادی برای اجرای باقی‌مانده پروژه منعقد می‌شود. همانند فازهای (۹ و ۱۰) در این پروژه نیز طراحی پایه فازهای (۴ و ۵) مبنا قرار گرفته است. در اواخر اردیبهشت ۱۳۸۲ از طریق آگهی در روزنامه‌های کثیرالانتشار با تعیین مهلت ۲۰ روزه از پیمانکاران و مشارکت‌هایی که تمایل به شرکت در مناقصه دارند درخواست شد مدارک مربوط به صلاحیت را به شرکت نفت و گاز

1. MDP

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۱۷

پارس ارسال کند. ۴۷ شرکت آمادگی خود را برای شرکت در مناقصه اعلام کردند. در مهلت نهایی تعیین شده (۱۳۸۲/۱۲/۲۵) تعداد ۵ مشارکت پیشنهادهای فنی و مالی خود را ارائه کردند که عبارت‌اند از:

(۱) مشارکت فاسترویلر، هیوندای، ال جی^۱ و ایزویکو،

(۲) مشارکت تکنیپ^۲ و اوپیک

(۳) مشارکت آکرکورنر،^۳ قرب خاتم و صدرا

(۴) مشارکت گازپروم،^۴ ماشین ایمپورت^۵ و تأسیسات دریایی

شرکت پتروپارس در بخش خشکی به تنهایی، در بخش دریا با مشارکت ای.بی.بی^۶ و همچنین مشارکت پتروپارس، چيودا، دایلم^۷ و ایدرو در بخش خشکی به‌جای پیشنهاد جایگزین^۸ در نهایت در شهریور ۱۳۸۳ گشایش پاکت‌ها انجام شد. از نظر امتیاز فنی مشارکت به رهبری فاسترویلر اول و مشارکت به رهبری کورنر سوم شد، ولی پس از باز شدن پیشنهاد مالی در مجموع، مشارکت سوم یعنی آکرکورنر، قرب و صدرا برنده شد. تا ۹ تیر ماه ۱۳۸۵ کار امضای این قرارداد به تأخیر افتاد. این مسئله با مراجعه به مصاحبه‌های مدیران مختلف مرور می‌شود:

«در این مناقصه ۵ کنسرسیوم از کشورهای ایران، کره، فرانسه، انگلیس و نروژ شرکت کرده‌اند که ارزیابی فنی و مالی پیشنهادات شرکت کنندگان تا پایان اردیبهشت ماه به پایان می‌رسد و برنده مناقصه اعلام می‌شود». (خبرگزاری مهر، مدیرعامل شرکت نفت و گاز پارس، اسدالله صالحی فروز، ۱۳۸۳/۲/۱۱).

«کنسرسیوم شرکت‌های صدرا، خاتم‌الانبیا و آکرکورنر کمترین قیمت را پیشنهاد کرده بودند و مسئولیت این فازها را به‌طور مشترک و تضمین شده قبول کرده‌اند. رهبری این کنسرسیوم را شرکت آکرکورنر قبول کرده است و این شرکت‌ها طبق مقررات مناقصه‌ها

1. FW, HYUNDAI, LG

2. Technip

3. Aker Kvaerner

4. Gazprom

5. Machinoimport

6. Abb

7. Chiyoda, Daelim

برنده مناقصه هستند. شرکت پتروپارس با توجه به قیمت ارائه شده در این مناقصه دوم شده است.» (خبرگزاری/ایسنا، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۳/۱۰/۱۴).

«مهلت ۱۵ روزه کنسرسیوم فازهای (۱۵ و ۱۶) رو به اتمام است و تا روز پنجشنبه این هفته (پنجم خرداد) فرصت دارند تا قرارداد را امضا کنند در غیر این صورت مناقصه باطل اعلام می‌شود.» (خبرگزاری/ایسنا، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۴/۲/۳۱).

«چنانچه کنسرسیوم صدرا، قرارگاه خاتم‌الانبیا و شرکت آکرکورنر نروژ که در مناقصه فازهای (۱۵ و ۱۶) برنده شده‌اند نتوانند تا پایان هفته به توافق برسند، مناقصه‌ای مجدد برگزار می‌شود.» (خبرگزاری مهر، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۴/۳/۱).

«اسناد نهایی مناقصه توسعه فازهای (۱۵ و ۱۶) پارس جنوبی بین کنسرسیوم شرکت‌های صدرا، آکرکورنر نروژ و شرکت تأسیسات دریایی و شرکت نفت و گاز پارس به امضا رسید. شنبه آینده قرارداد توسعه این مناقصه نهایی خواهد شد.» (خبرگزاری فارس، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۴/۳/۴).

«هیچ ابطالی در مناقصه صورت نگرفته و به دنبال انتخاب همکار جدید در کنسرسیوم به‌عنوان لیدر هستیم تا جایگزین آکرکورنر نروژ شود.» (خبرگزاری/ایسنا، مدیرعامل صدرا، جلیل خیره، ۱۳۸۴/۳/۱۱).

«در حال حاضر شرکت‌های حاضر در کنسرسیوم در حال مذاکره برای پیدا کردن یک لیدر با صلاحیت هستند.» (خبرگزاری فارس، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۴/۳/۲۳).

«امیدواریم مناقصه ۱۵ و ۱۶ پارس جنوبی با طرف‌های قبلی ادامه پیدا کند و بدون کشیده شدن به مناقصه دوم، حفظ شود.» (خبرگزاری/ایسنا، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۴/۴/۱۰).

«این مناقصه به‌دلیل عدم توافق اعضای کنسرسیوم متوقف شده است.» (خبرگزاری فارس، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۴/۵/۲۴).

«مناقصه این فازها لغو شده و به قرارگاه خاتم که کمترین پیشنهاد را داده بود، اعلام کردیم که با شرکای کنسرسیوم، پیشنهاد دیگری را تهیه کنند تا به‌صورت ترک

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۱۹

تشریفات، مناقصه کار را به این کنسرسیوم که قرارگاه خاتم‌الانبیا محور اصلی آن خواهد بود، واگذار کنیم. البته برای قرارگاه خاتم‌الانبیا زمانی را برای معرفی شریک تعیین نکرده‌ایم». (خبرگزاری/ایسنا، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۴/۷/۵).

«قرارگاه خاتم‌الانبیا باید برای فاینانس از هیئت امنای ارزی مصوبه دریافت کند تا قرارداد مبادله شود. هیئت امنای ارزی برای فاینانس پروژه، منابع را قرض خواهد داد. قرار است سردار صفوی - فرمانده کل سپاه پاسداران انقلاب اسلامی - در این خصوص با رئیس‌جمهور مکاتبه کند». (خبرگزاری/ایسنا، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۴/۱۰/۲۳).

«فازهای (۱۵ و ۱۶) طرح توسعه میدان گازی پارس جنوبی نیازمند مجوز ترک تشریفات است که به امضای وزیر نفت رسیده، اما دو ماه است که معطل امضای سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی است». (خبرگزاری/ایران پترونوت، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۵/۲/۲).

«سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور برای تأمین فاینانس فازهای (۱۵ و ۱۶) از طریق حساب ذخیره ارزی موافقت کرده است. این مبلغ هنوز نهایی نشده و با تصمیم‌گیری نهایی به‌زودی جزئیات آن اعلام خواهد شد». (خبرگزاری/ایسنا، مدیرعامل شرکت ملی نفت ایران، غلامحسین نوذری، ۱۳۸۵/۲/۹).

«پس از جابه‌جایی‌های مورد نظر کارفرما (نفت و گاز پارس) در مورد سایت پروژه، در نهایت محل سایت مشخص شده و در حال حاضر منتظر نهایی شدن قرارداد هستیم. هنوز مذاکرات برای انتخاب شریک خارجی ادامه دارد و قطعی نشده است. فاینانس بودن یا نبودن پروژه هنوز مشخص نیست و راه‌حل‌های مختلفی برای این مسئله پیش‌بینی شده است. طولانی شدن مذاکرات درخصوص شریک و نحوه تأمین مالی، مشکلات مشترک ماست که امیدواریم به‌زودی حل شود». (خبرگزاری/ایسنا، معاون صنعت و معدن قرارگاه سازندگی خاتم‌الانبیا، سیداکبر مرتضوی، ۱۳۸۵/۳/۱۹).

۳-۱۰-۸ مشخصات قرارداد اصلی

قرارداد ساخت پالایشگاه و تأسیسات دریایی این فازها بین شرکت ملی نفت ایران

- کارفرمای اصلی - از یک سو و قرارگاه سازندگی خاتم الانبیا - مسئول بخش خشکی و نماینده پیمانکاران در طرح - و شرکت مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ایران - مسئول بخش دریا - از سوی دیگر است.

همچنین ساخت سکوها و سازه‌های فوقانی آنها از سوی دو شرکت ایزوایکو و صف با نظارت شرکت تأسیسات دریایی انجام می‌شود و ساخت لوله‌های دریایی و مدیریت بخش دریا نیز برعهده شرکت مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی است.

جدول ۱۲-۸ مشخصات قرارداد اصلی فازهای (۱۵ و ۱۶)

| مدت تحقق یافته | مدت قرارداد | مبلغ تحقق یافته (میلیون دلار) | مبلغ قرارداد (میلیون دلار) | زمان عقد قرارداد |
|----------------|-------------|-------------------------------|----------------------------|------------------|
| | ۵۲ ماه | | ۲۰۹۶ | ۱۳۸۵/۴/۹ |

۸-۱۱ فازهای (۱۷ و ۱۸)

۸-۱۱-۱ اهداف طرح و شرح کار

طراحی پایه فازهای (۴ و ۵) مبنای طراحی پایه فازهای (۹ و ۱۰)، (۱۵ و ۱۶) و (۱۷ و ۱۸) بوده است. بنابراین نه فقط به دلیل مطالعات مفهومی این فازها مشابه هستند، بلکه به دلیل مشخصات فنی نیز در کلیات مشابه هستند. بنابراین تولیدات این دو فاز چنین خواهد بود: روزانه ۵۰ میلیون مترمکعب گاز طبیعی، ۸۰ هزار بشکه میعانات گازی در روز، یک میلیون تن اتان برای تأمین خوراک واحدهای پتروشیمی در سال و نیز ۴۰۰ تن گوگرد در روز.

۸-۱۱-۲ انعقاد قرارداد

در اینجا نیز دو قرارداد مهم وجود دارد: قرارداد اصلی و قرارداد حفاری.

۸-۱۱-۲-۱ قرارداد انجام تأسیسات دریایی، خط لوله و پالایشگاه

انعقاد این قرارداد نیز به دلایل مشابه آنچه در فازهای (۱۵ و ۱۶) رخ داد، مدت زیادی به طول انجامید.

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۲۱

«براساس آگهی مناقصه توسعه مراحل (۱۵ و ۱۶) میدان گازی پارس جنوبی، این مناقصه ملاک عمل برای توسعه مراحل مشابه بعدی (۱۷ و ۱۸) بوده و تکرار نخواهد شد. آگهی مناقصه برای توسعه مراحل (۱۵ و ۱۶) بود، اما در آن خاطرنشان شد که برای توسعه مراحل مشابه بعدی شامل مراحل (۱۷ و ۱۸) پیشنهادهای دریافتی ملاک عمل خواهد بود. آخرین اقدام انجام شده درخصوص مناقصه مراحل (۱۵ و ۱۶) برگزاری جلسه رفع ابهام فنی با کنسرسیوم‌های شرکت‌کننده بوده است و شرکت‌کنندگان فرصت دارند در مدت یک ماه پیشنهادهای خود را براساس رفع ابهام‌های صورت گرفته، ارائه دهند.» (خبرگزاری جمهوری اسلامی، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اسدالله صالحی فروز، ۱۳۸۳/۵/۱۰).

«با عدم توافق کنسرسیوم فازهای (۱۷ و ۱۸) پارس جنوبی، قرارداد این پروژه نهایی نشد و به قرارداد نرسید. وی ادامه داد: کنسرسیوم اوپک و پتروپارس در این پروژه به توافق نرسیدند.» (خبرگزاری فارس، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۴/۲/۳۰).

«اوپک، تأسیسات دریایی و پتروپارس باید شراکت‌نامه‌ای را تنظیم و به ما اعلام کنند و پس از آن قرارداد را امضا کنند و این در صورتی است که طی این مدت به توافق برسند، در غیر این صورت اوپک شریک دیگری غیر از پتروپارس انتخاب می‌کند.» (خبرگزاری ایسنا، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۴/۲/۳۱).

«در فازهای (۱۷ و ۱۸) در انتظار به توافق رسیدن شرکت پتروپارس با شرکت اوپک هستیم.» (خبرگزاری مهر، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۴/۳/۱).

«پتروپارس راهبری و مدیریت عملیات توسعه این پروژه را پذیرفت.» (خبرگزاری فارس، مدیرعامل شرکت پتروپارس، غلامرضا منوچهری، ۱۳۸۴/۳/۱۰).

«قرارداد طرح توسعه فازهای (۱۷ و ۱۸) پارس جنوبی بین شرکت ملی نفت ایران و کنسرسیومی متشکل از شرکت‌های اوپک (۵۰ درصد)، مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی (۲۱ درصد) و پتروپارس (۲۹ درصد) به مبلغ ۲ میلیارد و ۴۹۰ میلیون و ۲۴۰ هزار و ۷۴۰ دلار به امضا رسید.» (خبرگزاری ایسنا، ۱۳۸۴/۳/۲۳).

«در این مناقصه از چهار گروه پیمانکار، کنسرسیوم شرکت‌های اوپک، تأسیسات دریایی و

تکنیپ فرانسه برنده شد که چندی بعد تکنیپ از این مناقصه کنار کشید. پس از این امر شرکت پتروپارس به عنوان رهبر و یا لیدر مناقصه از سوی شرکت‌های تأسیسات دریایی و اوپک معرفی شد». (خبرگزاری فارس، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۴/۳/۲۳).

«دو پیمانکار ای.پی.سی برای واحدهای اصلی و جانبی پالایشگاهی حداکثر تا تابستان سال آینده تعیین می‌شوند. پتروپارس ضمانت‌نامه‌اش را در فازهای (۱۷ و ۱۸) پارس جنوبی از ابتدا ارائه کرده است. شرکای دیگر پتروپارس در فازهای (۱۷ و ۱۸) به تازگی ضمانت‌نامه‌های خود را به صورت وثیقه خاصی آماده کرده‌اند که باید کارفرما آن را بپذیرد تا قرارداد این فازها مؤثر شود». (خبرگزاری ایسنا، مدیرعامل شرکت پتروپارس، غلامرضا منوچهری، ۱۳۸۴/۱۰/۲۴).

«ارزش قرارداد این دو فاز ۲/۵ میلیارد دلار است درحالی‌که سرمایه این شرکت یک‌صدم این قرارداد نیست و این از نظر بانک مرکزی برای صدور ضمانت‌نامه با مشکل مواجه است». (خبرگزاری مهر، مدیرعامل شرکت تأسیسات دریایی ایران، مسعود سلطانی‌پور، ۱۳۸۴/۱۱/۷).

«شرکت اوپک قادر به دادن ضمانت‌نامه نیست و به زودی از کنسرسیوم برنده مناقصه فازهای (۱۷ و ۱۸) پارس جنوبی کنار گذاشته شده و سهم آن به سازمان گسترش و نوسازی صنایع منتقل می‌شود». (خبرگزاری ایسنا، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۴/۱۱/۲۳).

«صدور ضمانت‌نامه‌های بانکی از سوی بانک‌ها به شرکت‌های پیمانکاری به یکی از مهم‌ترین موانع در پروژه‌های نفتی تبدیل شده است. با توجه به اینکه برای انجام این پروژه کنسرسیومی از شرکت‌های پتروپارس، اوپک و شرکت مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی تشکیل شده بود، مشکل صدور ضمانت‌نامه باعث شد که شرکت‌های تشکیل‌دهنده این کنسرسیوم با تغییر مواجه شوند. پس از تلاش فراوان، شرکت مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی موفق به دریافت ضمانت‌نامه از سوی بانک شد، اما شرکت اوپک به دلیل ارائه نکردن ضمانت‌نامه از این کنسرسیوم در حال حذف است. از آنجاکه سرمایه شرکت‌های پیمانکاری عمومی همانند شرکت مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی یا اوپک و ... برای صدور ضمانت‌نامه‌هایی که چندین برابر سرمایه این شرکت‌ها هستند کافی

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۲۳

نیست در نتیجه صدور ضمانت‌نامه برای این شرکت‌ها از سوی بانک‌ها با اشکال مواجه است. با توجه به اینکه سهم شرکت اوپک در این پروژه ۵۰ درصد بود این شرکت باید ۱۵۰ میلیون دلار ضمانت‌نامه می‌داد که برای حل مشکل صدور ضمانت‌نامه سهام صندوق بازنشستگی را ارائه کرد که مورد قبول واقع نشد. شرکت مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی نیز باید براساس سهم خود ۶۳ میلیون دلار ضمانت‌نامه صادر می‌کرد که پس از طی مشکلاتی همانند شرکت اوپک برای دریافت ضمانت‌نامه، بالاخره توانست این ضمانت‌نامه بانکی را دریافت کند». (خبرگزاری مهر، نماینده شرکت مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی در فازهای (۱۷ و ۱۸) پارس جنوبی، بهروز صدیق، ۱۳۸۴/۱۱/۲۸).

«مصلحت توسعه فازهای (۱۷ و ۱۸) پارس جنوبی را در سپردن رهبری کنسرسیوم به ایدرو و زیرمجموعه‌هایش دیدیم. زیرمجموعه‌های سازمان گسترش صنایع از جمله ماشین‌سازی اراک، ماشین‌سازی فارس و لرستان و تکنیکان در این مجموعه حاضر می‌شوند. بنابراین رهبری پروژه را نیز ایدرو برعهده خواهد گرفت. پتروپارس در حال حاضر حجم زیادی پروژه در دست دارد و برای این جایگزینی با این شرکت توافق شده است. در ترکیب جدید کنسرسیوم فازهای (۱۷ و ۱۸)، شرکت سهامی سازمان گسترش و نوسازی صنایع ایران (ایدرو) ۴۸ درصد، شرکت مهندسی و ساختمان صنایع نفت (اوپک) ۳۱ درصد و شرکت مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ۲۱ درصد سهم دارند». (خبرگزاری ایسنا، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۴/۱۲/۱۰).

«قرارداد اجرای فازهای (۱۷ و ۱۸) پارس جنوبی با شرکت ملی نفت دیشب در جلسه‌ای به امضا رسید». (خبرگزاری مهر، رئیس سازمان گسترش و نوسازی صنایع ایران، مهدی مفیدی، ۱۳۸۴/۱۲/۲۳).

«قرارداد فازهای (۱۷ و ۱۸) در سال ۱۳۸۴ به امضا رسید که شرکت‌های اوپک، تأسیسات دریایی و پتروپارس اعضای کنسرسیوم بودند، اما به دلیل مشکلاتی که در تأمین ضمانت‌نامه به طور مشخص از سوی شرکت اوپک پیش آمد، شاهد تأخیر در پروژه بودیم. طی این مدت سازمان گسترش و نوسازی صنایع ایران برای توسعه فازهای پارس جنوبی اعلام آمادگی کرده بود و ما نیز مطلع بودیم که این سازمان و شرکت‌های تحت پوشش از پتانسیل خوبی برخوردارند و سابقه خوبی در فازهای (۱) و (۶، ۷ و ۸)

داشته‌اند و به همین دلیل زمینه مشارکت آنها را فراهم کردیم تا از امکانات مالی و ساخت تجهیزات در شرکت‌های تابعه آنها استفاده کنیم. شرکت ملی نفت برای جلوگیری از مشکلات مالی مشابه که برای او یک پیش آمده بود، تصمیم گرفت سهام شرکت او یک را از ۵۱ درصد به ۳۱ درصد برساند و از مشارکت ایدرو استفاده کند. البته روش اجرایی این دو شرکت با هم متفاوت است و به همین دلیل توافق شد که پتروپارس فعالیت خود را در پروژه‌های دیگر توسعه دهد و از این پروژه کناره‌گیری کند». (خبرگزاری/ایسنا، مدیر فازهای (۱۷ و ۱۸) پارس جنوبی در شرکت نفت و گاز پارس، سهراب قشقایی، ۱۳۸۴/۱۲/۲۷).

«تأمین مالی از سوی بانک‌های اروپایی انجام می‌شود و در حال حاضر منتظریم تا قرارداد ای.پی.سی این پروژه نافذ شود تا بتوانیم از امکانات فاینانس استفاده کنیم». (خبرگزاری شانا، مدیر فازهای (۱۷ و ۱۸) پارس جنوبی در شرکت نفت و گاز پارس، سهراب قشقایی، ۱۳۸۴/۱۲/۲۸).

«طی روزهای گذشته پیش‌پرداخت قرارداد واریز شد و پیمانکاران پس از تحویل ضمانت‌نامه، رقم پیش‌پرداخت را تحویل گرفتند». (خبرگزاری/ایسنا، مدیر فازهای (۱۷ و ۱۸) پارس جنوبی در شرکت نفت و گاز پارس، سهراب قشقایی، ۱۳۸۵/۳/۲۴).

«قرارداد فاینانس پروژه فازهای (۱۷ و ۱۸) پارس جنوبی بین شرکت ملی نفت ایران و بانک سوسیته جنرال فرانسه چهارشنبه این هفته ۲۹ شهریور ماه در پاریس امضا می‌شود. این قرارداد که ارزش آن ۲/۷ میلیارد دلار است برای تأمین اعتبار پروژه‌های فازهای (۱۷ و ۱۸) پارس جنوبی در نظر گرفته شده است و مهندس الله‌داد مدیر مالی شرکت ملی نفت ایران آن را امضا خواهد کرد». (خبرگزاری مهر، ۱۳۸۵/۶/۲۶).

«ایران به دلیل عدم همکاری بانک‌ها و مؤسسات مالی خارجی، در تأمین اعتبار پروژه‌های صنعت نفت با مشکل مواجه است. در حال حاضر شرکت‌های بزرگ نفتی و مؤسسات مالی و اعتباری خارجی در انتظار حل مسائل سیاسی ایران هستند به گونه‌ای که ایران در حال حاضر در تأمین مالی پروژه‌های خود با مشکل مواجه است». (خبرگزاری مهر، وزیر نفت، سید کاظم وزیریه‌امانه، ۱۳۸۵/۹/۲۹).

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۲۵

«به دنبال کناره‌گیری یکی از مؤسسات مالی خارجی از تأمین سرمایه فازهای (۱۷ و ۱۸) پارس جنوبی، این فازها با منابع وزارت نفت توسعه داده می‌شود. چندی پیش توافق‌نامه‌ای با یکی از مؤسسات خارجی برای تأمین مالی فازهای (۱۷ و ۱۸) پارس جنوبی امضا شد که این مؤسسه حاضر به تأمین مالی اعتبارات مورد نیاز این طرح نشد». (خبرگزاری مهر، مدیر مهندسی و ساختمان شرکت نفت و گاز پارس، حسین نجفی ثانی، ۱۳۸۵/۱۰/۱۸).

۳-۱۱-۸ مشخصات قرارداد اصلی

قرارداد اصلی فازهای (۱۷ و ۱۸) در تاریخ ۱۳۸۴/۱۲/۲۲ منعقد شده و مدت اجرای آن ۵۲ ماه بوده است.

جدول ۱۳-۸ مشخصات قرارداد اصلی فازهای (۱۷ و ۱۸)

| مدت تحقق یافته | مدت قرارداد | مبلغ تحقق یافته (میلیون دلار) | مبلغ قرارداد (میلیون دلار) | زمان عقد قرارداد |
|-------------------|----------------|----------------------------------|-------------------------------|---------------------|
| | ۵۲ ماه | | ۲۵۰۰ | ۱۳۸۴/۱۲/۲۲ |

۱۲-۸ فازهای (۱۹، ۲۰، ۲۱، ۲۲، ۲۳ و ۲۴)

درباره این فازها فقط به مرور مصاحبه‌ها می‌پردازیم:

«مناقصه توسعه فازهای (۱۹ و ۲۰) پارس جنوبی پس از انتخاب وزیر نفت جدید و به‌صورت بین‌المللی برگزار خواهد شد». (خبرگزاری ایسنا، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۴/۷/۱۳).

«اسناد مناقصه فازهای (۱۹، ۲۰، ۲۱ و ۲۲) آماده است و ام‌دی.پی آنها نیز نوشته شده و منتظر هستیم تا وزیر جدید نفت نوع قرارداد را اعلام کند». (خبرگزاری ایسنا، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۴/۸/۲۷).

«۴ فاز دیگر از فازهای باقی‌مانده میدان گازی پارس جنوبی آماده رفتن به مناقصه است». (خبرگزاری فارس، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۴/۹/۱).

«آگهی بین‌المللی شناسایی کنسرسیوم‌های پیمانکاری متقاضی اجرای طرح توسعه

فازهای (۱۹، ۲۰، ۲۱ و ۲۲) پارس جنوبی از امروز در نشریات بین‌المللی دنیا منتشر می‌شود. آگهی مناقصه به تأیید کمیسیون مناقصات وزارت نفت رسیده و طبق بررسی‌های ما هیچ شرکتی خود را از فرصت حضور در بازار ایران محروم نخواهد کرد. اجرای طرح توسعه این فاز ۴ که پیش‌بینی می‌شود دست‌کم به حدود ۵ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری نیاز داشته باشد، در مجموع بیش از ۱۰۰ میلیون مترمکعب گاز و ۱۶۰ هزار بشکه میعانات گازی به ظرفیت برداشت ایران از میدان مشترک پارس جنوبی خواهد افزود». (خبرگزاری/ایسنا، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۴/۱۲/۶).

«شرکت‌های شل، انی، توتال، استات اویل، بی.اچ.پی استرالیا، لوک اویل روسیه و چند شرکت کوچک دیگر اسناد مناقصه فازهای ۱۹ تا ۲۲ را مطالبه کرده‌اند. به‌زودی شرکت‌های صاحب صلاحیت را اعلام خواهیم کرد». (خبرگزاری/ایسنا، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۵/۲/۱۹).

«امروز جمعه دوم ماه مارس، آخرین مهلت ارسال پیشنهادات فنی شرکت‌های متقاضی برای توسعه فازهای ۱۹ تا ۲۲ است و شرکت‌های علاقه‌مند تا امروز باید پیشنهادات فنی خود را ارائه می‌کردند. تاکنون ۸ شرکت بزرگ شل، توتال، انی، استات اویل، پتروبراس، لوک اویل، بی.اچ.پی استرالیا، سینوپک چین و اخیراً پتروپارس نیز برای توسعه این فازها اعلام آمادگی کرده‌اند». (خبرگزاری فارس، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۵/۱۲/۱۱).

«ما در حال بررسی احتمال افزایش حضور در ایران با توسعه فازهای (۱۹، ۲۰ و ۲۱) پارس جنوبی هستیم». (خبرگزاری/ایسنا، مدیر اجرایی انی، پائولو اسکارونی، ۱۳۸۶/۳/۸).

«شرکت انی ایتالیا در کنار پتروپارس، آمادگی خود را برای حضور در فازهای ۱۹ تا ۲۱ اعلام کرده که در حال مذاکره با هر دو شرکت هستیم. ۱۴ شرکت نیز آمادگی خود را برای حضور در فازهای ۲۲ تا ۲۴ اعلام کرده بودند که کمیسیون مناقصات شرکت ملی نفت، ۸ شرکت از این تعداد را تأیید صلاحیت کرد. از این ۸ شرکت خواسته خواهد شد تا نسبت به خرید اسناد مناقصه اقدام نمایند». (خبرگزاری/ایسنا، مدیرعامل شرکت نفت و گاز پارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۶/۳/۱۱).

فصل نهم تحلیل رویکردهای به‌کار رفته در پارس جنوبی

مقدمه

در فصل هفتم با مفهوم رویکرد انجام پروژه آشنا شدیم. همان‌طور که در این فصل اشاره شد رویکرد مناسب برای انجام یک پروژه، با توجه به خصوصیات کارفرما، پروژه و محیط پیرامون تعیین می‌شود. در فصول دوم، سوم و چهارم به ترتیب محیط اجرای پروژه‌های نفتی، مشخصات و برخی از ویژگی‌های پروژه‌های بالادستی و در نهایت عملکرد شرکت‌های مختلف در اجرای پروژه‌ها شرح داده شد. در فصل پنجم پروژه‌های اجرا شده در پارس جنوبی تشریح شد. دیدیم که تا به امروز سه پروژه در قالب فازهای (۱) و (۲) و (۳) و (۴ و ۵) اجرا شده، دو پروژه فازهای (۶، ۷ و ۸) و (۹ و ۱۰) در اواخر کار و فازهای دیگر در مراحل ابتدایی قرار دارد. در این فصل ابتدا میزان موفقیت این پروژه‌ها بررسی شده و رویکردهای به‌کار رفته شرکت ملی نفت دسته‌بندی می‌گردد. سپس ضمن تشریح نقاط ضعف رویکردها، رویکردهای شرکت ملی نفت ایران با رویکردهای اجرایی دو شرکت توتال و انی مورد مقایسه قرار می‌گیرد. در نهایت با توجه به مشابهت کامل پروژه‌ها و مشابهت نسبی محیط اجرای پروژه‌ها ویژگی‌های مهم رویکردهای اجرایی شرکت‌های توتال و انی به‌عنوان ویژگی‌های رویکرد مطلوب در اجرای پروژه‌های شبیه پارس جنوبی تشریح می‌شود.

۹-۱ تحلیل میزان موفقیت فازهای مختلف

۹-۱-۱ معیارهای موفقیت

۹-۱-۱-۱ زمان

از ویژگی‌های مهم صنعت نفت سود ناخالص بسیار زیاد در آن است. معمولاً این مقدار

حدود ۶۰ درصد است، درحالی که در دیگر بنگاه‌ها این مقدار حدود ۱۵ تا ۵ درصد است. از مهم‌ترین آثار این مسئله حساسیت مسئله زمان در پروژه‌های اکتشاف و تولید است. در این پروژه‌ها برای صرفه‌جویی در زمان هزینه می‌شود درحالی که در تجارت‌های با حاشیه سود ناخالص کم تمایل به صرف زمان برای صرفه‌جویی در هزینه‌هاست.^۱ بحث زمان را در سه مرحله مطالعه می‌کنیم:

● **زمان انعقاد قرارداد:** یعنی زمان صرف شده برای به نتیجه رساندن مناقصه و انعقاد قرارداد.

● **زمان مؤثر شدن قرارداد:** مؤثر شدن یا نافذ شدن قرارداد اصطلاحی است که به معنای شروع و اجرای پروژه است. معمولاً زمان واریز پیش‌پرداخت یا زمان تحویل سایت، زمان مؤثر شدن قرارداد است. در قراردادهای بیع متقابل از آنجاکه تأمین سرمایه به‌عده طرف خارجی است، بحث پیش‌پرداخت مطرح نیست. در این قراردادها زمان نافذ شدن، زمان تصویب قرارداد در هیئت‌مدیره شرکت ملی نفت است. از آنجاکه در بسیاری از قراردادهای همین زمان بسیار طولانی شده آن را در نظر می‌گیریم.

● **زمان اجرای قرارداد:** در این‌باره دو بحث مطرح است. یکی زمان پیش‌بینی شده برای اجرای پروژه و دوم تأخیر احتمالی نسبت به این زمان. تأثیر رویکرد انجام پروژه بیشتر در مسئله تأخیر دیده می‌شود.

۲-۱-۱-۹ هزینه

● **دوره ساخت:** هزینه‌های دوره ساخت برای هر پروژه‌ای به‌طور کلی قابل تقسیم به هزینه‌های سرمایه‌ای، سود پیمانکار و بهره بانکی است.

● **دوره بهره‌برداری:** هزینه‌های دوره بهره‌برداری معمولاً چندین برابر هزینه‌های دوره ساخت است. با وجود این اغلب در تحلیل‌ها هزینه‌های دوره ساخت ملاک تصمیم‌گیری است. در این تحقیق به دلیل اینکه عملیات بهره‌برداری از محدوده کار خارج شده، به این هزینه‌ها توجه نشده است.

1. Richard Barry, "The Management of International Oil Operations", Pennwell Books, 1993, p. XV.

۳-۱-۱-۹ کیفیت

مهم‌ترین مؤلفه کیفی، عملکرد پروژه برای دستیابی به اهداف تولیدی است. علاوه بر این مؤلفه، هزینه‌های نگهداری، آثار زیست‌محیطی و ... نیز می‌تواند مؤلفه‌های کیفی برای یک پروژه باشند. علاوه بر این می‌توان میزان ساخت داخل یا ارتقای دانش داخلی را نیز در ذیل این عنوان لحاظ کرد.

جدول ۹-۱ میزان تولید میعانات و گاز طبیعی از ۵ فاز اول پارس جنوبی

| عنوان | میعانات گازی صادر شده به خارج (میلیون بشکه) | گاز طبیعی ارسالی به شبکه سراسری (میلیارد مترمکعب) |
|--|---|---|
| ۱۳۸۳/۱۲/۱۹ | ۸۶ | ۵۴ |
| ۱۳۸۴/۱۲/۲ | ۱۴۵ | ۸۸ |
| ۱۳۸۵/۱۲/۹ | ۲۱۵ | ۱۳۱ |
| ۱۳۸۶/۳/۸ | ۲۳۴ | ۱۴۲ |
| تولید سالیانه با فرض تولید روزانه ۲۰۰ هزار بشکه میعانات و ۱۲۵ میلیون مترمکعب گاز طبیعی | ۷۳ | ۴۶ |
| تولید تحقق‌یافته از ۵ فاز اول در سال ۱۳۸۴ | ۵۹ | ۳۴ |
| تولید تحقق‌یافته از ۵ فاز اول در سال ۱۳۸۵ | ۷۰ | ۴۳ |

مأخذ: روابط عمومی شرکت نفت و گاز پارس به نقل از خبرگزاری‌های ایسنا و فارس

در پارس جنوبی ابتدا فازهای (۲ و ۳) و سپس فاز ۱ و در نهایت فازهای (۴ و ۵) به تولید رسیدند. اولین تولید از فازهای (۴ و ۵) در ۹ آذر ۱۳۸۳ (۲۹ نوامبر ۲۰۰۴) اتفاق افتاد. بنابر مندرجات جدول ۹-۱ در سال ۱۳۸۵ تقریباً ۵ فاز اول به تولید کامل رسیده‌اند. البته برای دقیق‌تر بودن این تحلیل لازم است که اطلاعات مربوط به هر فاز به‌صورت جداگانه در دسترس باشد. به‌هرحال اگر فرض کنیم در تمام فازها عملکرد پروژه مشابه و موفق بوده باشد، این مؤلفه از معیارهای تحلیل خارج می‌شود. بنابراین در این نوشتار دو مؤلفه ارتقای دانش داخلی و میزان ساخت داخل به‌صورت مختصر بررسی شده‌اند.

۹-۱-۲ تحلیل موفقیت فازهای مختلف

۹-۱-۲-۱ مدت عقد قرارداد در فازهای مختلف

پس از انعقاد قراردادهای بیع متقابل، شرکت طرف قرارداد به حفر چاه‌های ارزیابی، نقشه‌برداری و طراحی‌های پایه بر مبنای اطلاعات به‌دست آمده می‌پردازد. در همین زمان اقدام به برگزاری مناقصه برای انتخاب پیمانکاران فرعی برای اجرای پالایشگاه، خطوط لوله و ... می‌کند. برنامه‌ریزی به‌گونه‌ای است که در هر قسمت (دریا و خشکی) انعقاد قرارداد با پیمانکاران پس از اتمام طراحی پایه انجام می‌شود. در فازهای (۹ و ۱۰) و دیگر فازهای - به روش فاینانس - شرکت نفت و گاز پارس با مناسبت قرار دادن طراحی پایه فازهای (۴ و ۵) به صورت مستقیم برای انتخاب پیمانکاران پالایشگاه، خطوط لوله، سکوها و حفاری اقدام به برگزاری مناقصه کرده است. بنابراین زمان انتخاب پیمانکار پالایشگاه - بزرگ‌ترین قرارداد - در قراردادهای بیع متقابل با زمان انعقاد قرارداد در فازهای فاینانس قابل مقایسه است.

جدول ۹-۲ مقایسه زمان بندی عقد قراردادها در فازهای مختلف

| ردیف | شماره فازها | تاریخ اعلان مناقصه | تاریخ انعقاد قرارداد | مدت زمان عقد قرارداد (ماه) | تاریخ اعلان مناقصه | تاریخ انعقاد قرارداد پالایشگاه | مدت زمان عقد قرارداد (ماه) |
|------|-------------|--------------------|----------------------|----------------------------|--------------------|--------------------------------|----------------------------|
| ۱ | ۱ | ترک تشریفات | ۱۳۷۶/۱۱/۲۶ | - | | ۱۳۷۸/۴/۲۴ | |
| ۲ | ۲ و ۳ | ترک تشریفات | ۱۳۷۶/۷/۶ | - | | ۱۳۷۸/۱۱/۱۰ | ۱۳ |
| ۳ | ۴ و ۵ | | ۱۳۷۹/۵/۵ | ۲۵ | ۱۳۷۹/۱۰/۵ | ۱۳۸۰/۱۲/۱۶ | ۱۴ |
| ۴ | ۶، ۷ و ۸ | | ۱۳۷۹/۴/۲۰ | ۱۴ | ۱۳۷۹/۹/۲۰ | ۱۳۸۲/۲/۷ | ۲۹ |
| ۵ | ۹ و ۱۰ | - | - | - | ۱۳۷۹/۶/۱۰ | ۱۳۸۱/۶/۲۶ | ۲۴ |
| ۶ | ۱۱ | ۱۳۷۹/۶/۱۰ | | | ۱۳۸۵/۵/۱۶ | | |
| ۷ | ۱۲ | ۱۳۷۹/۶/۱۰ | ۱۳۸۴/۴/۲۵ | ۵۸ | ۱۳۸۵/۷/۴ | | |

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۳۱

جدول ۹-۲ مقایسه زمان‌بندی عقد قراردادهای در فازهای مختلف

| ردیف | شماره فازها | تاریخ اعلان مناقصه | تاریخ انعقاد قرارداد | مدت زمان عقد قرارداد (ماه) | تاریخ اعلان مناقصه پالایشگاه | تاریخ انعقاد قرارداد پالایشگاه | مدت زمان عقد قرارداد (ماه) |
|------|-----------------|--------------------|----------------------|----------------------------|------------------------------|--------------------------------|----------------------------|
| ۸ | ۱۳ و ۱۴ | | | | | | |
| ۹ | ۱۵ و ۱۶ | - | - | - | ۱۳۸۲/۲/۳۰ | ۱۳۸۵/۴/۹ | ۳۸ |
| ۱۰ | ۱۷ و ۱۸ | - | - | - | ۱۳۸۲/۲/۳۰ | ۱۳۸۴/۱۲/۲۲ | ۳۴ |
| ۱۱ | ۱۹، ۲۰، ۲۱ و ۲۲ | ۱۳۸۴/۱۲/۶ | | | | | |
| ۱۲ | ۲۳ و ۲۴ | ۱۳۸۵/۴/۳۱ | | | | | |

(۱) قرارداد با پیمانکار اصلی: (در اینجا منظور پیمانکار بیع متقابل است) - در فازهای (۱) و (۲ و ۳) قرارداد بدون برگزاری مناقصه با مصوبه شورای اقتصاد منعقد شده است.

- در فازهای (۴ و ۵) ظرف مدت ۲۵ ماه قرارداد اصلی منعقد شده است.
 - در فازهای (۶، ۷ و ۸) این زمان ۱۴ ماه است.
 - در فاز ۱۱ علی‌رغم گذشت ۷۷ ماه از اعلان مناقصه (تا اسفند ۱۳۸۵) هنوز قرارداد اصلی نهایی نشده است.
 - در فاز ۱۲ پس از گذشت ۵۸ ماه از اعلان مناقصه، در نهایت قرارداد با مصوبه شورای اقتصاد با ترک تشریفات منعقد شده است.
 - در فازهای (۱۳ و ۱۴) هنوز قرارداد نهایی نشده است.

(۲) قرارداد با پیمانکاران فرعی: برای مثال،

انتخاب پیمانکار پالایشگاه در فرض قرارداد بیع متقابل روند طولانی‌تری دارد، زیرا پیمانکار اصلی پس از تهیه لیست شرکت‌های شرکت‌کننده در مناقصه، باید این لیست را به تأیید شرکت نفت برساند. همچنین پس از انتخاب پیمانکار برنده باید تأییدیه شرکت نفت را در این باره دوباره اخذ کند. برای مثال، شرکت نفت و گاز پارس با

نپذیرفتن نتیجه مناقصه برگزار شده شرکت توتال برای انتخاب پیمانکار اجرای خط لوله ۳۲ اینچ دریایی در فاز (۲ و ۳) سبب برگزاری مجدد این مناقصه شد. در فازهای (۶، ۷ و ۸) زمان صرف شده برای انتخاب پیمانکار پالایشگاه بیش از دو برابر زمان فازهای (۲ و ۳) و (۴ و ۵) است. در فازهای (۹ و ۱۰) این زمان ۲۴ ماه، در فازهای (۱۵ و ۱۶) این زمان ۳۸ ماه و در فازهای (۱۷ و ۱۸) این زمان ۳۴ ماه است.

۹-۱-۲-۲ مدت لازم برای نافذ شدن قرارداد در رویکردهای سه‌گانه

پس از انعقاد قرارداد معمولاً با اولین پرداخت کارفرما قرارداد نافذ می‌شود. در قراردادهای بیع متقابل با توجه به اینکه پرداختی در مدت انجام کار به پیمانکار صورت نمی‌گیرد، زمان نافذ شدن قرارداد زمان تصویب آن در هیئت‌مدیره شرکت نفت است. این زمان در پروژه‌های بیع متقابل مشکلی ایجاد نکرده، اما در حالت فاینانس، مسئله‌ساز شده است. در این حالت قرارداد با پرداخت اولین پیش‌پرداخت (۲/۵ درصد مبلغ قرارداد) نافذ می‌شود. بدین ترتیب:

- در فاز ۱ مدت زیادی طول کشید تا قراردادها نافذ شوند.
- در فازهای (۶، ۷ و ۸) تنفیذ این قرارداد در مدت ۲ ماه انجام شده و در نتیجه مشکلی نبوده است.
- در فازهای (۹ و ۱۰) کار بسیار طولانی شد. دلیل اصلی، ارائه نشدن تأییدیه محیط زیست به بانک بود.
- در فازهای (۱۵ و ۱۶) پس از ۳۸ ماه که بالاخره قرارداد منعقد شد، هنوز (اسفند ۱۳۸۵) قرارداد نافذ نشده است. در این باره بحث تأمین سرمایه از منابع داخلی و حساب ذخیره ارزی پیگیری می‌شود.
- در فازهای (۱۷ و ۱۸) پس از مدت‌ها مذاکره با گروهی از بانک‌های فرانسوی هنوز (اسفند ۱۳۸۵) از قرارداد وام خبری نیست.

۹-۱-۲-۳ مدت تأخیر بسته به رویکردهای سه‌گانه

در تمام ۵ فاز تکمیل شده و ۵ فاز در حال اجرا، مسئله تأخیر به صورت جدی به چشم

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۳۳

می‌خورد. بحث تأخیر در فاز ۱ به‌صورت مستقل در پیوست ۱ (۲-۱) مصاحبه با آقای محمد شکرخواب) بررسی شده است. درباره فازهای (۲ و ۳) و فازهای (۴ و ۵) نیز این مسئله در جدول ۳-۹ مشاهده می‌شود.

جدول ۳-۹ مقایسه مدت زمان انجام کار در فازهای مختلف

(اعداد به ماه)^۱

| ردیف | فازها | مدت زمان تکمیل پالایشگاه | | مدت زمان رسیدن به اولین تولید | | مدت زمان تکمیل پروژه | |
|------|----------|--------------------------|------------|-------------------------------|------------|----------------------|------------|
| | | قرارداد | تحقق یافته | قرارداد | تحقق یافته | قرارداد | تحقق یافته |
| ۱ | ۱ | ۳۵ | ۴۱ | ۴۰ | ۶۳ | ۴۸ | ۷۴ |
| ۲ | ۲ و ۳ | | | ۴۴ | ۵۵ | ۶۰ | ۶۷ |
| ۳ | ۴ و ۵ | ۳۶ | | ۴۴ | ۵۲ | ۶۰ | ۶۸ |
| ۴ | ۶، ۷ و ۸ | ۴۳ | - | ۳۹ | - | ۶۶ | |
| ۵ | ۹ و ۱۰ | ۵۲ | - | - | - | - | - |

۴-۲-۱-۹ تأثیر رویکرد به‌کار رفته در هزینه انجام پروژه

در فازهایی که اجرا به روش بیع متقابل است، تأمین سرمایه و خرید خدمات برعهده پیمانکار اصلی است. پیمانکار اصلی برای پذیرش این تعهدات و مدیریت ریسک‌های آن هزینه‌ای مطالبه می‌کند.

قرارداد فازهای (۹ و ۱۰) قبل از افزایش قیمت جهانی نفت و به‌تبع آن افزایش قیمت فولاد و خدمات مرتبط با نفت منعقد شده است. بنابراین قیمت قراردادهای در این ۱۰ فاز قابل مقایسه‌اند.

قراردادهای بسته به تعداد فازها تفاوت می‌کنند. گذشته از این پالایشگاه‌ها هم متفاوت هستند. پالایشگاه فازهای (۴ و ۵) و (۹ و ۱۰) به‌دلیل واحدهای مایع‌سازی بیشتر

۱. درباره ستون اول، مدت زمان تکمیل پالایشگاه، رقم ذکر شده مربوط به زمان رسیدن به حداکثر ظرفیت است. زمان رسیدن به ظرفیت معادل اولین تولید در فاز (۴ و ۵)، ۲۷ ماه و در فاز (۶، ۷ و ۸)، ۳۴ ماه است. توضیحات بیشتر درباره زمان‌بندی فاز ۱ در پیوست ۱ (۲-۱) مصاحبه با آقای محمد شکرخواب آورده شده است.

مانند اتان، پروپان و بوتان حدود ۲۵ درصد گران‌تر از پالایشگاه فازهای (۲، ۳ و ۱) است. پالایشگاه فازهای (۶، ۷ و ۸) که برای تولید گاز ترش طراحی شده‌اند، ارزان‌تر از پالایشگاه گاز شیرین هستند.

درباره قیمت فازهای (۹ و ۱۰) رقم قرارداد برای اجرای سکوی دریایی، خط لوله و پالایشگاه، ۱۵۹۷ میلیون دلار است که با فرض رقم ۳۰۰ میلیون دلار برای حفاری، مبلغ ۱۸۹۷ میلیون دلار به دست می‌آید.

جدول ۹-۴ هزینه انجام پروژه در فازهای مختلف

| ردیف | فازها عنوان | ۱ | ۲ و ۳ | ۴ و ۵ | ۶ و ۷ و ۸ | ۹ و ۱۰ |
|------|------------------------------------|------------|----------|----------|-----------|------------|
| ۱ | تاریخ انعقاد قرارداد | ۱۳۷۶/۱۱/۲۶ | ۱۳۷۶/۷/۶ | ۱۳۷۹/۵/۵ | ۱۳۷۹/۴/۲۰ | ۱۳۸۱/۱۲/۲۷ |
| ۲ | هزینه سرمایه‌ای | ۷۳۰ | ۲۰۱۲ | ۱۹۲۸ | ۱۹۶۴ | ۱۸۹۷ |
| ۳ | هزینه بهره | ۸۰ | ۸۰۷ | ۸۵۰ | ۶۱۶ | *۴ |
| ۴ | دستمزد | ۱۳۰ | ۱۴۰۰ | ۱۰۷۴ | ۹۰۷ | ۰ |
| ۵ | جمع هزینه سرمایه و دستمزد | ۸۶۰ | ۳۴۱۲ | ۳۰۰۲ | ۲۸۷۱ | ۱۸۹۷ |
| ۶ | قیمت دو فازی | ۱۷۲۰ | ۳۴۱۲ | ۳۰۰۲ | ۱۹۱۴ | ۱۸۹۷ |
| ۷ | نسبت دستمزد به هزینه سرمایه (درصد) | ۱۸ | ۷۰ | ۵۶ | ۴۶ | - |

* همان‌طور که گفته شد برای اخذ وام مربوط به این پروژه سه قرارداد مختلف بین شرکت ملی نفت ایران و بانک‌های اروپایی و کره‌ای و صندوق‌های ضمانت صادرات بسته شده است. درباره نرخ بهره وام‌های دریافتی در این سه قرارداد و دوره بازپرداخت آنها رقمی به صورت رسمی اعلام نشده است. با وجود این با تقریب خوبی می‌توان همان رقم ۸۰۰ میلیون دلار را در این باره نیز مبنای مقایسه قرار داد.

هزینه بهره را می‌توان همان خواب سرمایه دانست. این هزینه در هر پروژه‌ای وجود دارد. به طور معمول نیز در بیان قیمت پروژه به صورت مستقیم به این رقم اشاره نمی‌شود. اینکه با چه نرخ پول برای پروژه تأمین می‌شود، خود مسئله مهمی است. شرکت‌های

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۳۵

نفتی متعهد می‌شوند که با نرخ لیبور به‌علاوه ۰/۷۵ درصد منابع مالی را تأمین کنند. اگر فرض کنیم منابع مالی فازهای (۹ و ۱۰) و یا منابع مالی شرکت نیکو از نرخ بهره مشابه برخوردار باشند (اگرچه که این موضوع نیز در جای خود قابل بررسی است به‌خصوص که نیکو به‌عنوان واسطه مقداری از حق‌الزحمه خود را بر قیمت وام می‌افزاید) می‌توان جمع هزینه سرمایه و دستمزد را بدون در نظر گرفتن هزینه بهره، مبنای مقایسه قرار داد.

می‌توان به‌صورت تقریبی قیمت فاز ۱ و فازهای (۶، ۷ و ۸) را به قیمت قراردادهای ۲ فازی تبدیل کرد تا مقایسه منطقی‌تر باشد. قیمت فاز ۱ در دو و قیمت فازهای (۶، ۷ و ۸) در دوسوم ضرب شده است.

پروژه فازهای (۴ و ۵) با (۹ و ۱۰) کاملاً مشابه هستند (طراحی پایه فازهای (۴ و ۵) با (۹ و ۱۰) یکسان است). بنابراین مقایسه قیمت این دو قرارداد از دقت زیادی برخوردار است. بنابر جدول ۴-۹ قیمت قرارداد فازهای (۴ و ۵) حدود ۱۱۰۰ میلیون دلار بیشتر از قیمت قرارداد فازهای (۹ و ۱۰) است.

با توجه به تشابه فازهای (۲ و ۳) با فاز ۱ قیمت این دو پروژه قابل مقایسه هستند. بنابر جدول ۴-۹ قیمت قرارداد فازهای (۲ و ۳) بیش از ۱۶۹۰ میلیون دلار از قیمت قرارداد فاز ۱ بیشتر است.

بنابراین قیمت قرارداد در بیع متقابل، نسبت به حالتی که خود شرکت نفت پروژه را اجرا می‌کند، بین ۵۸ درصد (۱۱۰۰/۱۸۹۷) تا ۹۸ درصد (۱۶۹۰/۱۷۲۰) گران‌تر بوده است.

۵-۲-۱-۹ تأثیر رویکرد به‌کار رفته در افزایش ساخت داخل

هدف، به‌کارگیری رویکردی است که حداکثر استفاده از ظرفیت‌های داخلی را فراهم آورد. یعنی اینکه اگر توانمندی داخلی، اجازه انجام ۶۰ درصد از پروژه را می‌دهد، تمام این مقدار محقق شود. اینکه چگونه می‌توان این ظرفیت ۶۰ درصد را به ۷۰ درصد رساند، موضوع عنوان بعدی بحث است.

استفاده از تجهیزات و خدمات ساخت داخل مسئله‌ای نیست که فقط یک سیاست ملی باشد، بلکه استفاده هرچه بیشتر از ساخت داخل به دلایل مختلف به کاهش هزینه‌های پروژه منجر می‌شود. از مهم‌ترین مسائل در این‌باره کاهش چشمگیر هزینه حمل برای خریدهاست.

جدول ۵-۹ مقایسه میزان ساخت داخل در فازهای مختلف

| ردیف | عنوان | فازها | ۱ | ۲ و ۳ | ۴ و ۵ | ۶ و ۷ و ۸ | ۹ و ۱۰ |
|------|---------------------------|-------|----|-------|-------|-----------|--------|
| ۱ | درصد ساخت داخل در قرارداد | | ۵۱ | ۳۰ | ۴۰ | ۵۱ | ۵۱ |
| ۲ | درصد ساخت داخل تحقق یافته | | ۶۵ | ۳۲ | ۴۲ | ۵۲/۵ | ؟ |

کارهای لازم برای انجام پروژه را می‌توان چنین دسته‌بندی کرد: طراحی، ساخت (تجهیزات مثل تأسیسات، ژنراتورها و ... اقلام توده‌ای مثل آرماتور، بتن و ...) و اجرا. جدول ۶-۹ ترکیب وزنی این اقلام را برای قسمت‌های مختلف کار براساس قرارداد یکی از فازها (۱۵ و ۱۶) نشان می‌دهد. درباره درصد ساخت داخل باید ابتدا معیار محاسبه تعیین شود. به‌طور کلی هرچه ساختار شکست قراردادی را در لایه‌های پایین‌تر بررسی کنیم، درصد به‌دست آمده واقعی‌تر است. دو عامل مهم در افزایش ساخت داخل مؤثر است.

الف) منشأ منابع مالی پروژه: دو مورد از منابع مهم تأمین سرمایه بانک‌ها و شرکت‌های بیمه هستند. این وام‌دهندگان به‌خصوص بیمه‌های توسعه صادرات، همواره ضمن اعطای وام، خرید درصدی از تجهیزات و خدمات فنی را از کشور خودشان شرط می‌کنند (وام مشروط و غیرمشروط؛ شکل ۶-۷). برای مثال در وام اخذ شده در فازهای (۹ و ۱۰) طبق قرارداد ۸۵ درصد وام کم‌بهره^۱ صرف خریدهای خارجی و ۲۰ درصد وام تجاری^۲ صرف خریدهای خارجی شده است. با توجه به ترکیب وام اعطا شده الزاماً در نهایت، حداقل ۶۰ درصد وام اعطایی صرف خریدهای خارجی می‌شود. بنابراین در صورتی که وام‌گیرنده تمایل به افزایش سهم داخل در قرارداد را دارد باید سهم بیشتری از کل مبلغ پروژه را از محل دارایی‌های خود تأمین کند. بنابراین در صورتی که بتوان از منابعی چون صندوق ذخیره ارزی، منابع داخلی نفت، نیکو (به شرطی که نیکو خود وام‌گیرنده نباشد)، اوراق مشارکت داخلی و یا وام‌های نقدی (برای آشنایی بیشتر با وام نقدی به شکل ۶-۷ مراجعه شود) استفاده کرد، درصد ساخت داخل بسیار بالا می‌رود.

1. Individual Credit Agreement (ICA)

2. Complementary Individual Credit Agreement (CICA)

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۳۷

ب) میزان شکست کار: فرض کنیم شرکت ملی نفت ایران قصد اجرای عملیات پالایشگاه را در قالب یک پروژه طراحی، خرید و ساخت دارد و هیچ پیمانکاری در داخل تجربه و توان اجرای چنین پروژه‌ای را ندارد. یک راه‌حل، استفاده از پیمانکار خارجی است.

جدول ۶-۹ مقایسه وزنی قسمت‌های مختلف پروژه

| عنوان | پالایشگاه | خط لوله | سکوه‌های دریایی | حفاری |
|--------|-----------|---------|-----------------|-------|
| خرید | ۶۳ | ۵۲ | ۵۳ | ۳۳ |
| ساخت | ۲۸ | ۴۳ | ۳۴ | *۶۵ |
| طراحی | ۵ | ۴ | ۷ | ۱ |
| مدیریت | ۴ | ۱ | ۶ | ۱ |

* بخش ساخت (۶۵ درصد) در پروژه‌های حفاری شامل اجاره دکل دریایی، خرید خدمات پشتیبانی (لجستیک) و خدمات حفاری است. سهم هزینه اجاره دو دکل دریایی در قراردادهای حفاری پارس جنوبی ۲۱ درصد ارزش قرارداد، خدمات پشتیبانی ۷ درصد و خدمات حفاری ۲۷ درصد است.

راه‌حل دوم خرد کردن قرارداد است. مثلاً برای تأسیسات پشتیبانی (اصطلاحاً یوتیلیتی)، تأسیسات فرایندی و مخازن ذخیره مناقصه‌های جداگانه برگزار می‌شود. در این فرض ممکن است پیمانکاران داخلی با توانمندی فنی و مالی برای شرکت در چنین مناقصه‌ای وجود داشته باشند. البته در این حالت مجری (اپراتور) پروژه باید از توانمندی مدیریت (به‌مراتب) بیشتری برخوردار باشد.

۹-۱-۲-۶ تأثیر رویکرد در ارتقای دانش داخلی

ارتقای دانش داخلی را در سه بخش می‌توان بررسی کرد: طراحی، ساخت و تولید تجهیزات. بررسی روند داخلی شدن هر یک از این بخش‌ها و تأثیر رویکردهای به‌کار رفته در تسریع آن، محتاج پژوهشی مستقل است. انعقاد قراردادهای طرح و ساخت با شرکت‌های طراحی یا با شرکت‌های پیمانکار اجرایی، تشکیل مشارکت بین شرکت طراح یا پیمانکار ایرانی و خارجی از رویکردهای مهم برای ارتقای توانمندی پیمانکاران داخلی است. مطالعه موردی شرکت‌های موفق در این خصوص، مانند شرکت تأسیسات دریایی، مفید است.

۹-۲ رویکردهای شرکت ملی نفت ایران

۹-۲-۱ قرارداد بیع متقابل با شرکت‌های خارجی

در فازهای (۲ و ۳) و (۴ و ۵) پارس جنوبی شرکت نفت با یک شرکت نفتی برای اجرای تمام مراحل پروژه از تهیه برنامه توسعه تا راه‌اندازی، قراردادی منعقد کرده است. این شکل از قرارداد با شرکت‌های نفتی در دنیا نادر است. طبق جدول ۴-۲ در خاورمیانه به غیر از ایران، عربستان و کویت بقیه کشورها از قرارداد پیمانکاری استفاده می‌کنند. مطالعه عملکرد شرکت آرامکو در فصل چهارم نشان می‌دهد که درج نام عربستان در ستون سوم جدول ۴-۲ اشتباه است چرا که در حال حاضر در عربستان (به‌جز ۴ مشارکت تشکیل شده در ربع‌الخالی برای تولید گاز در سال ۲۰۰۴) شرکت‌های نفتی خارجی در بخش بالادستی هیچ فعالیتی ندارند و شرکت آرامکو پروژه‌ها را خود با استفاده از پیمانکاران اجرا می‌کند.

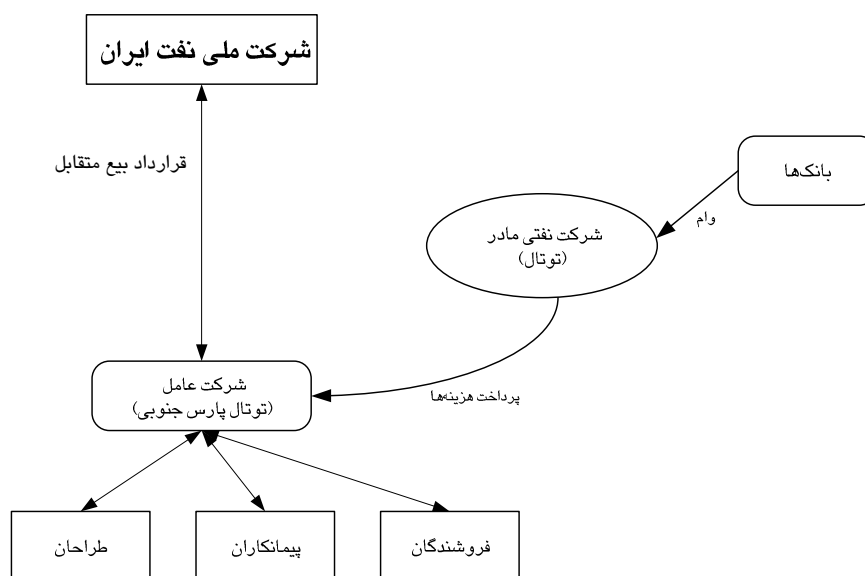
در کویت نیز از سال ۱۹۸۰ و پس از تشکیل شرکت نفت کویت، شرکت‌های خارجی در بخش بالادستی هیچ فعالیتی نداشته‌اند. اجرای پروژه کویت نیز هنوز به تصویب مجلس کویت نرسیده است. در صورت تصویب این پروژه، قرارداد منعقد بین شرکت نفت کویت و شرکت‌های نفتی خارجی جزء معدود قراردادهای نفتی به‌صورت پیمانکاری است. منتهی تفاوت این قرارداد با بیع متقابل آن است که عملیات بهره‌برداری را پیمانکار انجام می‌دهد و در نتیجه، مدت قرارداد حداقل ۲۵ سال است. با وجود این هنوز جزئیات این قرارداد مشخص نیست.

در جدول ۴-۲ نام ونزوئلا هم در ستون سوم ذکر شده که صحیح نیست. بررسی‌های فصل دوم و چهارم نشان می‌دهد که قراردادهای منعقد در ونزوئلا به‌صورت مشارکت در تولید است. در سال ۲۰۰۲ نیز این قالب حفظ شده و تنها در جزئیات آن تغییراتی داده شد. با وجود این در سال‌های پیش از انقلاب اسلامی در ایران سابقه انعقاد چنین قراردادهایی - البته با تفاوت‌هایی نسبت به قرارداد بیع متقابل - وجود دارد. دو قرارداد سوفیران و قرارداد سال ۱۳۴۸ با شرکت کنتینانتال و قراردادهای شش‌گانه مبتنی بر قانون سال ۱۳۵۳ به این صورت (پیمانکاری) منعقد شده‌اند.

در شکل ۹-۱ ساختار کلی این شکل از قرارداد مشاهده می‌شود. قرارداد در فازهای

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۳۹

(۲ و ۳) با شرکت توتال پارس جنوبی منعقد شده است. این شرکت، شرکتی عملیاتی است که برای اجرای پروژه تشکیل شده و پس از اتمام آن منحل می‌شود. تعهدات این شرکت را شرکت مادر در قرارداد تضمین کرده است. در فازهای (۴ و ۵) شرکت انی ایران در جایگاه شرکت عامل و شرکت انی اینترنشنال در جایگاه شرکت مادر نشسته است. تأمین سرمایه را شرکت مادر از طریق منابع داخلی و اخذ وام انجام می‌دهد.



شکل ۹-۱ ساختار کلی قرارداد بیع متقابل با شرکت‌های نفتی خارجی

۹-۲-۲ قرارداد با شرکت پتروپارس

در فازهای (۱) و (۶، ۷ و ۸) و (۱۲) شرکت نفت از طریق شرکت پتروپارس به عملیات توسعه اقدام کرده است. این قراردادها در ظاهر در قالب بیع متقابل است، ولی در واقع در آن انتقال ریسک وجود ندارد و نوعی ساختار داخلی برای شرکت نفت به حساب می‌آید. در فاز ۱ ظاهر کار مشابه فازهای (۶، ۷ و ۸) است، ولی مصاحبه با مدیران نشان می‌دهد که در واقع مجری این فاز شرکت نفت بوده است و باید این فاز را جزء مواردی دانست

که شرکت نفت به صورت مستقیم با پیمانکاران درگیر شده است. رویکرد شرکت نفت در شکست کار و انعقاد قرارداد با پیمانکاران اجرایی در این فاز مشابه رویکرد شرکت‌های نفتی است. با وجود اینکه در این فاز شرکت نفت اولین کار در پارس جنوبی را تجربه می‌کند، ولی در مقایسه با تمام کارهای بعدی بیشترین تعداد قراردادها و درگیری با پروژه در کل پذیرش ریسک را داشته است.

در فازهای (۶، ۷ و ۸) اگرچه در ابتدا کل قرارداد با شرکت پتروپارس منعقد شد، ولی با ورود شرکت استات اوپل، اجرای بخش دریا به این شرکت محول شد. در بخش خشکی نیز شرکت پتروپارس تمام کار را در قالب قراردادی به مشارکتی از پیمانکاران واگذار کرده است.

در فاز ۱۲ نیز اگرچه کل قرارداد ابتدا با شرکت پتروپارس منعقد شده است، ولی به نظر می‌رسد همانند فازهای (۶، ۷ و ۸) شرکت نفتی دیگری تأمین سرمایه و اجرای بخشی از کار را به عهده گیرد.

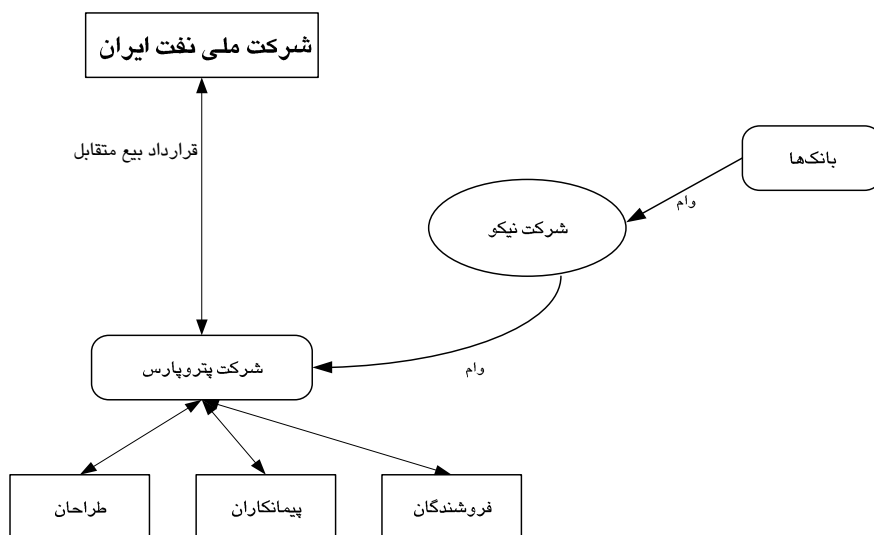
ویژگی دیگر این رویکرد چگونگی تأمین سرمایه در آن است. در این حالت یکی از شرکت‌های تابعه شرکت ملی نفت ایران به نام نیکو تأمین سرمایه را برعهده دارد. این شرکت بر مبنای اعتبار به دست آمده ناشی از در اختیار داشتن حدود ۱۵۰ تا ۳۰۰ هزار بشکه در روز از نفت صادراتی^۱ و در اختیار گرفتن دارایی‌های خارجی شرکت ملی نفت ایران به اخذ وام اقدام می‌کند.

عبارات ذیل نشان می‌دهد که شرکت نیکو به صورت مستقل و بدون تضمین شرکت ملی نفت ایران عمل می‌کند؛ «حضور مؤثر و فعال شرکت نیکو در بازارهای مالی بین‌المللی، ضمن تأمین منابع مالی لازم برای اجرای طرح‌های صنایع نفت و گاز کشور، موجب کسب تجربه، آشنایی با منابع و امکانات مالی جدید بین‌المللی قابل استفاده، شناسایی تضمین‌های این شرکت در سطح بین‌المللی به عنوان تعهداتی معتبر و قابل اعتماد و در نهایت کسب شهرت برای آن گردیده است، به نحوی که این شرکت در حال

۱. ایران در سال ۲۰۰۴ به طور متوسط روزانه ۲۵۶۰ هزار بشکه نفت صادر کرده است. شرکت ملی نفت ایران و نیکو به طور متوسط ۵۹۵ هزار بشکه نفت فروخته‌اند و مابقی نفت ایران را ۳۵ شرکت خارجی صادر کرده‌اند. (خبرگزاری فارس، ۱۳۸۴/۵/۳، به نقل از نشریه میس).

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۴۱

حاضر از معدود شرکت‌های با سرمایه ایرانی است که دارای اعتبار مالی قابل توجه (بدون نیاز به پشتوانه دولت) در خارج از کشور است.^۱

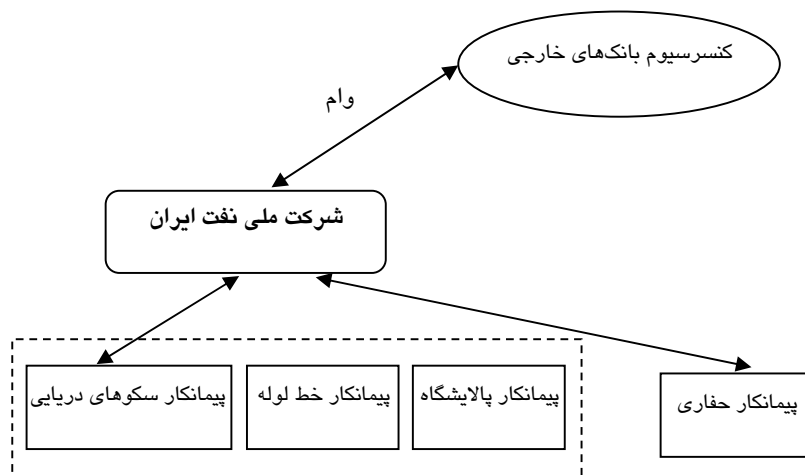


شکل ۹-۲ ساختار رویکرد انجام پروژه در حالت قرارداد با شرکت پتروپارس

۹-۲-۳ قرارداد با پیمانکاران اجرایی

در فازهای (۹ و ۱۰)، (۱۵ و ۱۶) و (۱۷ و ۱۸) شرکت نفت به‌صورت مستقیم اجرای پروژه را برعهده دارد. در این فازها عملکرد شرکت نفت به عملکرد شرکت‌های نفتی نزدیک شده است. چه از نظر تأمین سرمایه و چه از لحاظ انعقاد مستقیم قرارداد با پیمانکاران. با وجود این تفاوت عمده آن است که شرکت نفت با انعقاد فقط دو قرارداد یکی برای حفاری و یکی برای باقی پروژه، کار را تمام کرده است. علاوه بر این دو قرارداد، قرارداد سومی نیز برای استفاده از خدمات مدیریت منعقد شده است. به دلیل اینکه در این پروژه‌ها شرکت نفت برای تأمین سرمایه به اخذ وام اقدام می‌کند به این حالت، قرارداد فاینانس می‌گویند.

۱. نفت و توسعه (۵)، (مروری بر اهم فعالیت‌های وزارت نفت ۱۳۸۳-۱۳۷۶)، اداره کل روابط عمومی وزارت نفت، تیر ماه ۱۳۸۴، گزارش وزیر، ص ۳۵.



شکل ۹-۳ ساختار کلی قرارداد در فازهای (۹ و ۱۰) و ...

۹-۳ نقد رویکردهای سه‌گانه شرکت ملی نفت ایران

۹-۳-۱ قرارداد بیع متقابل با شرکت‌های نفتی خارجی

۹-۳-۱-۱ قیمت

با توجه به فرصت‌های زیاد برای سرمایه‌گذاری در قالب قراردادهای مشارکت در تولید و امتیازی برای شرکت‌های نفتی، انعقاد قرارداد به‌صورت پیمانکاری مانند بیع متقابل مطلوب شرکت‌های نفتی نیست. در صورت پذیرش این صورت از قرارداد، سودی مطالبه می‌کنند که جبران عدم مطلوبیت‌های این قرارداد را بکند. در قراردادهای بیع متقابل قیمت‌گذاری به‌صورت جبران هزینه با پرداخت دستمزد ثابت (با تعیین سقف برای هزینه) است. معمولاً در قرارداد پیمانکاری دستمزد پیمانکار حداکثر ۲۰ درصد هزینه‌هاست. در قراردادهای بیع متقابل در پارس جنوبی در فازهای (۲ و ۳) این نسبت ۷۰ درصد بوده است و در فازهای (۴ و ۵) طبق قرارداد این نسبت ۵۶ درصد بوده است (البته این مبالغ در دوره‌ای هفت‌ساله پس از اتمام پروژه پرداخت می‌شود). به‌رحال این نسبت‌ها برای یک کار پیمانکاری قابل قبول نیست. واقعیت این است که در مذاکرات نیز شرکت‌های نفتی به‌دلیل اینکه در اصل سرمایه‌گذار هستند و نه پیمانکار، از نرخ بازگشت سرمایه

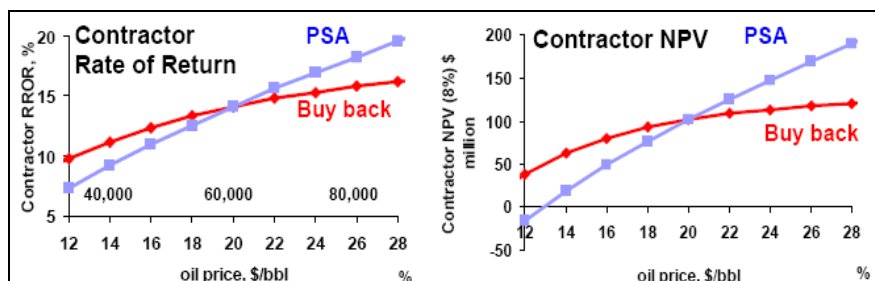
بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۴۳

صحبت می‌کنند. ابتدا درباره نرخ بازگشت سرمایه توافق انجام می‌شود و سپس با توجه به آن، ارقام مندرج در قرارداد به‌خصوص دستمزد مقطوع تعیین می‌شود.

۹-۳-۱-۲ عدم اطمینان

گذشته از قیمت ممکن است مطلوب نبودن این قراردادها برای شرکت‌های نفتی به نقطه‌ای برسد که دیگر به این نسبت‌ها نیز راضی نبوده و انعقاد قرارداد به این شکل متوقف شود. در عمل بعد از افزایش قیمت نفت، انعقاد قراردادهای بیع متقابل متوقف شد (جدول ۵-۵ و نمودارهای ۹-۱ و ۹-۲).

«اگر به سال‌های ۱۹۹۵ تا ۱۹۹۷ برگردیم، قیمت نفت پایین بود و بنابراین شرکت‌ها برای داشتن یک درآمد ثابت و ایمن از این قراردادها استقبال می‌کردند، ولی اکنون که قیمت نفت بالا رفته است این درآمدها برای شرکت‌های نفتی پایین آمده است و منافع آنها چندان تأمین نمی‌شود». (خبرگزاری ایسنا، نماینده گروه توتال در ایران، پیر فابیانی، ۱۳۸۶/۲/۱۸).

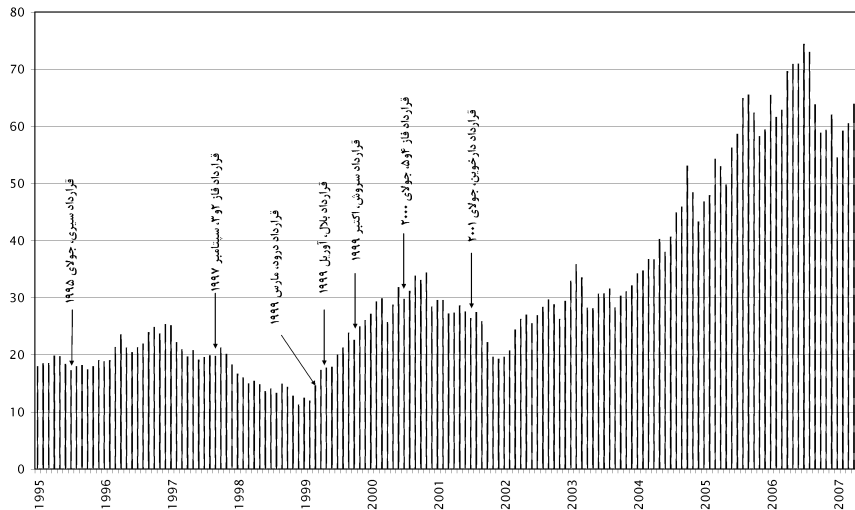


Source: Dr Peter R A Wells, IIES, Conference 9-10th December 2002, Tehran

نمودار ۹-۱ مقایسه مطلوبیت قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید از دیدگاه شرکت‌های نفتی

در جدول ۵-۵ قراردادهای بیع متقابل ایران در بخش توسعه میادین در سال‌های اخیر نشان داده شده است. نمودارهای ۹-۱ و ۹-۲ این نظریه را تقویت می‌کند که افزایش

قیمت نفت، تأثیر زیادی در کاهش جاذبه قراردادهای بیع متقابل برای شرکت‌های نفتی داشته است.



نمودار ۹-۲ زمان‌بندی انعقاد قراردادهای بیع متقابل با توجه به تغییرات قیمت نفت
(نفت وست نگزاس اینترمدیت)

۳-۱-۳-۱ از دست دادن توان تأمین سرمایه و اجرای پروژه

در قراردادهای بیع متقابل، شرکت ملی نفت ایران در جایگاه شریک غیراپراتور و شرکت نفتی خارجی در جایگاه شریک اپراتور است. شریک اپراتور سرمایه را تأمین و پیمانکاران را انتخاب و مدیریت می‌کند. اگر شرکت نفت می‌خواهد به شرکت‌های نفتی خارجی وابسته نباشد و بتواند خود در جایگاه مجری عملیات توسعه قرار گیرد، نباید این ساختار را راه‌حل اصلی برای اجرای پروژه‌ها بداند، بلکه باید سعی کند از فرصت قرارگیری در کنار شرکت‌های معتبر نفتی برای ارتقای روش‌ها و ساختارهای خود استفاده کند. در عمل شرکت نفت تمایل دارد که تمام پروژه‌های توسعه‌ای را به این صورت اجرا کند. نتیجه این رویکرد، وابستگی شرکت نفت در اجرای پروژه‌های خود به شرکت‌های نفتی است.

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۴۵

۹-۳-۱-۴ طولانی بودن زمان مذاکرات

مدت زمان مذاکرات در این روش حداقل دو سال است. در سال‌های اخیر حرکت به سمت شکل‌های جدید بیع متقابل که در آنها شرکت نفتی پس از انعقاد قرارداد با پیمانکاران، نظر خود را درباره انجام یا انجام ندادن سرمایه‌گذاری اعلام می‌کند، این مشکل را تشدید کرده است. نمونه این روش در پارس جنوبی قرارداد فاز ۱۱ است که هنوز شرکت توتال تصمیم خود را برای انجام سرمایه‌گذاری اعلام نکرده است.

۹-۳-۲ قرارداد بیع متقابل با شرکت پتروپارس

۹-۳-۲-۱ تأخیر در شروع پروژه

همان‌طور که در بند قبل اشاره شد، در این رویکرد شرکت نفت حداقل ۲ سال زمان را برای برگزاری مناقصه از دست می‌دهد. شرکت‌های نفتی در اجرای پروژه‌های خود شرکت‌هایی را با هدف مدیریت اجرایی تأسیس می‌کنند. این شرکت‌ها در نقش عامل اجرایی شرکت مادر، اجرای قرارداد را به‌عهده می‌گیرند. شرکت پتروپارس هم همانند شرکت نفت و گاز پارس، عامل شرکت ملی نفت ایران است و انعقاد قرارداد با آن غیرمنطقی است. شرکت نفت برای اجرای پروژه‌های خود مدت زمان زیادی را از دست می‌دهد تا از این ساختار عبور کند.

۹-۳-۲-۲ ایجاد اختلاف در سازمان مدیریت پروژه

نتیجه این ساختار، تعارض منافع در سازمان مدیریت پروژه است. با توجه به اینکه شرکت پتروپارس از شرکت‌های تابعه شرکت نفت و جزئی از ساختار آن است، به‌جای اینکه نیروی مدیران شرکت نفت در شرکت نفت و گاز پارس و شرکت پتروپارس صرف پیشبرد پروژه‌ها و مدیریت پیمانکاران و سازندگان شود، صرف حل اختلافات ناشی از این ساختار می‌شود. در فاز ۱ مدت‌ها وقت مدیران دو شرکت نفت و گاز و پتروپارس و حتی مدیران عالی شرکت نفت صرف حل اختلافات درباره مسائلی مانند جرائم تأخیر و ... شد.

«به‌هر حال هر پیمانکاری با کارفرمایش اختلاف‌نظرهایی دارد، اما برای این مورد

(اختلافات فاز ۱) کمیته‌ای به ریاست آقای حسینی قائم‌مقام شرکت ملی نفت، تشکیل شده تا گزارشش را به آقای وزیر ارسال کند». (روزنامه شرق، مدیرعامل پتروپارس، غلامرضا منوچهری، ۱۳۸۳/۱۰/۶).

مشابه همین مشکلات در اجرای فازهای (۶، ۷ و ۸) هم وجود دارد؛ «اهمیت اجرای پروژه‌های مثل (۶، ۷ و ۸) پارس جنوبی بسیار بیشتر از کشوقوس‌های هر روز ما با پتروپارس یا سایر شرکت‌هاست و در این میان هم نفت و گاز پارس به‌عنوان کارفرما منافع خود را دارد و هم پتروپارس یا سایر شرکت‌ها به دنبال منافع خود هستند». (خبرگزاری ایسنا، مدیر فازهای (۶، ۷ و ۸) پارس جنوبی در شرکت نفت و گاز پارس، محمدجواد شمس، ۱۳۸۴/۳/۷).

۳-۲-۳-۹ اختلال در ارتقای دانش در سازمان شرکت نفت

گفته شد که قرارگیری در جایگاه شریک غیراِپراتور در کنار یک اِپراتور با تجربه فرصت مهمی برای ارتقای توانمندی‌هاست. مدیرعامل شرکت استات اویل ایران چنین می‌گوید: «استات اویل هیچ‌گاه نمی‌توانست بدون رابطه نزدیک و همکاری با شرکت‌های بزرگ نفتی با این سرعت رشد کند و در جایگاهی که امروز قرار دارد باشد ... ما کار خود را به‌عنوان مسافر در صندلی عقب شروع کردیم، بعد از مدتی به صندلی جلو آمدیم و بعد از کسب تجربه فرمان را در دست گرفتیم»^۱.

امروز در ساختار شرکت نفت روشن نیست که بالاخره چه کسی باید پشت این فرمان بنشیند؛ شرکت ملی نفت، شرکت پتروپارس و پتروایران و یا حتی شرکت نیکو.

در نتیجه ساختار فعلی در فازهای (۴ و ۵) و در فازهای (۶، ۷ و ۸) سه گروه درگیر پروژه بوده‌اند. شرکت نفتی اِپراتور پروژه (انی یا استات اویل)، شرکت نفت و گاز پارس و شرکت پتروپارس. در اینجا روشن نیست که کدام‌یک از این دو شرکت باید از این

۱. هارولد فینیک به نقل از مدیرعامل استات اویل، کنفرانس چالش‌ها و فرصت‌های پروژه‌های نفت و گاز برای شرکت‌های ایرانی، تهران، ۳۱ ژانویه تا ۱ فوریه ۲۰۰۵.

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۴۷

فرصت استفاده کنند؟ کدام یک از این دو قرار است در پروژه‌های بعدی اپراتور باشد؟ در عمل در پروژه‌های بعدی در فازهای (۹ و ۱۰) و ۱۵ تا ۱۸ شرکت نفت در جایگاه اپراتور قرار گرفت و در فاز ۱۲ نیز شرکت پتروپارس. شرکت نفت از طریق تشکیل مشارکت‌های پیمانکاران تلاش کرد که تمام ریسک‌ها را منتقل کند که همین رویکرد موجب بروز مشکلات بسیار شد (رجوع کنید به بندهای ۲-۱۱-۸ و ۲-۱۰-۸). شرکت پتروپارس نیز از ابتدای فاز ۱۲ به دنبال شریک خارجی بوده که همانند فازهای (۶، ۷ و ۸) به جای او اپراتور پروژه باشد (رجوع کنید به بند ۲-۸-۸).

۹-۳-۲-۴ تأخیر در اجرای پروژه

در حالی که مالکیت و مدیریت پتروپارس در اختیار شرکت نفت است و کاری اضافه بر آنچه که در شرکت نفت و گاز پارس قابل انجام است در آن انجام نمی‌شود، شرایط پیش‌بینی شده در قرارداد بیع متقابل برای کنترل پیمانکار خارجی موجب تأخیر است. توضیح اینکه برخی تصمیمات باید به تأیید کمیته مشترک مدیریت و برخی باید به‌صورت مستقیم به تصویب شرکت نفت و گاز برسد. تعبیه این ساختار در سازمان پروژه موجب تأخیر بی‌جهت در تصمیم‌گیری‌ها می‌شود.

۹-۳-۲-۵ تأخیر در تأمین سرمایه

همان‌طور که اشاره شد تأمین سرمایه در این روش را شرکت نیکو انجام می‌دهد. این شرکت پس از تأمین منابع لازم، در قالب وام، هزینه‌های اجرای پروژه را به شرکت پتروپارس پرداخت می‌کند. از علل اصلی تأخیر در این حالت تأخیر شرکت نیکو در تأمین منابع لازم بوده است:

«قرارداد این پروژه (فازهای ۶، ۷ و ۸) در سال ۲۰۰۰ میلادی منعقد شده است، اما به‌دلیل کمبود منابع مالی، عملیات اجرایی مدتی به تأخیر افتاد و با پشتیبانی مالی نیکو، قراردادهای مربوط به این پروژه به‌طور کامل امضا شده است». (خبرگزاری فارس، مدیرعامل شرکت پتروپارس، غلامرضا منوچهری، ۱۳۸۲/۵/۴).

در فاز ۱۲ نیز هنوز (اسفند ۱۳۸۵) تأمین سرمایه انجام نشده و بنابراین پروژه آغاز

نشده است. علت اصلی این تأخیر، محدودیت سرمایه‌های شرکت نیکو و به تبع آن محدودیت ظرفیت این شرکت برای تأمین سرمایه است. شرکت نفت به روش‌های گوناگون همواره تلاش کرده که با انتقال دارایی‌های خود به این شرکت، اعتبار آن را افزایش داده تا به تبع آن این شرکت قدرت بیشتری در تأمین سرمایه پیدا کند. با توجه به اینکه عمده دارایی‌های صنعت نفت و همچنین تولید نفت، در اختیار شرکت ملی نفت است، محدودیت تأمین سرمایه پروژه‌ها به اعتبار شرکت نیکو به معنای استفاده از بخش کوچکی از اعتبار شرکت نفت است.

«تأمین مالی پروژه توسعه فاز ۱۲ پارس جنوبی از بانک‌های بین‌المللی تنها از طریق انتخاب شریک خارجی میسر است. ... تنها منبعی که خارج از مقررات تأمین هزینه اجرای این واحد را برعهده می‌گیرد، شرکت نیکو است که این شرکت هم توان تأمین این مقدار را دارا نیست و ناچار است از طریق انتخاب شریک خارجی توسط پتروپارس که از طریق مناقصه انجام می‌گیرد با استفاده از اعتبار آن شرکت از بانک‌های خارجی وام دریافت کند». (خبرگزاری فارس، مدیرعامل پتروپارس، غلامرضا منوچهری، ۱۳۸۴/۵/۹).

۳-۳-۹ انعقاد قراردادها با پیمانکاران اجرایی

همان‌طور که در بند ۳-۲-۹ گفته شد در فازهای (۹ و ۱۰)، (۱۵ و ۱۶) و (۱۷ و ۱۸) شرکت نفت به صورت مستقیم با پیمانکاران اجرایی قرارداد منعقد کرده است. در این حالت با حذف واسطه پتروپارس، شرکت نفت به جایگاه اصلی خود به عنوان مجری (اپراتور) عملیات توسعه نزدیک شده است. انعقاد قرارداد وام با بانک‌های اروپایی و کره‌ای در فازهای (۹ و ۱۰) و تأمین ۱۷۵۰ میلیون دلار سرمایه از این طریق موفقیت مهمی به حساب می‌آید.

همان‌طور که در بند ۴-۲-۱-۹ اشاره شد، با وجود اینکه قرارداد فازهای (۹ و ۱۰) دو سال بعد از قرارداد فازهای (۴ و ۵) منعقد شد و با وجود شرح کار مشابه این دو پروژه، قیمت قرارداد از ۳۰۰۲ میلیون دلار برای هزینه سرمایه و دستمزد در فازهای (۴ و ۵) به ۱۸۹۷ میلیون دلار در فازهای (۹ و ۱۰) کاهش یافت.

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۴۹

علی‌رغم آنچه که گفته شد، رویکرد شرکت نفت در عدم پذیرش ریسک مدیریت و شکست کار در این پروژه، موجب به ثمر نرسیدن این دستاوردها شد. ایرادهای اصلی این رویکرد بدین شرح است.

۹-۳-۳-۱ تأخیر در انعقاد قرارداد اصلی

مراجعه به بندهای ۸-۱۰-۲ و ۸-۱۱-۲ به‌خوبی روند طولانی و خسته‌کننده انعقاد قرارداد اصلی فازهای (۱۵ و ۱۶) و (۱۷ و ۱۸) را نشان می‌دهد. دلیل اصلی این روند همان‌طور که به‌صراحت در مصاحبه‌ها آمده عدم توافق پیمانکاران برای تشکیل کنسرسیوم است. شرکت نفت می‌توانست با هریک از این پیمانکاران یک قرارداد ببندد و ریسک هماهنگی میان آنان را بپذیرد. در صورتی هم که اصرار به حضور شریک خارجی وجود داشت، این مشارکت‌ها در سطح زیرپروژه‌ها (پالایشگاه، خط لوله و سکویهای دریایی) همانند مشارکت‌های تشکیل شده در فاز ۱ (صدرا - سامسونگ، ایدرو - دایلم) تشکیل می‌شد. جدول ۹-۲ نشان می‌دهد که انعقاد قرارداد پالایشگاه این ۴ فاز به‌ترتیب ۳۸ ماه و ۳۴ ماه به طول انجامیده، درحالی‌که انتخاب پیمانکار پالایشگاه در فازهای (۲ و ۳) و (۴ و ۵) به‌ترتیب ۱۳ ماه و ۱۴ ماه زمان برده است.

۹-۳-۳-۲ تأخیر در نافذ شدن قرارداد اصلی

همان‌طور که در بند ۸-۱۰-۲ و ۸-۱۱-۲ اشاره شد، سنگینی مبلغ قرارداد برای پیمانکاران ایرانی در اولین گام باعث ناتوانی آنها در ارائه ضمانت‌نامه پیش‌پرداخت شد. برای مثال درباره قرارداد بخش دریا فازهای (۱۷ و ۱۸) سهم شرکت تأسیسات دریایی حدود ۵۰۰ میلیون دلار است. در صورتی‌که شرکت نفت فقط خرید و حمل لوله‌های ۳۲ اینچ دریایی را از قرارداد خارج می‌کرد، نزدیک به ۱۰۰ میلیون دلار مبلغ این قرارداد و به‌تبع آن ضمانت‌نامه‌های لازم کاهش می‌یافت. بنابراین شکستن بیشتر قراردادهای خارج کردن برخی از خریدها از این نظر نیز مفید است.

۹-۳-۳-۳ افزایش قیمت قرارداد اصلی

به‌طور کلی در پروژه‌های صنعتی، بیش از ۵۰ درصد هزینه پروژه صرف خرید اقلام،

خصوصاً تجهیزات می‌شود. یکی از مهم‌ترین تصمیماتی که مدیریت پروژه در انتخاب رویکرد اجرا می‌گیرد، تعیین تکلیف خریدهاست. در ادامه (۳-۴-۹) توضیح داده می‌شود که شرکت نفت بدون هیچ توجیهی، فقط با این عنوان که انجام خرید توسط شرکت نفت به معنای انجام امانی پروژه است، تمام خریدها را به پیمانکاران محول می‌کند.

در پارس جنوبی برای اجرای ۱۰ فاز اول، ۱۰ خط لوله ۱۱۰ کیلومتری خریداری شده است. در فازهای بعدی نیز با توجه به ظرفیت فاز، ۲ یا ۳ خط لوله مشابه لازم است. هزینه ساخت و حمل هریک از این خطوط لوله حدود ۴۰ میلیون دلار است. دو رویکرد وجود دارد یکی آنچه که شرکت توتال و انی و دیگر شرکت‌های نفتی دنیا درباره اقلام مهم پروژه‌ها عمل می‌کنند، یعنی خرید این اقلام توسط مجری پروژه یا اپراتور انجام شود. در این صورت شرکت ملی نفت ایران برای تمام فازهای پارس جنوبی خریدار حدود ۲۰۰۰ کیلومتر خط لوله می‌بود، اما در رویکرد شرکت نفت که این کار به پیمانکاران واگذار می‌شود، هر بار یک پیمانکار مشتری ۲۰۰ یا ۳۰۰ کیلومتر لوله است. حداقل اختلاف در اینجاست که سازندگان با توجه به عمده یا جزئی بودن خریداران مبلغ پیش‌پرداخت را تغییر می‌دهند. مثال‌های مشابهی درباره اجاره دکل‌های دریایی و دیگر اقلام مهم مانند کمپرسورها و ژنراتورها قابل ذکر است. درباره قیمت، مهم‌تر از مسئله پیش‌پرداخت، افزایش قیمت‌ها در زمان است که با انعقاد قراردادهای بلندمدت قابل پوشش است.

۹-۳-۳-۴ افزایش قیمت قرارداد حفاری

درباره قرارداد حفاری، رویکرد شرکت‌های توتال، انی و استات اویل در اجرای حفاری مبتنی بر تفکیک کلی کار به اجاره دکل حفاری، خرید خدمات حفاری و خرید خدمات پشتیبانی است. درباره خدمات نیز دوباره تعداد زیادی قرارداد منعقد شده است. به دو دلیل انعقاد یک قرارداد برای کل این کارها، موجب افزایش قیمت می‌شود. اول اینکه با توجه به تخصصی بودن پیمانکاران حفاری، پیمانکاری که تعهد کل کار را می‌پذیرد ناچار از انعقاد قراردادهای دست دوم برای خرید خدمات از پیمانکاران دیگر است. دوم

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۵۱

اینکه در اجرای این عملیات ریسک تغییر کارها و قیمت‌ها زیاد است. بنابراین پیمانکار برای پوشش این ریسک‌ها ناچار است قیمت مقطوع در قرارداد را افزایش دهد.

۵-۳-۳-۹ لزوم حضور و نظارت شرکت نفتی به‌عنوان مالک مخزن در عملیات حفاری
بیشترین ریسک در پروژه‌های بالادستی در دقیق بودن محل حفر چاه‌ها و اجرای آنهاست. درباره پالایشگاه در صورتی که شرکت نفتی با یک پیمانکار مناسب قرارداد ببندد، بیشتر کار انجام شده است. در هنگام راه‌اندازی، مالک میدان کنترل می‌کند که آیا این پالایشگاه محصولات را با کیفیت و میزان توافق شده در قرارداد تأمین می‌کند یا خیر؟ در صورت وجود اشکال با تعویض قسمت معیوب مشکل حل می‌شود. در واقع، وضعیت مالک در برابر پیمانکار پالایشگاه همانند خریدار و فروشنده یک ماشین است، اما درباره عملیات حفاری هر قدر هم که مطالعات دقیق باشد در زمان اجرای عملیات توسعه، به‌دست آوردن اطلاعات جدید سبب تغییر برنامه حفاری و تغییر در کل برنامه توسعه می‌شود. پس اگر که بهترین پیمانکار حفاری را هم داشته باشیم فقط می‌توانیم از اجرای برنامه اولیه مطمئن باشیم. بنابراین لازم است که تیم تهیه‌کننده برنامه توسعه مخزن در شرکت نفتی لحظه‌به‌لحظه در عملیات حفاری حضور داشته و براساس نتایج به‌دست آمده برنامه خود را اصلاح کنند.

۴-۹ دلایل به‌کارگیری این رویکردها و نقد دلایل

۱-۴-۹ قرارداد بیع متقابل با شرکت‌های نفتی خارجی

برخی دلیل به‌کارگیری شرکت‌های خارجی در قالب این قراردادها را ناتوانی شرکت نفت در اجرای پروژه‌ها دانسته‌اند.

«اگر همین توتال بگذارد و برود خودمان توانایی جمع کردن پروژه‌ها را نداریم ... توانایی اینکه همه این کارها را ایرانی‌ها مدیریت کنند نداریم و امیدواریم پیدا کنیم».
(روزنامه کیهان، مدیرعامل پتروپارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۰/۱۱/۲۷).

مراجعه به بند ۳-۵ مردود بودن این نظریه را به‌روشنی نشان می‌دهد. پیش از این به‌خصوص پس از پیروزی انقلاب، پروژه‌های زیادی را شرکت ملی نفت در بخش حفاری

و توسعه مخازن و همچنین ساخت پالایشگاه‌های به‌مراتب بزرگ‌تر از آنچه در پارس جنوبی ساخته شده (پالایشگاه کنگان) انجام داده است.

مهم‌ترین دلیلی که در دفاع از این رویکرد ذکر شده بحث ناتوانی در تأمین سرمایه است. باید توجه داشت که شرکت‌های نفتی، همان‌طور که تجهیزات را از سازندگان و خدمات را از پیمانکاران خریداری می‌کنند، سرمایه را نیز از بانک‌ها و مؤسسات مالی به اعتبار خود یا سازندگان و پیمانکاران خریداری می‌نمایند. اصولاً تمام پروژه‌ها را حتی ثروتمندترین شرکت‌ها با پول بانک‌ها اجرا می‌کنند. بنابراین نداشتن سرمایه دلیل موجهی برای انعقاد چنین قراردادهایی نیست. به‌خصوص که هم‌زمان در کنار شرکت ملی نفت، در شرکت ملی پتروشیمی تعداد زیادی پروژه از طریق اخذ وام یا مشارکت با سرمایه‌گذاران خارجی اجرا شده است. کارنامه شرکت پتروشیمی در استفاده گسترده از منابع بانک‌های خارجی (جدول ۷-۹) نشان می‌دهد که شرایط کشور حداقل در این دوره به صورتی بوده که بانک‌های خارجی حجم زیادی از منابع مالی را در اختیار پروژه‌های کشور گذاشته‌اند: «طی دوره ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۳ حدود ۱۷/۷ میلیارد دلار در صنعت پتروشیمی سرمایه‌گذاری شده است که ۷۱ درصد آن از تسهیلات خارجی است»^۱.

با وجود این برخی از مدیران استفاده از وام در پروژه‌های بالادستی را رد می‌کنند: «استفاده از قرارداد فاینانس برای صنایع پایین‌دستی طراحی شده است». (خبرگزاری ایسنا، قائم‌مقام شرکت ملی نفت ایران، سیدمهدی حسینی، ۱۳۸۴/۳/۳۰).^۲

البته توضیح داده شد که در بخش بالادستی به دلیل بالاتر بودن ریسک نسبت به بخش پایین‌دستی، وام به اعتبار شرکت مادر و نه به اعتبار پروژه اخذ می‌شود. یعنی نمی‌توان برای احداث یک پالایشگاه یا مجتمع پتروشیمی بدون ضمانت شرکت مادر و فقط به اعتبار پروژه به شرکت مجری پروژه وام داد. در اجرای پروژه‌های توسعه میادین به دلیل ریسک بالا، ضمانت شرکت مادر لازم است.

۱. نفت و توسعه (۵)، (مروری بر اهم فعالیت‌های وزارت نفت ۱۳۸۳-۱۳۷۶)، اداره کل روابط عمومی وزارت نفت، ص ۳۱۸.

۲. مشروح این مصاحبه به پیوست در (مصاحبه با آقای سیدمهدی حسینی) درج شده است.

جدول ۹-۷ پروژه‌های اجرا شده در بخش پتروشیمی در دوره ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۶

| سال پایان | سال شروع | بانک‌های تأمین‌کننده سرمایه علاوه بر منابع داخلی | سرمایه ریالی (میلیارد ریال) | سرمایه ارزی (میلیون دلار) | نام طرح | ردیف |
|-----------|----------|---|-----------------------------|---------------------------|-----------------------|------|
| ۱۳۷۸ | ۱۳۷۳ | پتروشیمی و آورده سهام‌داران بی.اچ.اف، بانک فرانکفورت | ۴۶۶ | ۱۵۰ | متانول خارک | ۱ |
| ۱۳۷۹ | ۱۳۷۶ | سهام‌داران | ۱۶۵ | ۹۲ | پارازالین | ۲ |
| ۱۳۸۲ | ۱۳۷۸ | اگزیم کره، سومیتومو ژاپن، بی.اس.سی آچ اسپانیا | ۱۵۵ | ۵۸ | ای.بی.اس تبریز | ۳ |
| ۱۳۸۲ | ۱۳۸۰ | سهام‌داران | ۴۰ | ۶ | اتوکسیلات‌ها | ۴ |
| ۱۳۸۲ | ۱۳۷۹ | بی.اچ.اف آلمان، بانک مونیخ | ۳۳ | ۵۶ | کریستال ملامین | ۵ |
| ۱۳۸۲ | ۱۳۸۰ | سهام‌داران | ۴۲ | ۱۴ | اوره گرانول | ۶ |
| ۱۳۸۲ | ۱۳۷۶ | سنترال هیسپانو اسپانیا | ۳۵۲ | ۱۴۲ | ام.تی.بی.ای بندر امام | ۷ |
| ۱۳۸۲ | ۱۳۷۷ | بی.سی.آی ایتالیا، کریت بانک سوئیس | ۸۴۰ | ۳۱۰ | فجر | ۸ |
| ۱۳۸۳ | ۱۳۷۷ | بی.اچ.اف آلمان، بی.سی.آی ایتالیا | ۸۷۴ | ۲۲۰ | پلیمرهای مهندسی | ۹ |
| ۱۳۸۳ | ۱۳۷۸ | بی.سی.آی ایتالیا | ۶۱۳ | ۱۷۵ | متانول سوم | ۱۰ |
| ۱۳۸۳ | ۱۳۷۹ | بی.بی.وی اسپانیا | ۶۰۰ | ۱۳۶ | بیستون | ۱۱ |
| ۱۳۸۴ | ۱۳۸۲ | بی.بی.وی، آچ.وی.بی، سوسیته جنرال | ۱۹۷۶ | ۵۲۳ | الفین ششم | ۱۲ |
| ۱۳۸۴ | ۱۳۷۸ | سوسیته جنرال، فورتیس بلژیک | ۱۴۳۹ | ۳۴۳ | آروماتیک سوم | ۱۳ |
| ۱۳۸۴ | ۱۳۷۷ | بی.ان.بی، آچ.اس.بی.سی، سوسیته، دوپچه | ۱۹۰۰ | ۴۶۸ | شهید تندگویان اول | ۱۴ |
| ۱۳۸۴ | ۱۳۷۹ | دوپچه | ۲۸۹۵ | ۱۱۰۷ | الفین هفتم | ۱۵ |
| ۱۳۸۴ | ۱۳۸۰ | بی.سی.آی، آچ.اس.بی.سی، سوسیته | ۲۳۰ | ۱۲۱ | اسید استیک | ۱۶ |
| ۱۳۸۴ | ۱۳۷۹ | جیبیک، بی.سی.آی، دوپچه | ۱۴۴۹ | ۴۵۷ | شهید تندگویان دوم | ۱۷ |
| ۱۳۸۶ | ۱۳۸۳ | بی.اچ.بی | ۱۸۹ | ۲۸۸ | پلی اتیلن سبک | ۱۸ |

جدول ۹-۷ پروژه‌های اجرا شده در بخش پتروشیمی در دوره ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۶

| سال پایان | سال شروع | بانک‌های تأمین‌کننده سرمایه علاوه بر منابع داخلی | سرمایه ریالی (میلیارد ریال) | سرمایه ارزی (میلیون دلار) | نام طرح | ردیف |
|-----------|----------|--|-----------------------------|---------------------------|----------------------|------|
| ۱۳۸۴ | ۱۳۷۹ | پتروشیمی و آورده سهام‌داران | ۸۲۰ | ۳۲۵ | استحصال اتان | ۱۹ |
| ۱۳۸۶ | ۱۳۸۲ | اچ‌اس‌بی‌سی، بی‌ان‌بی، دوپچه | ۱۰۰۳ | ۲۵۰ | پارس | ۲۰ |
| ۱۳۸۴ | ۱۳۸۰ | جیبیک | ۶۶۴ | ۲۴۲ | اوره و آمونیاک چهارم | ۲۱ |
| ۱۳۸۴ | ۱۳۷۹ | اچ‌وی‌بی | ۸۹۴ | ۲۱۵ | متانول چهارم | ۲۲ |
| ۱۳۸۴ | ۱۳۷۹ | جیبیک، اگزیم کره | ۲۶۰۸ | ۵۰۸ | آروماتیک چهارم | ۲۳ |
| ۱۳۸۵ | ۱۳۸۰ | بی‌ان‌بی، اچ‌اس‌بی‌سی، دوپچه | ۱۶۲۵ | ۹۶۷ | الفین نهم | ۲۴ |
| ۱۳۸۶ | ۱۳۷۹ | دوپچه، سی‌آی‌آی، ساشه، کوفاک | ۳۱۹۰ | ۱۲۱۰ | الفین دهم | ۲۵ |
| ۱۳۸۴ | ۱۳۸۰ | آی‌ان‌جی | ۲۲۵ | ۴۴۸ | ایزوسیانات‌ها | ۲۶ |
| ۱۳۸۴ | ۱۳۸۰ | پاریس، اچ‌اس‌بی‌سی، بی‌ان‌بی، دی‌زد و ... | ۳۹۸۷ | ۹۰۵ | مبین | ۲۷ |
| ۱۳۸۵ | ۱۳۸۱ | فورتیس بلژیک | ۵۴۰ | ۱۴۶ | آمونیاک اول | ۲۸ |
| ۱۳۸۵ | ۱۳۸۱ | سهام‌داران | ۱۰۰۰ | ۳۸۰ | آمونیاک پنجم | ۲۹ |
| ۱۳۸۵ | ۱۳۸۲ | سهام‌داران | ۵۶۲ | ۷۴ | بی‌وی‌سی غدیر | ۳۰ |
| ۱۳۸۵ | ۱۳۸۳ | جیبیک | ۷۱۲ | ۲۳۲ | آمونیاک ششم | ۳۱ |
| ۱۳۸۵ | ۱۳۸۳ | اچ‌وی‌بی، اچ‌اس‌بی‌سی | ۶۲۵ | ۲۱۵ | متانول ششم | ۳۲ |
| ۱۳۸۵ | ۱۳۸۳ | سهام‌داران | ۲۱۷ | ۲۴ | هگمتانه | ۳۳ |
| ۱۳۸۵ | ۱۳۸۲ | اچ‌اس‌بی‌سی | ۲۰۱۸ | ۶۱۲ | پتروشیمی فجر | ۳۴ |
| | | | ۳۴۹۵۹ | ۱۱۶۱۹ | جمع | ۳۵ |

مأخذ: نفت و توسعه (۱۵).

۹-۴-۲ قرارداد بیع متقابل با شرکت پتروپارس

۹-۴-۲-۱ هدف از تأسیس پتروپارس

آنچه که در این حالت اتفاق می‌افتد در ظاهر همانند حالت قبل (بیع متقابل با شرکت نفتی خارجی) است. همان‌طور که در مصوبات مجلس تأکید شده،^۱ طرف قرارداد شرکتی خصوصی و خارجی است (پتروپارس در انگلستان به ثبت رسیده است و مالکیت اولیه آن غیردولتی بوده است) که متعهد به تأمین سرمایه و انجام پروژه از طریق پیمانکاران اجرایی است. ظاهراً چنین تصور شده که چرا نباید یک شرکت ایرانی (البته شرکت در ظاهر ایرانی نیست) به‌جای توتال و انی و ... طرف قرارداد شرکت ملی نفت ایران باشد.

«ما گرچه از امکانات خارجی‌ها در این طرح استفاده می‌کنیم، اما علاقه‌مندیم در کنار آن شاهد فعالیت، شکوفایی و به ثمر رسیدن استعدادهای کارآفرینان ایرانی باشیم. فاز ۱ طرح توسعه پارس جنوبی را شرکت ایرانی، مدیریت ایرانی و تلاش ایرانی اداره می‌کند. من معتقدم تأسیس پتروپارس، یکی از کارهای خوب شورای اقتصاد بود تا زمینه‌ای فراهم شود که یک شرکت ایرانی بتواند در کنار شرکت‌های بزرگ و معتبر جهانی در عرصه‌های داخلی و خارجی توان و شایستگی ایرانی را به منصفه ظهور برساند.» (خبرگزاری ایرنا، رئیس‌جمهور، سیدمحمد خاتمی، ۱۳۸۰/۱۰/۴).

«واگذاری توسعه میادین به روش بیع متقابل به شرکت‌های داخلی باعث می‌شود تا پیمانکاران ایرانی انضباط را فراگرفته و بتوانند با تجزیه و تحلیل ریسک‌ها و افزایش فناوری به تدریج جای پای شرکت‌های خارجی بگذارند.» (خبرگزاری ایرنا، مدیرعامل شرکت ملی نفت ایران، سیدمهدی میرمعزی، ۱۳۸۳/۱۲/۲۸).

«باید بگویم که اصلاً هیچ شرکت ایرانی نیست که در بخش بالادستی نفت تا به حال کار کرده باشد. یعنی اینکه طی ۹۰ سال گذشته همیشه پروژه‌های بالادستی نفت را خارجی‌ها برای ما اجرا می‌کردند. تازه شروع کردیم به اینکه ایرانی‌ها را وارد کار کنیم تا در بالادستی نفت فعالیت کنند تا با شرکت‌های خارجی رقابت به‌وجود آید.» (روزنامه کیهان، مدیرعامل پتروپارس، اکبر ترکان، ۱۳۸۰/۱۱/۲۷).

۱. «... قراردادهای لازم را به‌صورت بیع متقابل با شرکت‌های ذی‌صلاح خارجی منعقد نماید ...» بند «ب» تبصره «۲۹» قانون بودجه سال ۱۳۷۷.

«می‌دانیم که نه در قبل از انقلاب و نه بعد از آن در مجموعه وزارت نفت شرکت‌هایی که کل مدیریت پروژه توسعه میدان‌های نفت و گاز را برعهده داشته باشند وجود نداشت و معمولاً شرکت‌های خارجی در زمینه مدیریت نقش عمده‌ای در کشور ایفا می‌کردند، یعنی از ابتدای شناسایی مخزن، ارزیابی زمین‌شناسی، مهندسی نفت، مهندسی تأسیسات و بعد از آن ساخت و راه‌اندازی یک زنجیره یک از فعالیت‌هایی است که ۳ تا ۴ سال طول می‌کشد را شرکت‌های خارجی مدیریت می‌کردند». (خبرگزاری *شانا*، مدیرعامل شرکت پتروایران، مصطفی خویی، ۱۳۸۳/۴/۱۸).

۲-۴-۹ ماهیت پتروپارس

در سال‌های اول تأسیس چنین گفته می‌شد که پتروپارس شرکت پیمانکار عمومی یا شرکت مدیریت پروژه است که با الگوگیری از تجربه تأسیس شرکت مپنا در وزارت نیرو تأسیس شده است.

«پتروپارس یک دیدگاه مدیریتی نوین پشت سر خود داشت. این دیدگاهی بود که در وزارت نیرو در قالب مپنا تا حدود زیادی موفق نشان داد. ما خواستیم همان دیدگاه را در وزارت نفت نیز پیاده کنیم. الان هم نتایج نشان می‌دهد که کار درستی انجام داده‌ایم. این دیدگاه را فقط یک مدیر ارشد اجرایی و اساتید می‌توانند کاملاً لمس کنند. اینکه پیمانکار عمومی یعنی چه و فرقی با دلال چیست خیلی مهم است. یکی از نکاتی که باعث عدم توسعه کشورهای جهان سوم می‌شود این است که این کشورها نمی‌توانند ساختارهای نوین را که ابزار قطعی توسعه است شکل دهند. پیمانکار عمومی یکی از این ساختارها برای سازندگی است. یعنی شما اگر حتی قطعه‌ای نسازی، اما بتوانی ظرفیت‌های پیمانکاری عمومی را ایجاد نمایی خود اینها در کوتاه‌مدت به موتور ساخت داخلی تبدیل می‌شوند، البته برای ایجاد پیمانکار عمومی مدیران ارشدی لازم است که این کار را کرده باشند مهندسی را خوب درک کنند و توانایی شناخت و کنترل پروژه را داشته باشند. کار را تقسیم نمایند و دوباره جمع کنند. این کارها کارهایی است که در کشور ما خیلی ناشناخته است». (روزنامه همشهری، وزیر نفت، بیژن زنگنه، ۱۳۸۱/۱۱/۲۸).

«فناوری مدیریت پروژه‌های بزرگ باید در قالب شکل دادن به شرکت‌های مدیریت پروژه

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۵۷

یا پیمانکار عمومی به‌دست آید». (خبرگزاری *شانا*، وزیر نفت، بیژن زنگنه، ۱۳۸۱/۱۲/۱۱).
با گذشت زمان ایده دیگری مطرح شد. طبق این نظر شرکت پتروپارس، یا شرکتی نفتی است یا اینکه باید به یک شرکت نفتی (منظور از شرکت نفتی در فصل دوم تشریح شد) تبدیل شود.

«در ابتدا پتروپارس به‌عنوان یک پیمانکار عمومی مطرح شد، اما اکنون به این نتیجه رسیده‌ایم که باید به یک شرکت نفتی تبدیل شویم، زیرا اگر بخواهیم با شرکت‌های نفتی در داخل و خارج کار کنیم، باید تمام بخش‌هایی که این شرکت‌ها دارند در شرکت ما نیز وجود داشته باشد، از جمله اینکه شرکت اعتبار مالی داشته باشد تا بتواند به آن اتکا کند و برای پروژه‌ها وام بگیریم و با شرکت‌های خارجی مشارکت کند». (خبرگزاری *شانا*، مدیرعامل پتروپارس، غلامرضا منوچهری، ۱۳۸۳/۱۱/۳).

«پتروپارس و پتروایران هر دو پیمانکاران عمومی هستند، اما باید هرچه سریع‌تر به سمت شرکت‌های نفتی سوق پیدا کنند. امیدواریم علی‌رغم دیدگاه‌هایی که برای ایجاد شرکت‌های نفتی وجود داشته است این دو شرکت از موضع رقابت فاصله نگیرند، ضمن آنکه تلاش ما رعایت رقابت بین آنهاست». (خبرگزاری *ایسنا*، قائم‌مقام شرکت ملی نفت ایران، سیدمهدی حسینی، ۱۳۸۴/۲/۹).

«هم‌اکنون از مرز پیمانکار عمومی گذشته‌ایم و درواقع به یک اپراتور نفتی تبدیل شده‌ایم و همچنین تلاش می‌کنیم در آینده به‌اندازه یک شرکت بین‌المللی نفتی گسترش یابیم». (خبرگزاری *ایسنا*، مدیرعامل پتروپارس، غلامرضا منوچهری، ۱۳۸۶/۰۲/۳۱).

۳-۲-۴-۹ نقد

الف) اهداف

همان‌طور که در فصل چهارم شرح داده شد، شرکت ملی نفت ایران تا پیروزی انقلاب از طریق قراردادهای مشارکت در فلات قاره و تبدیل قرارداد امتیازی کنسرسیوم به قرارداد پیمانکاری با آسکو، به تدریج نقش شرکت‌های خارجی را در عملیات اجرایی کم‌رنگ کرد. با پیروزی انقلاب اسلامی و خلع ید از شرکت‌های خارجی، تمامی مراحل صنعت نفت از اکتشاف تا فروش در کنترل مستقیم شرکت ملی نفت ایران درآمد. همان‌طور که

گفته شد شرکت ملی نفت علاوه بر کنترل، بهره‌برداری و فروش، به توسعه میادین نفتی در مناطق نفت‌خیز جنوب و میادین گازی در نقاط دیگر ایران چون کنگان و خانگیران اقدام کرد. با توجه به این سابقه مطالبی که هدف از تأسیس یک شرکت پیمانکاری که توسعه میادین را برای شرکت نفت انجام دهد و انحصار شرکت‌های خارجی را بشکند، عجیب به نظر می‌رسد. شرکت ملی نفت ایران رقیب شرکت‌های خارجی در امر توسعه در ایران است. از تأسیس این شرکت سال‌ها می‌گذرد و از تکالیف مهم آن توسعه میادین است.^۱ همان‌طوری که امروز در عربستان در بخش بالادستی تمام عملیات را شرکت عربستانی آرامکو و بدون حضور شرکت‌های نفتی خارجی انجام می‌دهد، در ایران نیز پس از پیروزی انقلاب و خروج شرکت‌های نفتی خارجی، تمام کار را شرکت ملی نفت ایران انجام می‌دهد. با انعقاد قرارداد سیری و دیگر قراردادهای بیع متقابل دوباره شرکت‌های نفتی خارجی به ایران بازگشتند و روندی که شرکت ملی نفت در راستای استقلال کامل شروع کرده بود با وقفه روبه‌رو شد.

(ب) پیمانکاری عمومی

طبق این ایده، شرکت نفت تمامی عملیات توسعه را در قالب یک قرارداد به یک شرکت پیمانکار عمومی خارجی با سرمایه ایرانی واگذار می‌کند. بنابراین اصولاً قرار نیست که شرکت ملی نفت ایران به یک شرکت توانمند نفتی تبدیل شود و باید همیشه در حد یک کارفرمای ضعیف که قدرت شکست پروژه و تأمین سرمایه را ندارد باقی بماند. این بدان معناست که شرکت ملی نفت ایران که در طول سال‌ها گام‌به‌گام خود را از حد یک

۱. بند «الف» ماده (۴) اساسنامه فعلی شرکت ملی نفت ایران مصوب ۱۳۵۶/۳/۱۷ موضوع شرکت را چنین بیان می‌دارد: تفحص و نقشه‌برداری و اکتشاف و استخراج و حمل‌ونقل و تصفیه نفت خام و گاز طبیعی و هیدروکربورهای طبیعی دیگر اعم از مایع و جامد ... اشتغال به امور فوق‌الذکر در سراسر کشور و فلات قاره منحصرأ به عهده شرکت می‌باشد ...

قانون نفت مصوب ۱۳۶۶/۷/۹، ماده (۴) وزارت نفت برای انجام عملیات نفتی و بهره‌برداری در سراسر کشور و فلات قاره و دریاها می‌تواند شرکت‌هایی تأسیس نماید. اساسنامه‌های شرکت‌های نفت و گاز و پتروشیمی پس از تصویب مجلس به مورد اجرا گذاشته خواهد شد ...

در ماده (۱) عملیات نفتی چنین تعریف شده است: کلیه عملیات مربوط به صیانت و بهره‌برداری از منابع نفتی مانند تفحص، نقشه‌برداری، زمین‌شناسی، اکتشاف، حفاری، استخراج ...

دریافت‌کننده بهره مالکانه و مالیات به‌سمت یک شرکت نفتی کامل نزدیک کرده بود و به‌خصوص با پیروزی انقلاب این روند را تکمیل کرده بود، اینک باید قدمی به عقب رفته و توانمندی اپراتوری خود را فراموش کند.

پس از واگذاری چندین فاز به شرکت پتروپارس در فازهای (۱۵ و ۱۶) و (۱۷ و ۱۸) این شرکت به‌جای پیمانکاری که کل کار را مدیریت کند و ... در کنار پیمانکاران اجرایی وارد مناقصه شد. منظور اینکه در صورتی که واقعاً هدف از تأسیس پتروپارس ایجاد یک پیمانکار عمومی بود که به‌جای شرکت نفت ریسک هماهنگی و مدیریت پیمانکاران را بپذیرد، باید در فازهای ۱۵ تا ۱۸ قراردادی کلی با این شرکت منعقد می‌شد و سپس این شرکت به انتخاب پیمانکاران اجرایی اقدام می‌کرد. با توجه به اینکه شرکت نفت به‌عنوان کارفرما تعهد به تأمین سرمایه را در این فازها به‌عهده گرفته بود، پتروپارس به‌صورت کامل در جایگاه یک پیمانکار عمومی آن‌طور که در ذهن مؤسسين آن بوده قرار می‌گرفت. قرارگیری پتروپارس در ردیف پیمانکارانی اجرایی مانند چیودا، دایلم و شرکت تأسیسات دریایی در مناقصه فازهای ۱۵ تا ۱۸ نشان‌دهنده آن است که هدف اصلی چیز دیگری بوده یا اینکه دقیقاً هدف از تأسیس این شرکت روشن نبوده است.

امروزه شرکت‌های نفتی که توانایی اپراتوری را دارند، خود اجرای عملیات را مدیریت می‌کنند. شرکت‌هایی هم که از این توانایی برخوردار نیستند با شرکت‌های دارای توانایی اپراتوری شریک می‌شوند. گذشته از این مسائل اصولاً انعقاد قرارداد پیمانکاری برای توسعه یک میدان حتی با شرکت‌های نفتی در قالب‌هایی مانند بیع متقابل، با توجه به ماهیت این‌گونه پروژه‌ها منطقی نیست.

«این قراردادها به‌صورت بسیار معین و ثابتی از سوی ایران پیشنهاد می‌شوند و در حالی نوع روابط این قراردادها به‌صورت روابط پیمانکار و مشتری است که امروزه در صنعت نفت چنین روابطی وجود ندارد. پیمانکار نمی‌تواند تصمیم بگیرد که شرایط این میدان خاص چگونه خواهد بود و طبیعت میداین مختلف با یکدیگر متفاوت است. شما تصمیم‌گیرنده میدان نخواهید بود، بلکه نوع میدان شرایط کاری را تعیین می‌کند، وقتی شما فعالیت توسعه میدان را آغاز می‌کنید و تفاوت‌ها را می‌بینید، مجبورید که رویکرد فعالیت‌های خود را تغییر دهید، ولی با نوع قراردادهای ایران انجام این کار غیرممکن

است، چرا که قراردادهای از روز اول به صورت مطلق تعریف شده است و این برای میدان کارایی خوبی نخواهد داشت». (خبرگزاری ایسنا، نماینده گروه توتال در ایران، پیر فابیانی، ۱۳۸۶/۲/۱۸).

ج) شرکت نفتی

با گذشت زمان، اشکال‌های گفته شده موجب تغییر الگوی پتروپارس شد. مشخص شد که چیزی به نام پیمانکار عمومی که فقط مدعی مدیریت پروژه باشد در قراردادهای نفتی دنیا جایگاهی ندارد. هر شرکتی که بخواهد وارد قراردادهای توسعه میداین شود باید در اولین گام توان تأمین سرمایه به خصوص در بخش اکتشاف را داشته باشد. همان طور که در گذشته توضیح داده شد به دلیل ریسک‌های بالا در بخش اکتشاف، تأمین سرمایه از طریق بانک‌ها میسر نیست و لازم است که شرکت‌های نفتی این سرمایه را از محل دارایی‌های خود تأمین کنند. به همین دلیل لازم است شرکتی که وارد این قراردادها می‌شود باید از دارایی‌هایی فراتر از دارایی‌های پیمانکاران و در حد و اندازه شرکت‌های نفتی برخوردار باشد. داشتن چنین سرمایه‌هایی منوط به مالکیت بر نفت تولیدی و شریک شدن در سود حاصل از آن و ارزش افزوده ناشی از حضور در بخش پایین‌دستی است که هیچ‌کدام از اینها نصیب یک پیمانکار چه عمومی و چه خصوصی نمی‌شود.

«در دنیای امروز موفقیت شرکت‌های مستقل منوط به توانایی آنها در افزایش دارایی‌ها از طریق موفقیت در عملیات اکتشافی و یا کسب تولید از طریق خرید چاه‌های در حال بهره‌برداری است»^۱.

«در حال حاضر در بخش بالادستی نفت و گاز، حوزه‌های جدید به مناقصه گذاشته شده‌اند و این حوزه‌های جدید به شرکت بین‌المللی یا مشارکت ایرانی و خارجی پس از مراحل قانونی واگذار می‌شود با این امکان که اگر میدان به نفت یا گاز برسد، این شرکت‌ها امتیاز توسعه میدان را در اختیار بگیرند. بنابراین، پتروپارس اگر بخواهد کار خود را گسترش دهد و به یک شرکت نفتی تبدیل شود، باید در بخش بالادستی نفت

1. Antill, Nick and Arnott, Robert "Oil and Gas Equities: Evaluation and Trading", Woodhead Publishing Limited, Cambridge, England, 1994, P.168.

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۶۱

سرمایه‌گذاری کند که البته کارهایی در این زمینه انجام داده است و در آینده نیز دنبال می‌کند». (خبرگزاری *شانا*، مدیرعامل پتروپارس، غلامرضا منوچهری، ۱۳۸۳/۱۱/۳).

اما تشکیل شرکت نفتی دیگری علاوه بر شرکت ملی نفت ایران برخلاف ایده پیمانکار عمومی که بسیار مشکل‌ساز و غلط بود، قابل بررسی است. منتهی باید دید که سیاست کشور در بخش نفت چیست؟ آیا هدف این است که ما دو شرکت نفتی داشته باشیم. یکی به نام شرکت ملی نفت ایران و دیگری به نام پتروپارس یا پتروایران؟ آنچه که مسلم است اینکه در طول سال‌های گذشته در هیچ مرجعی چنین مسئله‌ای سیاست رسمی وزارت نفت جمهوری اسلامی ایران نبوده است. داشتن چنین هدفی اصولاً اشکالی ندارد. در نروژ، روسیه یا چین دولت دو یا سه شرکت نفتی تأسیس کرده است. منتهی باید دید اولاً این کار چه لزومی دارد؟ ثانیاً آیا مقررات فعلی اجازه انجام آن را می‌دهد یا خیر؟

در صورتی که چنین سیاستی به تصویب برسد، راه رسیدن به یک شرکت نفتی، استفاده از قراردادهای پیمانکاری نیست. مسئله اول برای یک شرکت نفتی، سرمایه است. این سرمایه از مالکیت چاه‌های نفت به دست می‌آید یا باید امتیاز بهره‌برداری از تعدادی از مخازن کشور را به شرکت نفتی دوم واگذار کرد (همانند آنچه درباره پتروناس یا استات اوپل یا دیگر شرکت‌های ملی نفت اتفاق افتاده است) و یا اینکه سرمایه لازم برای انعقاد قراردادهای امتیازی یا مشارکت در تولید را در کشورهای دیگر در اختیار این شرکت گذاشت (همانند آنچه درباره شرکت پتروچاینا اتفاق افتاده است) تا زمانی که این شرکت میدانی را به تولید برساند و صاحب درآمد شود. اگرچه جزئیات قرارداد شرکت پتروپارس در میدان آیاکوچو مشخص نیست، ولی در این قرارداد نیز در صورت نبود تضمین تأمین سرمایه توسط شرکت ملی نفت ایران از طریق شرکت نفتی نیکو، پتروپارس و هیچ پیمانکار عمومی دیگری قادر به عقد هیچ قرارداد سرمایه‌گذاری نیست. درباره پروژه‌های داخلی، شرکت ملی نفت ایران با سابقه ۵۰ ساله و ساختاری تعریف شده وجود دارد. این شرکت تجربه همکاری با شرکت‌های بزرگ نفتی در پیش از انقلاب و بهره‌برداری از مخازن کشور را دارد. این شرکت دارای بازار فروش محصول در سطح دنیاست. اگرچه به دلیل تفکیک بالادستی و پایین‌دستی و شرکت‌های پالایش و پخش، گاز و پتروشیمی، شرکت ملی نفت ایران در ظاهر یک شرکت یکپارچه نفتی

نیست، ولی در عمل با بودن وزارت نفت این چهار شرکت از مدیریت واحد برخوردار هستند. این شرکت به خصوص پس از پیروزی انقلاب با به کارگیری مستقیم پیمانکاران اجرایی (اصطلاحاً در جایگاه اپراتور عملیات توسعه)، پروژه‌های مهمی را اجرا کرده است. درباره استفاده از فرصت حضور در پروژه‌های خارجی نیز ساختار فعلی شرکت نفت پاسخ‌گوست. پروژه‌های توسعه میادین رام و هود در دریای شمال، سرمایه‌گذاری در احداث پالایشگاه در بمبئی و سالسبورگ آفریقای جنوبی نمونه‌های مهمی از مشارکت شرکت ملی نفت ایران در پروژه بالادستی و پایین‌دستی در خارج از ایران است.

سیاست کلی در عرصه انرژی در سالیان گذشته ادغام شرکت‌های نفتی با هدف خارج کردن رقبای کوچک‌تر از صحنه بوده است. اخیراً در کشور نروژ نیز روند ادغام دو شرکت دولتی استات اویل و شرکت نیمه‌دولتی نورسک هیدرو آغاز شده است. اما واقعیت این است که هم‌اکنون شرکت نفتی دوم با نام نیکو عملاً به وجود آمده است. در حال حاضر روزانه بیش از ۱۰۰ هزار بشکه از نفت ایران به این شرکت فروخته می‌شود. این شرکت به صورت مستقل در بازارهای مالی حضور دارد و معاملات انجام می‌دهد، پس باید از شرکت‌های نفتی سوم و چهارم بحث کرد.

در نهایت اینکه تأسیس یک شرکت نفتی دیگر هر نتیجه‌ای داشته باشد، هر یک از این شرکت‌های نفتی باید پروژه‌های خود را اجرا کنند. درباره پروژه‌های داخلی ایران باید واسطه‌هایی مانند پتروپارس و پتروایران را از قراردادهای حذف کرد تا شرکت نفت با شفافیت و بدون تردید به ایفای وظایف خود در توسعه و بهره‌برداری از میادین بپردازد. قطعاً شرکت پتروپارس نیز در اجرای پروژه آیاکوچو در کشور ونزوئلا ابتدا با یک پیمانکار عمومی قرارداد نمی‌بندد تا آن پیمانکار عمومی کل کار را مدیریت کند.

درباره محدودیت‌های قانونی نیز بحث‌های بسیاری مطرح است، ولی به طور اجمال اینکه در اغلب موارد مطالعه شده (پتروناس، استات اویل، پتروپارس و ...) شرکت‌های نفتی با تصویب مجالس قانون‌گذاری تأسیس شده‌اند در حالی که در ایران درباره شرکت نیکو چنین اتفاقی رخ نداده است.

۹-۴-۲-۴ محدودیت توان تأمین سرمایه به شرکت نیکو

در توجیه استفاده از این ساختار برای تأمین سرمایه، به عدم مالکیت شرکت نفت بر

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۶۳

نفت تولیدی استناد شده است. بنابراین استدلال شرکت نفت ناچار است که قسمتی از تولید روزانه خود را به شرکت نیکو بفروشد و این شرکت با مالکیت بر تولید مذکور به اتکای آن به اخذ وام اقدام کند.

بنابر تبصره «۳۸» قانون بودجه سال ۱۳۵۸ مصوب ۱۳۵۸/۵/۲۵، «قراردادهای فروش نفت وسیله شرکت ملی نفت ایران از طرف دولت امضا و وجوه حاصل از فروش نفت خام به‌هرصورت و فراورده‌های نفتی صادراتی، مستقیماً به حساب خزانه‌داری کل نزد بانک مرکزی منظور می‌شود».

براساس این قانون، شرکت ملی نفت ایران مالکیتی بر نفت تولیدی ندارد و تبعاً نمی‌تواند، قراردادهای فروش نفت را بدون اجازه مالک آن یعنی دولت به‌عنوان تضمین بازپرداخت وام‌ها ارائه کند. با وجود این در عمل شرکت نفت در قالب مجوزهای اخذ شده از مجلس در قالب تبصره‌های بودجه سالیانه و یا قوانین برنامه برای انعقاد قراردادهای بیع متقابل و فاینانس، اجازه بازپرداخت از محل فروش نفت را به‌دست آورده است.

در جزء ۹ بند «د» تبصره «۱۱» بودجه سال ۱۳۸۴، تبصره «۳۸» قانون بودجه سال ۱۳۵۸ لغو شد: «کلیه قوانین و مقررات خاص و عام مغایر با این بند از جمله تبصره «۳۸» دائمی قانون بودجه سال ۱۳۵۸ ملغی‌الآثر است».

در عوض در جزء ۱ همین تبصره، ۷/۳ درصد از ارزش نفت خام تولیدی «سه‌م خالص» شرکت ملی نفت ایران است و باقی درآمد، درآمد عمومی محسوب شده است. حاصل کلام اینکه هم‌اکنون نزدیک به ۳۳۰ هزار بشکه در روز از نفت تولیدی ایران (با فرض تولید حدود ۴ میلیون بشکه در روز) در مالکیت شرکت ملی نفت ایران است. در گذشته نیز با اخذ اجازه از مجلس امکان اخذ وام وجود داشته است. بنابراین ضرورتی برای پیچیدگی کار با ورود شرکت نیکو به قراردادها باقی نمی‌ماند.^۱

۱. به عقیده بعضی از محققان نه در زمان حاکمیت تبصره «۳۸» قانون بودجه سال ۱۳۵۸ تمام درآمد حاصل از فروش نفت به حساب درآمد عمومی واریز شده و نه امروز بر مبنای تبصره «۱۱» قانون بودجه سال ۱۳۸۴، ۹۲/۷ درصد از درآمدهای نفتی به حساب درآمد عمومی واریز می‌شود. برای مطالعه بیشتر در این زمینه رجوع کنید به: محمد کاظم انبارلویی، *نقض اصل ۵۳، وثوق، چاپ دوم، ۱۳۸۵*.

«با تصویب این بند (بند «د» تبصره «۱۱») کلاً تأمین منابع برعهده شرکت ملی نفت ایران خواهد بود و می‌توانیم به صورت رسمی قراردادهای بیع متقابل یا فاینانس خود را تأمین مالی کنیم»^۱ (خبرگزاری ایلنا، مدیرعامل شرکت ملی نفت ایران، سیدمهدی میرمعزی، ۱۳۸۳/۱۲/۱۸).

۳-۴-۹ قرارداد با پیمانکاران اجرایی

۱-۳-۴-۹ مرور دلایل ذکر شده

«در مطالعه نظام اجرایی صنعت نفت در سال ۱۳۷۶ یکی از مهم‌ترین اشکالاتی که تشخیص داده شد اجرای طرح‌ها به صورت امانی و شبه‌امانی بود. به این ترتیب که معمولاً مهندسی مفهومی و پایه راساً توسط واحدهای تابعه و یا در مواردی با انتخاب مهندس مشاور انجام می‌شد. سپس فهرست کالاهای مورد نیاز برای خرید تهیه و از طریق شرکت کالای نفت و یا از طرق مشابه نسبت به خرید کالاهای مورد نیاز از فروشندگان متعدد اقدام و سپس این کالاها انبار می‌شد و در مرحله ساختمان و نصب با به‌کارگیری پیمانکاران در جزیره‌های کاری متعدد با تحویل کالا از طریق کارفرما اجرای طرح دنبال می‌شد ... اشکالات این رویه برای اهل فن بدیهی‌تر از آن است که نیازمند توضیح باشد. این رویه به‌ویژه برای طرح‌های بزرگ جز اتلاف پول و زمان عایدی دیگری دربرنخواهد داشت.

پارادایم (سرمشق) نظام اجرای جدید، حرکت به سمت استفاده از روش‌های طرح و ساخت توأم و به‌کارگیری مدیریت ساخت و به مفهوم کلی واگذاری وظایف تصدی و مسئولیت به پیمانکاران و بازگرداندن نقش حاکمیتی به کارفرماست. نظام نوین اجرای طرح در صنعت نفت با تهیه و ابلاغ تدریجی بیش از ۴۰ جلد آیین‌نامه، دستورالعمل و راهنما سیر تکامل خود را طی کرده است»^۲.

۱. احتمالاً منظور از تأمین سرمایه در قرارداد بیع متقابل توسط شرکت ملی نفت این است که همانند قرارداد فازهای ۶ و ۷ و ۸ تأمین سرمایه با واسطه شرکت نیکو انجام نشود. البته در هر صورت اطلاق عنوان بیع متقابل بر چنین قراردادی همان‌طور که شرح داده شد صحیح نیست. اما منظور از تأمین سرمایه در قراردادهای فاینانس توسط شرکت نفت مشخص نیست، زیرا برای مثال قرارداد اخذ وام در فاز (۹ و ۱۰) توسط شرکت ملی نفت ایران امضا شده است.

۲. گزارش وزیر نفت و توسعه (۵)، مروری بر اهم فعالیت‌های وزارت نفت ۱۳۸۳-۱۳۷۶، اداره کل روابط عمومی وزارت نفت.

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۶۵

«اجرای طرح‌ها، پروژه‌ها و فعالیت‌های مربوط به صورت امانی طبق بخش‌نامه شماره ۳۲/۸-۲۰۱۶ کماکان ممنوع بوده و استثناً بر آن فقط در مواردی که در نظام اجرایی پیوست درج و طبق شرایطی مجاز شمرده شده است (فقط در بخش خرید طرح‌های نوع سوم یعنی طرح‌های کوچک‌تر از یک میلیارد تومان) قابل قبول است. در موارد استثناً مجوزهای انجام کار به شکل امانی به صورت موردی یا کلی کماکان توسط وزیر نفت صادر خواهد شد»^۱.

بند «۲» از فصل سوم نظام اجرایی طرح‌های صنعت نفت به روش اجرای طرح اختصاص دارد. بنابراین بند: «سیاست کلی در اجرای طرح‌ها عدم اجرای کار به روش امانی است ... به‌علاوه بایستی حتی‌الامکان از تقسیم طرح به پروژه‌ها یا مراحل اجرایی متعدد پرهیز شده و تلاش شود تا اجرای طرح با تمرکز هرچه بیشتر مسئولیت‌ها در تعداد کمتری از عوامل اجرایی (مشاورین و پیمانکاران) به انجام رسد».

روش اجرا در طرح‌های بالادستی نفت از نوع اول و دوم چنین است:

«این‌گونه طرح‌ها ترجیحاً از طریق یک شرکت پیمانکار عمومی جهت انجام کل عملیات طرح با اخذ تعهد انجام کل کار و رسیدن به محصول با مقدار، کیفیت و زمان‌بندی مشخص، ظرف بودجه و مدت اجرای مصوب انجام خواهد گردید».

۲-۳-۴-۹ نقد

همان‌طور که مشاهده شد، رویکرد شرکت‌های مهم نفتی در اجرای پروژه‌ها خلاف این دستورالعمل‌هاست. به‌کارگیری این رویکردها نیز در فازهای (۹ و ۱۰)، (۱۵ و ۱۶) و (۱۷ و ۱۸) مشکلات فراوانی را داشته که شرح داده شد. نمی‌توان برای پروژه‌های بالادستی صنعت نفت با این تنوع و گستردگی چنین حکم کلی صادر کرد که روش طرح و ساخت بهترین روش است و باید همه پروژه‌ها به این صورت اجرا شوند. در تحقیقات و پژوهش‌هایی که با هدف معرفی رویکرد بهینه برای پروژه‌های خاص انجام

۱. بند «۵» بخش‌نامه ابلاغ نظام اجرایی طرح‌های صنعت نفت به شماره ۱۵۰۷-۳۲/۸ مورخ ۷۸/۶/۸، به نقل از مجموعه آیین‌نامه‌ها و دستورالعمل‌های نظام اجرایی طرح‌های صنعت نفت، معاونت امور مهندسی و فناوری.

می‌شود، در نهایت محققان نتایج خود را به صورت مشروط و در قالب مدل‌های تصمیم‌گیری ارائه می‌کنند و تصمیم‌گیری نهایی را برعهده مدیر پروژه می‌گذارند. در یکی از مراجع مهم در این خصوص چنین گفته شده است:

«هیچ رویکرد بهینه‌ای برای انجام پروژه‌ها وجود ندارد، تمام آنها بسته به شرایط، ممکن است بهینه باشند»^۱.

بنابراین تصمیم درباره رویکرد مناسب برای انجام پروژه به صورت عمده را مدیر پروژه اتخاذ می‌کند و در سطح این گونه دستورات عملی باید معیارهای تصمیم‌گیری را بیان کرد و یا استفاده از الگوهای خاص را توصیه کرد. همان طوری که استفاده از روش متعارف و تفکیک طراحی، خرید و ساخت در تمام قراردادهای گذشته مشکل‌ساز بوده است، انعقاد قرارداد طرح و ساخت و تلاش برای انتقال حداکثر ریسک به پیمانکار نیز مشکل‌ساز است. به نظر می‌رسد که رویکرد شرکت نفت در اجرای پروژه‌ها نوعی افراط (پذیرش حداکثر ریسک) و تفریط (انتقال حداکثر ریسک) را تجربه می‌کند.

علاوه بر بحث کلی یاد شده، بر این دستورات عملی برخی اشکالات اساسی زیر وارد است:

(۱) از قابلیت‌های مهم یک شرکت نفتی، توان خرید ارقام مهم پروژه و ارتباط با سازندگان است. سازندگان مهم در صنعت نفت، شرکت‌های نفتی را معتبرترین مشتری‌های خود می‌دانند. همان‌طور که اشاره شد در سال‌های گذشته با این توجیه که شکستن قراردادهای و خریدهای شرکت نفت به معنای انجام پروژه به صورت امانی است، به غلط شرکت نفت از به کارگیری رویکرد مناسب منع شد.

(۲) الزام به استفاده از روش طرح و ساخت در بسیاری از پروژه‌ها، به خصوص پروژه‌هایی که در آنها ریسک‌های تحت‌الارضی زیادی وجود دارد، مشکل‌ساز است.^۲

(۳) شکست یا عدم شکست قرارداد اجرای پروژه، مسئله‌ای است که بستگی زیادی به ماهیت پروژه دارد. بررسی عملکرد شرکت‌های نفتی نشان می‌دهد که در بخش

۱. عبارت اصلی این جمله که در اولین صفحه از کتاب *رویکردهای انجام پروژه* نوشته روبرت دورسی آمده چنین است: There is No "Best Delivery System"; All are Appropriate in Particular Circumstances.

۲. مجید پرچی جلال، «بررسی انواع قراردادهای تیپ فیدیک با تأکید بر طرح و ساخت و کلید گردان»، ویژه‌نامه نخستین همایش مسائل حقوقی در مهندسی عمران، دانشگاه خواجه نصیرطوسی، ۱۳۸۴.

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۶۷

حفری به صورت عمده قراردادهای متعددی منعقد می‌شود. در بخش کارهای دریایی نیز تفکیک قراردادها در سطحی کمتر مشاهده می‌شود.

۴) روش مدیریت ساخت (ام.سی) ویژگی‌ها و مشخصات تعریف شده‌ای دارد. در عمل آنچه که در صنعت نفت، با عنوان روش مدیریت ساخت به کار گرفته شده است ارتباطی با این مفهوم ندارد، بلکه مشاوره است که به کارفرما در انجام وظایف کمک می‌کند و بیشتر با هدف تأمین نیروی انسانی به کار گرفته شده است.

۹-۵ ویژگی‌های رویکرد مناسب

بسیاری از مطالب در رابطه با ویژگی‌های رویکرد مناسب گفته شده است. در این قسمت نیز با روش دیگری این مسئله تحلیل می‌شود. بیان شد که با توجه به اهداف کارفرما و شرایط موجود در سازمان او - محیط پیرامونی و پروژه - رویکرد مناسب تعیین می‌شود. در پارس جنوبی با دو پروژه فازهای (۲ و ۳) و همچنین (۴ و ۵) روبه‌رو هستیم که در مقایسه با دیگر فازها موفق‌تر بوده‌اند. در کنار این دو پروژه می‌توان به پروژه فازهای دیگری که شرکت نفت اجرا کرده اشاره کرد که بنابر آنچه دیدیم از جهات گوناگون با مشکلاتی مواجه بوده‌اند.

۹-۵-۱ مشابهت پروژه‌ها

پروژه‌هایی که شرکت‌های توتال و انی اجرا کرده‌اند مشابه پروژه‌هایی است که شرکت نفت اجرا کرده است. پروژه فازهای (۴ و ۵)، (۹ و ۱۰)، (۱۵ و ۱۶) و (۱۷ و ۱۸) علاوه بر اهداف پروژه از لحاظ طراحی پایه نیز مشابه هستند. بنابراین می‌توان عوامل ناشی از پروژه را از تحلیل حذف کرد.

۹-۵-۲ شرایط محیطی

از نظر مقطع زمانی اجرا این پروژه‌ها به خصوص در ۱۰ فاز اول شرایط مشابهی دارند. تمامی این پروژه در یک کشور و در یک منطقه اجرا شده‌اند. شرکت‌های توتال و انی نیز تا حد ۳۰ و ۴۰ درصد ملزم به استفاده از پیمانکاران ایرانی بوده‌اند. بنابر مفاد قرارداد

شرکت‌های خارجی نیز ملزم به پرداخت مالیات و عوارض گمرکی و رعایت دیگر قوانین حاکم در ایران بوده‌اند. از برخی جهات به دلیل دولتی بودن شرکت ملی نفت ایران این شرکت در اجرای پروژه‌ها از شرایط محیطی مساعدتری برخوردار است. در رابطه با سازندگان و پیمانکاران خارجی نیز بسیاری از شرایط مشابه است. مثلاً شرکت توتال نیز در اجرای پروژه‌ها باید ظرفیت پیمانکاران و سازندگان را در نظر بگیرد. این شرکت نیز همیشه با خطر تغییر قیمت‌ها در طول اجرای پروژه مواجه است. البته ممکن است در برخی شرایط، مانند تحریم‌های بین‌المللی، این شرکت‌ها از توان چانه‌زنی بیشتری در ارتباط با پیمانکاران و سازندگان برخوردار باشند.

۳-۵-۹ سازمان شرکت مجری پروژه

در بسیاری از مصاحبه‌ها این سؤال مطرح شده است که چرا شرکت ملی نفت ایران با رویکردی مشابه شرکت‌های توتال و انی به اجرای پروژه در پارس جنوبی اقدام نمی‌کند. بیشتر پاسخ‌دهندگان اشکال را متوجه شرکت ملی نفت ایران می‌دانند. برخی موضوع را به بی‌کفایتی مدیران عالی و ... نسبت داده‌اند، اما عده‌ای دیگر اشکال را ساختاری و ناشی از دولتی بودن و یا ملی بودن شرکت ملی نفت می‌دانند. بررسی‌ها نشان می‌دهد که اولاً شرکت‌هایی مانند انی، توتال و رپسول به‌عنوان شرکت‌های ملی نفت توسط دولت‌ها تأسیس شده‌اند و تا دهه ۱۹۹۰ میلادی تمامی سهام آنها متعلق به دولت‌های متبوع ایشان بوده است. برخی دیگر از شرکت‌های نفتی مانند استات اویل، پتروناس، پتروبراس و پتروچاینا به‌عنوان شرکت‌های ملی نفت تأسیس شده و همچنان عمده مالکیت آنها در اختیار دولت‌هایشان قرار دارد. بزرگ‌ترین تولیدکننده نفت در دنیا یعنی شرکت آرامکو نیز شرکتی صددرصد دولتی است. تمامی این شرکت‌ها چه آنهایی که در گذشته دولتی بوده‌اند و چه آنهایی که همچنان دولتی هستند، پروژه‌های بسیاری را چه در کشور خود و چه در کشورهای دیگر اجرا کرده‌اند. گذشته از همه اینها همان‌طور که گفته شد، شرکت ملی نفت ایران به‌خصوص پس از پیروزی انقلاب اسلامی پروژه‌های توسعه‌ای بسیاری را در مناطق نفت‌خیز جنوب در بخش نفت و پروژه بزرگ توسعه میدان کنگان در بخش گاز را به‌صورت مستقیم به‌خوبی اجرا کرده است.

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۶۹

۴-۵-۹ ویژگی‌های رویکرد به‌کار گرفته شده توسط شرکت‌های توتال و انی

با توجه به آنچه که گفته شد، وقتی شرکت توتال و انی هر دو با رویکردی کاملاً مشابه به انجام پروژه اقدام می‌کنند و موفق نیز هستند، شرکت ملی نفت وقتی که می‌خواهد همان پروژه را در همان شرایط محیطی اجرا کند، باید از همان رویکرد پیروی کند. فقط در صورتی شرکت ملی نفت می‌تواند رویکرد دیگری به‌کار گیرد که ادعا کند رویکرد جایگزین موفقیت‌های بیشتری به همراه دارد. رویکردهای شرکت نفت در فازهایی چون (۶، ۷ و ۸) یا (۹ و ۱۰) جایی برای چنین ادعاهایی باقی نمی‌گذارد. با توجه به این توضیحات ویژگی‌های اصلی رویکرد به‌کار رفته در انجام پروژه توسط شرکت‌های توتال و انی در پارس جنوبی شرح داده می‌شود.

۱-۴-۵-۹ پذیرش ریسک مدیریت

از مهم‌ترین مسائلی که یک شرکت نفتی و به‌طور کلی هر شرکتی در اجرای پروژه‌های خود باید به آن توجه کند، شکست مناسب قراردادهاست. بحث اینکه ساختار شکست مناسب برای اجرای پروژه چگونه است، جزء مقوله مدیریت ریسک است.

| <u>ریسک عملکرد</u> | <u>ریسک هزینه</u> | <u>ریسک اتمام</u> |
|--------------------|--------------------|---------------------------|
| ریسک مخزن | ریسک تغییر مقادیر | ریسک شکست مناسب کار |
| ریسک طراحی | ریسک تغییر قیمت‌ها | ریسک صلاحیت پیمانکاران |
| ریسک اجرا | | ریسک هماهنگی پیمانکاران |
| ریسک بهره‌برداری | | ریسک تأمین به‌موقع سرمایه |

شکل ۴-۹ ساختار سلسله‌مراتبی ریسک پروژه توسعه یک میدان نفتی

در شکل فوق می‌توان ساختار سلسله‌مراتبی منابع ریسک در یک پروژه نفتی را ملاحظه کرد. منظور از ریسک مدیریت آن است که شرکت مجری بداند:

- پروژه بزرگی مانند پارس جنوبی را در کدام بسته‌های قراردادی تقسیم کند.

چه پیمانکارانی واجد چه صلاحیت‌هایی بوده و برای اجرای چه نوع قراردادی مناسب‌اند.

- با چه زمان بندی قرارداد را منعقد کند، خریده‌ها را چگونه انجام دهد و چگونه پیمانکاران را هماهنگ کند.

شرکت‌های نفتی این ریسک را در پروژه‌های شبیه پارس جنوبی می‌پذیرند و لذا تعداد نسبتاً زیادی قرارداد منعقد می‌کنند. رویکردهای اجرایی شرکت‌های اِنی و توتال نشان می‌دهد که این شرکت‌ها در سطح کلان ریسک تقسیم پروژه به چهار زیرپروژه حفاری، سکوه‌های دریایی، خط لوله و پالایشگاه را پذیرفته‌اند.

۹-۵-۴-۲ مدیریت کامل بخش حفاری

عملیات حفاری را می‌توان به سه بخش عمده تقسیم کرد که شامل (اجاره) دکل حفاری، (خرید) خدمات حفاری و (خرید) خدمات پشتیبانی است. شرکت‌های توتال و اِنی و همچنین استات اویل قراردادی برای اجاره دو دکل دریایی منعقد کرده و سپس برای خرید خدمات مربوطه در هریک از دو بخش خدمات و پشتیبانی، تعداد زیادی قرارداد دیگر منعقد نموده‌اند. در بند ۹-۳-۳-۴ و ۹-۳-۳-۵ به تفصیل شرح داده شد که این رویکرد ناشی از دشواری جبران اشتباهات در حفاری، لزوم اصلاح برنامه حفاری با به دست آمدن اطلاعات جدید از مخزن و در نهایت افزایش قیمت قرارداد در صورت انعقاد قراردادهای مقطوع است.

۹-۵-۴-۳ خرید اقلام مهم در تمامی قسمت‌های پروژه

در موارد متعددی شرکت‌های توتال و اِنی، خرید برخی اقلام را از قراردادهای طراحی، خرید و ساخت خارج کرده‌اند.^۱ این مسئله بیشتر در بخش پالایشگاه درباره لیسانس‌ها و تأسیساتی مانند ژنراتورها و پمپ‌های مربوط به بخش پشتیبانی پالایشگاه به چشم می‌خورد. در بخش دریا مهم‌ترین اقلام خریداری شده به صورت مستقیم، خط لوله ۳۲ اینچ دریایی است. مصاحبه با برخی از سازندگان خارجی نشان می‌دهد که این سازندگان، شرکت‌های نفتی بزرگی مانند توتال را جزء مشتریان معتبر خود می‌دانند.

۱. به این اقلام اصطلاحاً Free Issue Item یا Company Item گفته می‌شود.

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۷۱

بدین ترتیب هزینه تأمین بخش مهمی از کالاهای استراتژیک در یک پروژه بالادستی و همچنین ریسک تأمین آنها برای شرکت نفتی کاهش یافته است.

۹-۴-۴-۵-۹ انعقاد قرارداد برای ساخت پالایشگاه

هم شرکت توتال و هم شرکت انی بزرگ‌ترین قرارداد خود را برای اجرای پالایشگاه منعقد کرده‌اند. قرارداد توتال با شرکت هیوندای به مبلغ ۸۵۰ میلیون دلار و قرارداد انی با همین شرکت به ارزش ۱۰۰۰ میلیون دلار منعقد شده است. به عبارتی این شرکت‌ها پس از خارج کردن اقلام با دوره ساخت از قرارداد پالایشگاه، بیشترین ریسک را به پیمانکار منتقل کرده‌اند. به بیان دیگر می‌توان گفت که هرچه از بخش بالادستی به سمت بخش پایین دستی حرکت می‌کنیم، شرکت‌های نفتی ریسک‌های بیشتری را به پیمانکاران منتقل می‌کنند. باین حال، این انتقال ریسک به پیمانکار، فارغ از نظارت کلی شرکت نفتی نبوده است. در پیوست ۱، مدیر فاز (۲ و ۳) چنین می‌گوید: «در آن زمان وقتی توتال با این مسئله (ورشکستگی شرکت‌هایی از مجموعه هیوندای) روبه‌رو شد حساب مشترکی با ما در دویی گشود و با دور زدن هیوندای (پیمانکار دست اول توتال) پرداخت دستمزد پیمانکاران دست دوم را مستقیماً به‌عهده گرفت». منظور اینکه در عین اینکه قرارداد به‌صورت طراحی، خرید و ساخت است، کارفرما نظارت و کنترل خود را اعمال می‌کند.

درباره این بخش از کار، شرایط محیطی بسیار تأثیرگذار است. پیمانکارانی که در دنیا پروژه‌های پالایشگاهی با هزینه یک میلیارد دلار را اجرا می‌کنند انگشت‌شمارند. در دوره‌هایی ممکن است که تمام این پیمانکاران با ظرفیت کامل کار کنند و در نتیجه نتوان پیمانکاری در این سطح یافت. در چنین شرایطی چاره‌ای نیست جز اینکه قرارداد به دو یا سه قسمت (مثلاً به سه قسمت فرایند، پشتیبانی و مخازن) تقسیم شده و از پیمانکاران کوچک‌تر استفاده گردد. علاوه بر این اگر سیاست شرکت نفت بر ترقی پیمانکاران داخلی استوار باشد نیز این رویکرد شکست کار، قابل استفاده است.

۹-۴-۵-۹-۵ تأمین سرمایه به اعتبار شرکت مادر

در بیشتر پروژه‌های نفتی در بخش بالادستی تأمین سرمایه به اعتبار سازمان وام‌گیرنده

و شرکت اصلی - و نه شرکت پروژه - انجام شده است. همان طور که اشاره شد، دلیل اصلی این مسئله بالا بودن ریسک در پروژه‌های بالادستی و در نتیجه ارزان تر بودن تأمین سرمایه از طریق شرکت مادر است. درباره فازهای (۲، ۳، ۴ و ۵) نیز تأمین سرمایه به وسیله شرکت‌های مادر انجام شده و شرکت‌های عامل توتال پارس جنوبی و انی ایران - همان طور که شرح داده شد - قراردادهای را اجرا کرده‌اند.

۹-۵-۴-۶ تشکیل شرکت پروژه به عنوان عامل شرکت مادر

این بحث کمی از بحث رویکردهای انجام پروژه دور است، ولی به دلیل اهمیت آن در اینجا مطرح می‌شود. در حالت مشارکت قراردادی، شرکت مجری (اپراتور) ابتدا شرکتی فرعی با هدف اجرای پروژه تأسیس می‌کند. ممکن است اجرای چند پروژه برعهده یک شرکت باشد (مثلاً شرکت آجیپ (انی)، شرکت آجیپ درود^۱ را برای انجام پروژه درود و شرکت آجیپ ایران^۲ را برای انجام پروژه‌های دارخوین و فازهای (۴ و ۵) پارس جنوبی تأسیس کرد). این شرکت فرعی پس از اکتشاف و کارهای مقدماتی عملیات توسعه را آغاز می‌کند. در این مرحله پروژه به زیرپروژه‌هایی تقسیم و برای هر قسمت از آنها پیمانکارانی انتخاب می‌شود. خرید اقلام با دوره ساخت را معمولاً شرکت مجری انجام می‌دهد و خرید دیگر اقلام برعهده پیمانکاران گذارده می‌شود. پس از اتمام و راه‌اندازی پروژه این شرکت منحل می‌شود. در حالتی که مشارکت، شرکتی باشد این مراحل از طریق شرکت مشترک انجام می‌شود (قرارداد سیرپ، قراردادهای چهارگانه آرامکو در ربع‌الخالی در سال ۲۰۰۴ و مشارکت‌های چهارگانه در ونزویلا برای توسعه میدان آریونکو). اصولاً تأسیس شرکت‌های فرعی با چند هدف انجام می‌شود.

• **تحدید مسئولیت در برابر پیمانکاران و بانکها:** همان طور که می‌دانیم مسئولیت سهام‌داران در شرکت‌های سهامی و با مسئولیت محدود، به آورده آنها محدود می‌شود.^۳ در نتیجه وام‌دهندگان به شرکت فرعی و یا پیمانکاران طرف قرارداد با آن در صورت ناتوانی شرکت فرعی در انجام تعهدات نمی‌توانند به شرکت اصلی رجوع کنند. تنها

1. Agip Dorood B.V
2. Agip Iran B.V.

۳. ماده (۱۰۷) لایحه اصلاح قانون تجارت، مصوب ۱۳۴۷/۱۲/۲۴.

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۷۳

در صورتی که شرکت مادر انجام تعهدات شرکت فرعی را تضمین کرده باشد می‌توان به او رجوع کرد.

● **تسریع تصمیم‌گیری و تسهیل مدیریت:** همان‌طور که می‌دانیم مدیریت شرکت‌های سهامی برعهده هیئت‌مدیره آنهاست.^۱ هنگامی که یک شرکت هم‌زمان اجرای تعداد زیادی پروژه را برعهده دارد، انعقاد تعداد زیادی قرارداد و اخذ تصمیمات متعدد لازم است. تأسیس یک شرکت فرعی با هیئت‌مدیره جداگانه برای انجام پروژه‌ای خاص عملیات اجرایی را تسریع می‌کند.

● **فرار از قوانین:** در مواردی تأسیس شرکت فرعی با هدف عبور از قوانین انجام می‌شود. در اجرای پروژه‌های نفتی، هدف اصلی از تأسیس این شرکت‌های فرعی، تسریع و تسهیل مدیریت است. از آنجاکه وام‌ها را بیشتر شرکت مادر اخذ می‌کند، این شرکت فرعی کارکرد تحدید مسئولیت در برابر وام‌دهندگان را ندارد، البته در قبال پیمانکاران این کارکرد وجود دارد. باید توجه داشت که این شرکت‌های فرعی عامل شرکت اصلی هستند و نه طرف قرارداد آن. در اساسنامه این شرکت‌ها حدود اختیارات مشخص می‌شود. در مصاحبه‌های انجام شده به این مسئله بسیار اشاره شده که مدیر شرکت توتال پارس جنوبی اخذ بعضی تصمیمات را در صلاحیت توتال خاورمیانه یا توتال اصلی، می‌دانست.

۱. ماده (۱) لایحه اصلاح قانون تجارت، مصوب ۱۳۴۷/۱۲/۲۴ و ماده (۹۴) قانون تجارت، مصوب ۱۳۱۱/۲/۱۳.

جمع‌بندی مطالب بخش سوم

از پیروزی انقلاب اسلامی و تشکیل مدیریت مناطق نفت‌خیز جنوب و شرکت نفت فلات قاره تا سال ۱۳۷۶ رویکرد انجام پروژه‌ها در شرکت ملی نفت ایران مبتنی بر تفکیک طراحی، خرید و ساخت از یکدیگر و استفاده از روش متعارف بوده است. منابع مالی نیز از منابع داخلی شرکت ملی نفت ایران یا بودجه‌های عمرانی کشور تأمین شده است. از سال ۱۳۷۶ به بعد روش طراحی، خرید و ساخت نیز به کار گرفته شد و از سال ۱۳۸۰ به بعد با ابلاغ بخش‌نامه‌هایی این روش اجباری شد. از سوی دیگر با وجود دستیابی شرکت ملی نفت ایران به توانمندی یک شرکت اپراتور نفتی، در سال ۱۳۷۴ با انعقاد قرارداد میدین سیری، شرکت‌های نفتی به ایران بازگشته و دوباره شرکت ملی نفت در جایگاه شریک غیراپراتور قرار گرفت. در واقع بیع متقابل قالبی است که در آن شرکت نفتی خارجی نقش شریک اپراتور و شرکت ملی نفت ایران نقش شریک غیراپراتور را برعهده دارد، اما در این قالب شرکت نفتی خارجی مانند قراردادهای امتیازی و مشارکت در تولید حق عینی نسبت به تولیدات میدان ندارد و پس از اتمام عملیات توسعه، میدان را تحویل می‌دهد. ابتدا این شکل از قرارداد به دلیل شرایط خاص میدین مشترک پذیرفته شد، ولی امروز مانند قاعده‌ای در توسعه میدین نفت و گاز درآمده است. نتیجه اتکا به این شکل از قرارداد از دست دادن توانمندی اپراتوری (توان شناخت مخزن و تهیه برنامه توسعه، تأمین منابع مالی، انتخاب پیمانکاران مناسب و مدیریت آنها) در شرکت نفت و وابستگی پروژه‌های توسعه به شرکت‌های نفتی خارجی است.

در سال ۱۳۷۶ وزارت نفت به تأسیس دو شرکت خصوصی پتروپارس و پتروایران در انگلستان با نام پیمانکار عمومی اقدام کرد تا به اصطلاح تمام کار به شرکت‌های خارجی واگذار نشود و شرکت‌های ایرانی هم در این میان سهمی داشته باشند. این کار نیز به این

معنی بود که شرکت ملی نفت ایران همچنان باید فاقد توانمندی اپراتوری باقی بماند و شرکت‌های دیگر خارجی یا داخلی باید عملیات توسعه را برای آن مدیریت کنند. با انتقال مالکیت این دو شرکت به شرکت ملی نفت ایران، امروز این دو شرکت جزئی از ساختار شرکت نفت محسوب می‌شوند و به‌کارگیری قالب بیع متقابل در رابطه با آنها باعث بروز مشکلات در اجرای پروژه‌ها شده است (رجوع کنید به بند ۲-۳-۹). پس از انعقاد قرارداد فازهای (۹ و ۱۰) و برگزاری مناقصه برای فازهای (۱۵ و ۱۶) و (۱۷ و ۱۸) عملاً قالبی که باید در آن شرکت نفت ابتدا با یک پیمانکار عمومی قرارداد بسته و سپس این پیمانکار عمومی پیمانکاران اجرایی را انتخاب کند شکست؛ «پس از این تجربیات، مسئولان ارشد شرکت ملی نفت ایران به این نتیجه رسیدند که خود ما امکان مدیریت و دانش مدیریت پروژه را داریم، پس چرا پول اضافه‌ای به شرکت‌های خارجی بدهیم ...». (خبرگزاری/ایسنا، مدیر فازهای (۹ و ۱۰)، مرتضی امامی، ۱۳/۱۰/۱۳۸۴).

علی‌رغم قرارگیری شرکت نفت در جایگاه صحیح در این فازها به دلیل عدم به‌کارگیری رویکرد مناسب در انعقاد قراردادها، اجرای این فازها با مشکلات بسیار روبه‌رو شد. ریشه مشکلات در این فازها آن است که علی‌رغم اینکه شرکت نفت سرمایه لازم را تأمین کرده و مالک مخزن است و در جایگاه اپراتور نفتی نشسته، از پذیرش ریسک مدیریت پروژه خودداری کرده و تلاش می‌کند وظایفی را که خود باید به‌عهده بگیرد به پیمانکاران واگذار کند. ریشه این مسئله همان‌طور که گفته شد (بند ۳-۴-۹) ناشی از نوعی افراط در برابر تفریط در گذشته است؛ همان‌طور که تفکیک کامل طراحی، خرید و ساخت از یکدیگر توسط شرکت نفت در تمام پروژه‌ها در گذشته مشکل‌ساز بوده است، استفاده از قراردادهای طراحی، خرید و ساخت در هر شرایطی و تلاش برای انتقال همه ریسک‌ها به پیمانکاران نیز مشکل‌ساز است که این اشاره شد. با این توجه ویژگی‌های کلی رویکرد مناسب برای اجرای پروژه‌های بالادستی چنین است:

الف) شرکت ملی نفت ایران باید ریسک مدیریت کلی پروژه را بپذیرد. بدین معنا که برای اجرای پروژه‌های بالادستی حداقل دو بخش عملیات حفاری و اجرای لوله‌های انتقال و تأسیسات جداسازی را از هم جدا کند. در صورت قابل توجه بودن حجم کار در بخش دوم (همانند پارس جنوبی که اجرای لوله در دریا به طول ۱۰۰ کیلومتر لازم

بخش سوم رویکرد انجام پروژه‌های بالادستی به‌وسیله شرکت ملی نفت ... ۲۷۷

است)، این بخش، خود به دو قسمت لوله‌های انتقال و تأسیسات جداسازی تقسیم شود. (ب) در بخش حفاری باید کنترل کار به‌صورت کامل در اختیار شرکت ملی نفت باشد و این بخش از شرکت آمادگی انعقاد تعداد زیادی قرارداد را داشته باشد. علاوه‌بر انعقاد قرارداد، شرکت نفت باید بتواند در طول عملیات حفاری با توجه به داده‌های جدید برنامه کلی توسعه را اصلاح کند.

(ج) در بخش‌های دیگر پروژه، حتی‌المقدور از قراردادهای طراحی، خرید و ساخت استفاده شود. درعین‌حال شرکت نفت باید بتوان خرید کالاهای خاص به‌خصوص کالاهای با دوره ساخت را داشته باشد. بدین منظور لازم است که ارتباط قوی با سازندگان داخلی و خارجی در سازمان اجرای پروژه وجود داشته باشد.

(د) با توجه به ویژگی‌های پروژه‌های بالادستی، اخذ وام برای اجرای این پروژه‌ها باید با اعتبار و تضمین شرکت ملی نفت ایران انجام شود. (برخلاف بخش پایین‌دستی که اخذ وام به اعتبار پروژه و بدون تضمین شرکت مادر میسر است) ازسوی دیگر نباید دراین‌ابطه به ظرفیت شرکت نیکو اکتفا کرد (شرکت نفت با محدودیت تأمین سرمایه به شرکت نیکو، از قسمت عمده ظرفیت خود برای تأمین سرمایه استفاده نمی‌کند).

(و) از انعقاد قرارداد برای اجرای کل پروژه با شرکت‌هایی مانند پتروپارس با عنوان پیمانکار عمومی یا غیر آن اجتناب شود. در صورت نیاز، شرکت‌های فرعی به‌عنوان عامل اجرای پروژه تشکیل شود.

(ز) استفاده از رویکرد بیع متقابل، با توجه به هزینه‌های اضافی، زمان طولانی مذاکرات و همچنین تضعیف توان مدیریتی شرکت ملی نفت به‌دلیل سپردن مدیریت کار به شرکت‌های نفتی خارجی، در صورتی قابل توجیه است که شرکت ملی نفت قادر به اجرای مستقیم پروژه نباشد. این ناتوانی در حالت مطلوب ناشی از نبود ظرفیت‌های خالی برای مدیریت و اجرای پروژه است (هر شرکت نفتی مانند هر مجموعه دیگری از ظرفیت محدودی برای اجرای پروژه برخوردار است. برای مثال گفته می‌شود که فلان شرکت توان اجرای سالیانه ۱۰ میلیارد دلار پروژه را دارد). در حالت نامطلوب این ناتوانی ناشی از ضعف شدن بدنه اجرایی و کارشناسی شرکت ملی نفت و در نتیجه وابستگی به شرکت‌های نفتی خارجی است.

پیوستها



پیوست ۱ مصاحبه‌ها

۱-۱ مصاحبه با آقای یدالله احمدیان

مصاحبه با آقای یدالله احمدیان، مدیر پروژه فازهای (۲ و ۳) پارس جنوبی در شرکت نفت و گاز پارس در تاریخ سه‌شنبه ۱۳۸۵/۵/۳.

پرسش: طبق قرارداد بیع متقابل، قراردادهای دست دوم بالاتر از مبلغ معین باید به تأیید شرکت نفت برسد، آیا این مسئله فقط درباره قراردادهای توتال بود یا درباره قراردادهای پیمانکاران دسته دوم هم اعمال می‌شود؟ مثلاً درباره اینکه هیوندای ۸۲۰ میلیون دلار قرارداد خود را چگونه بین پیمانکاران توزیع کند آیا نظارتی وجود داشت مثلاً الزامی به برگزاری مناقصه بود؟

پاسخ: ما فقط بر قراردادهای توتال نظارت داشتیم. البته بحث بود که هیوندای در قراردادهای خود مشکلاتی دارد، ولی ما به دلیل مقطوع بودن قیمت قرارداد دخالت نمی‌کردیم. البته در مواردی دخالت می‌کردیم، مثلاً فرمت قراردادهای هیوندای را اصلاح و در آن مسائلی مانند قانون حاکم و داوری را داخلی کردیم.^۱ نکته دیگر اینکه توتال و هیوندای به‌طور کامل پیمانکاران ایرانی را مطالعه کرده بودند و دفترچه‌ای از تمام آنها

۱. «عملیات توسعه این فازها در تیر ماه سال ۱۳۷۷ به شرکت توتال داده شده و این شرکت نیز قراردادی با شرکت هیوندای کره جنوبی منعقد کرده است که این شرکت نیز در طرح توسعه فازهای (۲ و ۳) از ۳۶ پیمانکار ایرانی استفاده می‌کند. صالحی‌فروز به‌وجود ایراداتی در قرارداد شرکت‌های ایرانی با شرکت هیوندای کره جنوبی اشاره و خاطرنشان کرد، شرکت‌های داخلی در صورت ارائه قرارداد فی‌مابین، می‌توانند تا حدودی این مشکلات را کاهش دهند. رسیدگی به اختلافات در دادگاه‌های کشور کره جنوبی و عدم انتقال دانش فنی، از عمده ایرادات قرارداد بین شرکت هیوندای و پیمانکاران داخلی است» (خبرگزاری/یستا، مدیرعامل نفت و گاز پارس، اسدالله صالحی فروز، ۱۳۸۰/۱۰/۷).

داشتند. نکته مهم دیگر اینکه در هر خرید گمرکی امضای من لازم بود و از این طریق ما تا حدی به ساخت داخل کمک می کردیم (ماده (۲۵-۱) می گوید که تمام مصالح، اجناس و تجهیزات مورد نیاز که در داخل موجود نیست به نام شرکت نفت وارد می شود (...). مثلاً در فازهای (۲ و ۳) حدود ۱۲ هزار تن آرماتور می خواستیم که ذوب آهن برای تولید آن ۶ ماه فرصت می خواست. هیوندای قصد داشت این مقدار را وارد کند ما مخالفت کردیم. پس از مذاکره با وزیر وقت صنایع بالاخره موفق شدیم حدود ۵ هزار تن را از داخل تأمین کنیم و به باقی مانده اجازه واردات دادیم. گذشته از همه این مسائل، نظارت کیفی ما در جای خود محفوظ بود.

پرسش: در نهایت تولید داخل در این فازها به چه میزانی رسید؟

پاسخ: طبق قرارداد ۳۰ درصد پیش بینی شده بود، ولی در نهایت به ۳۳ درصد رسید.

پرسش: آیا روندی که در قرارداد برای انعقاد قراردادهای دست دوم پیش بینی شده رعایت می شد؟ (بنابر بند «۳» ماده (۱۸۰۹) پیمانکار لیست پیشنهادی فروشندگان را برای تمام تجهیزات با قیمت بالاتر از ۱۰۰ هزار دلار را به شرکت نفت می فرستد. همچنین پیمانکار لیست پیشنهادی پیمانکاران برای قراردادهای بالاتر از ۴۰۰ هزار دلار را به شرکت نفت ارسال می کند. شرکت نفت حق دارد لیست های پیشنهادی را ظرف ۱۴ روز رد کند. در صورتی که تعداد فروشندگان در لیست کمتر از ۴ نفر شود شرکت نفت با پیمانکار برای ترمیم لیست وارد مذاکره می شود. پیمانکار رونوشت تمام اسناد مناقصه را برای شرکت نفت فرستاده و شرکت نفت حق دارد که برنده مناقصه را در قراردادهای بالاتر از ۱۰۰ هزار دلار ظرف مدت ۱۴ روز از اعلام برنده توسط پیمانکار رد کند).

پاسخ: لیست های پیشنهادی را ابتدا توتال برای ما می فرستاد. ما مواردی را حذف و اضافه می کردیم و پس از توافق با توتال لیست ها برای کمیسیون معاملات شرکت نفت و گاز و شرکت نفت فرستاده می شد و پس از آن به هیئت مدیره برای تصویب نهایی می رفت. در صورتی که لیستی کمتر از ۳ شرکت بود تأیید نهایی هیئت ۳ نفره شرکت نفت لازم بود. پس از تأیید لیست ها توتال از شرکت های موجود در لیست ها پیشنهاد فنی و قیمت می گرفت. یک گروه ۱۴ نفری داشتیم آنها می رفتند پیشنهادات فنی را مطالعه می کردند. توتال هم همین کار را می کرد، بعد مطالب را جمع می کردیم و به شرکت

مزبور و به باقی شرکت‌ها نامه می‌زدیم و مسئله را منتقل می‌کردیم و می‌گفتیم هرکس در این خصوص برای رفع نقص پیشنهادی دارد ارائه کند. مرحله بعد جلسات شفاف‌سازی^۱ بود. ۴۰ روز در فرانسه این جلسات طول کشید. ۴ نفر ما بودیم از توتال هم ۷، ۸ نفر بودند، نمایندگان کارخانه سازنده هم می‌آمدند. جلسات حداقل ۲ ساعت بود. توتال یک نفر تندنویس داشت که تمام مذاکرات را آخر هر جلسه تایپ شده می‌گذاشت روی میز برای امضا. پس از تمام این مراحل قرارداد منعقد می‌شد.

پرسش: ظاهراً توتال تمایلی به انتخاب هیوندای برای پالایشگاه نداشته در این مورد توضیح دهید.

پاسخ: توتال از ابتدا تمایلی به حضور هیوندای در لیست فروشندگان پالایشگاه نداشت، ولی با اصرار ما پذیرفت. وقتی که پاکت‌ها باز شد، قیمت هیوندای ۸۲۰ میلیون دلار بود درحالی‌که قیمت بعدی که متعلق به پیمانکاران اروپایی بود به ۱۴۰۰ میلیون دلار می‌رسید. توتال به شدت با اعطای کار به هیوندای مخالف بود، ولی بالاخره پذیرفت. باید بگوییم که واقعاً قیمت هیوندای پایین بود، بعداً فهمیدیم که هیوندای کمتر از ۵ درصد سود کرده است. یادم است که در مراسم افتتاحیه به مدیر هیوندای گفتم که سود شما در این پروژه چه بود. مدیر هیوندای گفت که سود ما مدیریت توتال بود. یعنی مهم‌ترین سود ما در این قرارداد یاد گرفتن کار زیر نظر و مدیریت توتال بود.

پرسش: یکی دیگر از مسائلی که در قرارداد پیش‌بینی شده است کمیته مشترک مدیریت است که با حضور ۵ نماینده از هر طرف تشکیل می‌شود و بر کار نظارت می‌کند. آیا این کمیته به صورت منظم تشکیل شد و به وظایف خود عمل کرد؟

پاسخ: جلسات به شکل ماهیانه و به صورت منظم تشکیل شدند. بیشتر جلسات در تهران بود، ولی در کوالالامپور، مسکو و پاریس نیز جلساتی تشکیل شد. از گازپروم و پتروناس هرکدام حداقل ۳ نفر نماینده مالی، فنی و مدیریتی می‌آمدند. کلاً اگر ۳۶ جلسه داشتیم اینها (نمایندگان گازپروم و پتروناس) ۱ ساعت هم حرف نزدند. گزارش تمام جلسات موجود است.

پرسش: طبق قرارداد ۴۰ درصد هزینه را توتال، ۳۰ درصد را پتروناس و ۳۰ درصد

1. Clarification.

را گازپروم تأمین کردند. این سرمایه‌ها از محل وام بوده یا از محل دارایی‌ها؟
پاسخ: تا آنجا که من می‌دانم پتروناس سهم خود را به صورت نقدی داده بود. توتال عمده هزینه‌ها را از محل وام تأمین کرده بود. گازپروم هم سهم خود را کامل نداد و همیشه توتال با آن دعوا داشت و آخر هم قسمتی از سهم او را در حین کار پرداخت، اگرچه در نهایت گازپروم نیز تمام سهمش را پرداخت کرد.

پرسش: درباره سازمان مدیریت پروژه توتال و شرکت نفت توضیح دهید.

پاسخ: تیم ما در نفت و گاز در اوج فعالیت ۱۲۰ نفر بود. بسیاری از مدیران فازهای بعدی در این تیم بودند، می‌توان گفت در این دو فاز ۲۵ مدیر تربیت شد. نیروها در عملویه بودند. تعدادی از نیروها را از نارگان و انرشیمی تأمین کردیم. توتال هم در اوج فعالیت با همین حدود کار می‌کرد. کمتر از نیمی از کارکنان توتال هم ایرانی بودند. گزارش‌های ماهیانه توتال، وضعیت نیروها به صورت دقیق منعکس شده است.

پرسش: شرکت توتال پارس جنوبی چه نسبتی با شرکت توتال دارد؟

پاسخ: توتال برای انجام هر پروژه یک شرکت تأسیس می‌کند که پس از پایان پروژه برجیده می‌شود. معمولاً ساختمانی در نزدیکی شرکت اصلی به این شرکت اختصاص داده می‌شود. در رأس این شرکت آقای نیلیس^۱ قرار دارد.

پرسش: در حین کار برخی از زیرمجموعه‌های هیوندای ورشکست شدند آیا این مشکلی در کار ایجاد نکرد؟

پاسخ: خیر. جالب است که در آن زمان وقتی توتال با این مسئله روبه‌رو شد فوراً حسابی مشترک با ما در دوبی گشود و با دور زدن هیوندای پرداخت دستمزد پیمانکاران را مستقیماً به عهده گرفت.

پرسش: به نظر شما تا چه حد از دانش توتال به ما منتقل شد؟

پاسخ: گزارش‌های ماهیانه و اسناد ارزشمند مربوط به پروسیجرهای شرکت توتال الان در شرکت نفت خاک می‌خورد. این اسناد حاصل ۷۰ سال تجربه این شرکت‌هاست که باید به دقت مطالعه و از آنها استفاده شود. الان یکی از مشکلات شرکت نفت و گاز پارس این است که با این اسناد چه کار کنند. توتال به محض شروع پروژه از طریق

ماهواره ارتباط مستقیم با دفتر مرکزی در پاریس برقرار کرد. در آنجا در کامپیوتر مرکزی اطلاعات مربوط به تمام پروژه‌های در حال اجرا وجود دارد و از آنجا کارها مدیریت می‌شود. نیروهای توتال پس از مأموریت خود در هر پروژه به پروژه دیگری در نقطه دیگر از جهان می‌رفتند. مدیر پروژه توتال در پاریس جنوبی می‌گفت که ۲۸ سال است در خارج از فرانسه در پروژه‌های نفتی کار می‌کنم.

برای طراحی پایه فازهای (۲ و ۳)، پنج میلیون دلار پول دادیم. در نفت می‌گفتند که این اطلاعات محرمانه است، ولی به‌نظر من هرچه این اسناد بیشتر منتشر شود به ارتقا دانش داخلی کمک می‌کند. این اسناد باید در اختیار دانشکده‌های فنی ما باشد و از آنها استفاده کنند.

پرسش: آیا در شرکت نفت هم این توانایی وجود دارد که چنین پروژه‌هایی را هدایت و اجرا کند؟

پاسخ: بله. اگر که بودجه لازم تأمین شود، از لحاظ فنی این توانمندی وجود دارد، به‌خصوص که الگوی توتال و انی هم برای اجرای این پروژه‌ها وجود دارد. یادم است وقتی که در مجلس با بیع متقابل مخالفت می‌شد ما به مجلسی‌ها می‌گفتیم که به ما ۲ میلیارد دلار بدهید، خودمان ۲ فاز پاریس جنوبی را اجرا می‌کنیم. همان طوری که توتال کار را خرد کرده ما هم این کار را می‌کنیم. البته ترجیح می‌دهم در خارج از شرکت نفت پروژه هدایت شود، زیرا در شرکت نفت بوروکراسی خیلی زیاد است.

پرسش: چرا قرارداد آماده‌سازی سایت پالایشگاه جدا از قرارداد کلی آن بسته شده است؟

پاسخ: ابتدا قرار نبود که آماده‌سازی سایت از شرح کار قرارداد پالایشگاه حذف شود. منتهی همان طوری که قبلاً گفتم در انتخاب پیمانکار پالایشگاه بین ما و توتال اختلاف شد و این مسئله چند ماه انتخاب پیمانکار پالایشگاه را به تأخیر انداخت. در این حین، توتال برای اینکه زمان بندی پالایشگاه عقب نیفتد آماده‌سازی را از شرح کار پالایشگاه خارج و برای آن مناقصه برگزار کرد. در این مناقصه شرکت فرانسوی بک^۱ با پیشنهاد ۱۰/۴ میلیون دلار کمترین قیمت را داده بود. بعد از این شرکت پیشنهاد پرلیت بود با حدود ۱۴ میلیون دلار. طبق قانون ما باید شرکت فرانسوی را برنده اعلام می‌کردیم، ولی

1. BEC

برایمان سخت بود که یک کار خاکی را به خارجی‌ها بدهیم. با مصوبه هیئت‌مدیره دوباره وارد مذاکره شدیم. مدیرعامل پرلیت که ما امید داشتیم با کاهش قیمت پیشنهادی برنده کار شود پس از مذاکره بسیار گفت که کمتر از ۱۴ میلیون دلار انجام این کار غیرممکن است و هرکس هم بگوید ضرر کرده است. به‌رحال کار را به همان شرکت فرانسوی دادیم. آنها ماشین‌آلات نو را از طریق بندرعباس آوردند. می‌خواستند با اسکرپور خاک‌برداری کنند، ولی کار در همان مراحل اولیه متوقف شد. مسئله این بود که فرانسوی‌ها در سونداژ بی‌دقتی کرده بودند و با این فرض که با خاک نرم روبه‌رو هستند محاسبات خود را انجام داده بودند، ولی معلوم شد که در آنجا قطعات بزرگ سنگ به‌اصطلاح بولدر وجود داشت. شرکت فرانسوی مجبور شد قراردادی با کیسون ببندد و آنها با ماشین‌آلات و لودر آمدند کار را انجام دادند. فکر می‌کنم که کیسون هم ضرر کرد، زیرا به‌رحال قیمت واقعی کار بیش از مبلغ قرارداد بود. در‌حال کار در زمان مقرر به اتمام رسید.

پرسش: به چه دلیل شرکت توتال خرید اقلام با دوره ساخت^۱ را از قراردادهای خارج کرده و خود آنها را خریده است؟

پاسخ: اولاً اینکه من در فازهای (۲ و ۳) با این اصطلاح آشنا شدم اما دلیل اصلی خرید این اقلام خارج از قراردادهای ای.پی.سی.سی. زمان‌بر بودن ساخت آنهاست. مسئله دیگر این است که این اقلام در کیفیت کار پالایشگاه تأثیر زیاد دارند و به همین دلیل باید کیفیت بالا داشته باشند.

پرسش: در بحث حفاری توتال برای حدود ۱۸۰ میلیون دلار ۶۰ قرارداد بسته است، دلیل اینکه کار تا این حد شکسته شده چیست؟

پاسخ: حوزه کار حفاری را می‌توان در دو گروه کلی دید: تأمین دکل حفاری و تأمین خدمات حفاری. اجازه دادن دکل‌های حفاری به‌خصوص در دریا آن‌قدر سود دارد که عمده‌تأ شرکت‌های مالک دکل‌های حفاری خود را درگیر کارهای کثیف مربوط به خدمات حفاری نمی‌کنند. اگر هم انجام چنین کارهایی از آنها خواسته شود این قسمت از کار را به پیمانکاران دست دوم می‌دهند و عملاً قیمت کارها بالا می‌رود. به همین دلیل شرکت‌های نفتی یک قرارداد برای اجازه دکل حفاری می‌بندند و برای خدمات

حفاری قراردادهای دیگری منعقد می‌کنند. در بخش خدمات حفاری هم در دریا برخی کارها بسیار تخصصی است و در مواردی فقط از تعداد اندکی شرکت می‌توان خدمات مزبور را خرید. این مسئله باعث می‌شود که در بخش خدمات حفاری هم قراردادهای متنوعی بسته شود و خدمات مختلف از شرکت‌های مختلف تأمین شود.

پرسش: در فازهای (۹ و ۱۰) که تأمین سرمایه به شکل فاینایس توسط شرکت نفت است، بانک‌های وام‌دهنده از طریق ای.ا.آر.ها کنترل می‌شوند که آیا خریدها از کشور آنها انجام شده است یا خیر. آیا توتال نسبت به اینکه خریدها از شرکت‌های فرانسوی باشد حساسیت داشت؟

پاسخ: در مواردی می‌شد که با وجود شرکت‌های فرانسوی خریدها از آلمان، ایتالیا یا حتی ژاپن انجام شد. به نظر من دستمزد بالایی که توتال گرفته بود باعث می‌شد دیگر در این اقلام کوچک سخت‌گیری نکند. بحث مهم دیگر که من از کارکنان توتال هم شنیدم این بود که چون سهام‌داران توتال از کشورهای مختلف هستند دیگر نمی‌توان تأکیدی بر روی فرانسه داشت و گفت که حتماً خریدها از فرانسه باشد چرا که توتال یک شرکت چندملیتی است.

پرسش: فکر می‌کنید چرا امروز نسبت به گذشته رغبت شرکت‌های نفتی به قراردادهای بیع متقابل کم شده است؟

پاسخ: مسئله مهم این است که زمانی که قراردادهای توتال و آجیپ بسته شد قیمت نفت کمتر از ۱۰ دلار بود. ولی امروز قیمت نفت به ۶۰ دلار رسیده است. این مسئله باعث شده که شرکت‌های نفتی دیگر به دنبال حوزه‌های نامطمئنی چون ایران و خلیج فارس نیابند و تمرکز خود را بر آفریقا و آمریکای لاتین قرار دهند.

۱-۲ مصاحبه با آقای محمد شکرخواب

مصاحبه با آقای محمد شکرخواب، مدیر پروژه فاز یک پارس جنوبی در شرکت نفت و گاز پارس در سال ۱۳۸۵.

پرسش: درباره سابقه توسعه میدان پارس جنوبی توضیح دهید.

پاسخ: در سال ۱۳۷۳ شرکت مهندسی و توسعه نفت (متن) بدین منظور تأسیس گردید. در سال ۱۳۷۴ طراحی پایه را مهندسین مشاور اویک/ جان براون آغاز کردند. تا سال ۱۳۷۶ شرکت متن برای اجرای پروژه به انجام برخی از خریدها و برگزاری مناقصه برای انتخاب پیمانکاران اقدام نمود. در این سال با تأسیس شرکت پتروپارس و شرکت نفت و گاز پارس، قرارداد فاز ۱ به عنوان اولین کار به شرکت پتروپارس منتقل شد. در اردیبهشت ۱۳۷۹ تیم پروژه با مسئولیت من در نفت و گاز پارس تشکیل شد و شرکت متن کاملاً کنار رفت.

پرسش: این کار به چه علت انجام شد؟

پاسخ: مسئله عمده‌ای که ذکر می‌شد مشکل ادامه طرح در قالب طرح‌های عمرانی و تأمین به موقع بودجه بود. مسئله دیگر اینکه متن می‌خواست به صورت کامل درگیر کار شود که این روش درست نبود. یعنی اینکه در هر مورد برای طراحی، خرید و ساخت جداگانه قرارداد ببند که این نحوه انجام کار در سیستم دولتی مشکل است. برای انجام یک خرید خارجی صدور مجوز ورود دو ماه طول می‌کشد و اینکه کلاً برنامه زمان‌بندی به هم می‌خورد.

پرسش: ولی در عمل چون پتروپارس سرمایه‌ای نداشت در قرارداد قرار شد که سرمایه لازم از محل فروش نفت میدان سیری تأمین شود. یعنی اینکه سرمایه خارجی وارد کار نشد.

پاسخ: بله، فی الواقع قرارداد بیع متقابل نبود. یعنی عملاً پرداختها به صورت نقدی انجام می‌شد.

پرسش: بهتر نبود که پروژه با شرکت متن ادامه می‌داد؟

پاسخ: چرا چون هم متن قراردادها را تا مرحله مؤثر شدن آورده و پیمانکاران را نیز انتخاب کرده بود و گذشته از این اعضای شرکت از بدنه نفت بودند درحالی که پتروپارس تازه تشکیل شده بود و مدیریت آن هم تجربه‌ای در این زمینه‌ها نداشتند.

پرسش: در قرارداد بیع متقابل آمده است که قراردادهای بالای ۴۰۰۰۰۰ دلار و خریدهای بالای ۱۰۰۰۰۰ دلار باید به تصویب کارفرما (در اینجا نفت و گاز پارس) برسد. آیا در عمل چنین اتفاقی افتاد؟

پاسخ: بله تمام قراردادها و خریدها چه آنهایی که یک طرف آنها پتروپارس

(پیمانکار اصلی) بود و چه آنهایی که یک طرف آنها پیمانکاران دست دوم و سوم بودند از این لحاظ توسط ما تأیید شده است. مثلاً برای تأیید خریدهای پالایشگاه خشکی به‌عنوان نماینده کارفرما به همراه تیم کارشناسی نفت و گاز در دفتر پیمانکار مستقر شدیم و تمام خریدها با تأیید ما انجام شد.

پرسش: در قرارداد بیع متقابل کمیته مشترکی تحت عنوان کمیته مشترک مدیریت^۱ پیش‌بینی شده که در آن ۵ نماینده از کارفرما (نفت و گاز پارس) و ۵ نماینده از پیمانکار (پتروپارس) حضور داشته باشند. آیا این کمیته تشکیل می‌شد؟

پاسخ: در فاز ۱ جلسات جدی نبود اگر صورت‌جلسات را ببینید در آن مسئله مهمی نیست، زیرا پرداخت‌های پروژه به‌صورت نقدی انجام می‌شد و لذا تمام تلاش بر انجام پروژه بود.

پرسش: در عمل نفت و گاز پارس در چه سطحی با کار درگیر شد؟

پاسخ: در فازهایی که به روش بیع متقابل انجام شده مانند (۲ و ۳)، (۴ و ۵) و (۶، ۷ و ۸) تیم مدیریت پروژه در نفت و گاز پارس کوچک و غیرعملیاتی است، زیرا تأمین سرمایه برعهده طرف خارجی است و شرکت‌هایی چون توتال و انی حضور دارند که خود کار را مدیریت می‌کنند. با وجود اینکه قرارداد فاز ۱ نیز بیع متقابل بود، ولی در عمل تیم پروژه‌ای که در نفت و گاز پارس تشکیل دادیم متشکل از ۶۰ نفر از نیروهای باسابقه نفت بود درحالی‌که تیم پتروپارس کمتر از ۴۰ نفر بود که عمدتاً در نفت سابقه‌ای نداشتند. ازسوی دیگر سازمان پتروپارس نیز در طول پروژه بسیار تغییر کرد به صورتی که در طول فاز ۱ پتروپارس ۵ مدیرعامل عوض کرد. طبق قرارداد کارفرما تنها باید بر عملکرد پیمانکار نظارت کند و قراردادهای او را تأیید کند، ولی در عمل ما مجبور شدیم برای پیشرفت کار وارد عمل شویم. جلسات متعددی به‌عنوان جلسات سه‌جانبه با حضور ما، نماینده پتروپارس و پیمانکاران تشکیل و پروژه هدایت می‌شد. کار به جایی رسید که پیشنهاد داده شد برای اینکه کار بهتر پیش برود تیم ما به پتروپارس برود و مستقیماً پروژه هدایت شود که البته چون این کار سبب زیر سؤال رفتن اساس تشکیل پتروپارس می‌شد پذیرفته نشد.

پرسش: یکی از مسائل مهم درباره فاز ۱ بحث تأخیر آن است. طبق پیش‌بینی در قرارداد مدت این پروژه ۴۸ ماه بود، ولی در عمل کار با تأخیری حدود ۲۶ ماه انجام شد، در این مورد توضیح دهید.

پاسخ: همان‌طور که می‌دانید اجرای فاز ۱ و فازهای (۲ و ۳) هم‌زمان بود. یک روز در کارگاه در کنار مهندسين توتال بودیم، یکی از آنها با اشاره به سایت فاز ۱ به طعنه پرسید که فکر می‌کنید فاز ۱ چه مدت بعد از فازهای (۲ و ۳) تمام شود. گفتم یک سال که البته آنها این حرف را جدی نگرفتند. یعنی مسئله به‌گونه‌ای بود که تصور می‌شد فاز ۱ چون زیردست توتال و مانند او نیست اصلاً به نتیجه نرسد و متأسفانه در بین مسئولین خودمان نیز چنین تفکری وجود داشت. تأخیر فاز ۱ از دو مسئله ناشی بود: اول تأخیر پتروپارس و دوم تأخیر پیمانکاران.

در اسفند ۱۳۷۶ قرارداد فاز ۱ از شرکت متن به پتروپارس منتقل شد، درحالی‌که پیمانکاران انتخاب شده بودند، ولی ۲۲ ماه طول کشید تا در دی ماه ۱۳۷۸ (ژانویه ۲۰۰۰) ال.سی‌ها باز شود و قراردادها نافذ شوند. این تأخیر نتیجه همان تأخیر پتروپارس است. از این تاریخ تا تیر ماه ۱۳۸۲ حدود ۴۰ ماه طول کشید تا پالایشگاه خشکی کار را آغاز کند. ۶ ماه بعد یعنی در دی ماه ۱۳۸۲ گاز فاز ۱ از طریق خط لوله دریایی به خشکی رسید. بنابراین اگر زمان تأخیر پتروپارس را حذف کنیم ۵۲ ماه باقی می‌ماند.

درباره ۵۲ ماه نیز مسئله این بود که کل پروژه حدود ۱۸ ماه به‌دلیل خط لوله دریایی که به‌نسبت دو قسمت دیگر از پیچیدگی کمتری برخوردار است عقب افتاد. همان‌طور که می‌دانید پروژه‌های پارس جنوبی از چهار قسمت مهم تشکیل شده است؛ حفاری، سکوهای دریایی، خط لوله انتقال گاز از دریا به خشکی و پالایشگاه در خشکی. هنگامی که مشعل پالایشگاه روشن شود پروژه اتمام یافته است. پس هریک از این چهار قسمت بحرانی هستند. برنامه زمان‌بندی پالایشگاه خشکی، ۳۳ ماه تکمیل به‌اضافه ۲ ماه راه‌اندازی، جمعاً ۳۵ ماه بود. در عمل تا هنگامی که مشعل فاز ۱ روشن شد ۴۱ ماه طول کشید یعنی ۶ ماه تأخیر. همان‌طور که گفتم برنامه قسمت دریا از خشکی عقب بود به همین دلیل پیمانکار ۴ ماه کار قسمت خشکی (دایلم و ایدرو) را متوقف کرد، چون تا زمانی که انتقال گاز از دریا به خشکی انجام نشود، نمی‌توان کار را تمام کرد. ابتکار مهمی که به کار رفت، تأمین گاز از فازهای (۲ و ۳) بود که زودتر تمام شده بود. ابتدا پیمانکار این

مسئله را قبول نمی‌کرد و می‌گفت که این کار ریسک دارد، گفتیم هر ریسکی باشد ما می‌پذیریم و در نهایت با همین راه‌حل پالایشگاه خشکی آغاز به کار کرد درحالی‌که هنوز یک سال تا پایان لوله‌گذاری دریا زمان باقی بود و جلوی ادعاهای بعدی پیمانکار گرفته شد. بنابراین با توجه به این ۴ ماه تأخیر باید گفت که تأخیر واقعی پالایشگاه ۲ ماه بوده است که برای پروژه‌ای با این بزرگی قابل قبول است.

اما درباره بخش دریا کار دو قسمت بود یکی لوله‌گذاری کف دریا که شرکت تأسیسات دریایی آن را انجام می‌داد و دیگری ساخت و نصب سکوها که قسمت پایه‌ها برعهده شرکت تأسیسات دریایی و عرشه‌ها برعهده صدرا بود. کار صدرا در زمان‌بندی بود، ولی چون قبل از نصب پایه‌ها امکان نصب عرشه‌ها امکان‌پذیر نبود کار آنها به طول انجامید. شرکت تأسیسات دریایی کشتی لوله‌گذار نداشت، برای همین یک بارج ۱۲۰۰ تنی را از محل پول پروژه تبدیل کردند به کشتی لوله‌گذار که این کار خیلی طول کشید. ما برای اینکه کار عقب نیافتد پتروپارس را مجبور کردیم با ساییم توافق کند که علاوه بر لوله‌گذاری فازهای (۴ و ۵) کار فاز ۱ را هم انجام دهد. قرارداد امضا شد، ولی ال.سی متأسفانه باز نشد. این تأخیر در لوله‌گذاری، حدود ۱۸ ماه تأخیر را به تکمیل بخش دریای پروژه تحمیل کرد.

پرسش: با توجه به تجربه شما در فاز ۱ و همچنین پالایشگاه بندرعباس در اجرای پالایشگاه، روش مناسب برای انجام پروژه چگونه است؟

پاسخ: بعد از طراحی پایه مشخصات اقلام با دوره ساخت همانند پمپ‌ها، ژنراتورها، مبدل‌ها و ... مشخص می‌شود. اصولاً لازم است که در یک پالایشگاه بخش یوتیلیتی زودتر آماده شود تا مقدمات راه‌اندازی فراهم شود. از آنجاکه برگزاری مناقصه و انتخاب پیمانکار ای.پی.سی برای اجرای پالایشگاه زمان‌بر است، لازم است که اقلام با دوره ساخت را مجری پروژه قبل از انتخاب پیمانکار سفارش دهد. بنابراین دلیل اصلی خارج کردن اقلام با دوره ساخت از قرارداد پالایشگاه، بحث زمان‌بندی و اتمام سریع‌تر پروژه است. مسائل دیگر مانند خرید از فروشندگان مورد وثوق و ... مسائل ثانویه است و دلیل اصلی همان زمان است.

درباره اجرای پالایشگاه استفاده از قرارداد ای.پی.سی تأثیر زیادی در کاهش زمان

اجرا دارد، بنابراین جدا کردن طراحی و ساخت در اجرای پالایشگاه صحیح نیست. درباره اینکه کل کار در یک بسته قراردادی قرار بگیرد یا چند بسته باید گفت که پالایشگاه شامل سه بخش کلی است: بخش فرایند، پشتیبانی و مخازن ذخیره. جدا کردن قرارداد بخش مخازن ذخیره مشکل ساز نیست، چون اجرای آنها تأثیر زیادی در عملکرد پالایشگاه ندارد، ولی جدا کردن بخش پشتیبانی و فرایند مشکل ساز است. باید پیمانکار ای.پی.سی را وادار کرد که طراحی پایه را تأیید^۱ کند تا بعداً بتوان مسئولیت عملکرد پالایشگاه را به طور کامل از او مطالبه کرد. اگر پالایشگاه با ۹۵ درصد ظرفیت کار کرد، پیمانکار را ۵ درصد جریمه می‌کنیم.

۳-۱ مصاحبه با آقای محسن سلیمانی فر

مصاحبه با آقای محسن سلیمانی فر، مدیر فازهای (۹ و ۱۰) در شرکت نفت و گاز پارس (۱۳۸۴-۱۳۸۱) در زمستان ۱۳۸۶.

پرسش: از چه زمان بحث فازهای (۹ و ۱۰) در شرکت نفت و گاز پارس مطرح شد؟

پاسخ: در سال ۱۳۷۶ از مناطق نفت‌خیز جنوب به نفت و گاز پارس آمدم و در آن زمان در مدیریت مهندسی و ساختمان مشغول به کار شدم. تهیه اسناد مناقصه، برگزاری مناقصه و انتخاب پیمانکاران فازهای (۹ و ۱۰) مانند دیگر بخش‌های شرکت نفت در مدیریت مهندسی و ساختمان انجام می‌شد. باید اشاره کنم که این مسئله قابل انتقاد است، زیرا در سیستم فعلی پس از مراحل انتخاب پیمانکار، مجری طرح تعیین می‌شود. در نتیجه مجریان طرح‌ها در جریان مسائل مهم قبل از انعقاد قرارداد نیستند. خوشبختانه درباره فاز (۹ و ۱۰) به طور اتفاقی من در دوره مذاکرات و انتخاب پیمانکار در مدیریت مهندسی و ساختمان درگیر مسائل فاز (۹ و ۱۰) بودم.

پرسش: در فاز (۹ و ۱۰) اولین بار بحث فاینانس در کنار بیع متقابل مطرح شد و در آگهی مناقصه نیز هر دو روش پیشنهاد شده است. آیا تصمیم‌گیری درباره این مسئله در شرکت نفت و گاز پارس انجام گرفت؟

پاسخ: خیر. تصمیمات اصلی مانند چگونگی تأمین سرمایه و تشکیل کنسرسیوم

پیمانکاران با حضور شریک خارجی و ... در کمیسیون ویژه معاملات شرکت ملی نفت ایران گرفته شد و ما در نفت و گاز پارس در مدیریت مهندسی و ساختمان مجری این سیاست‌ها بودیم.

پرسش: نتیجه مناقصه فازهای (۹ و ۱۰) (مناقصه با درج آگهی در ۱۳۷۹/۶/۱۰ در جراید آغاز شد) در نهایت چه شد؟

پاسخ: برای روش بیع متقابل پیشنهادی نیامد اگرچه گفته می‌شد توتال در این زمینه بی‌تمایل نبوده است. اما در بخش فاینانس دو پیشنهاد به مرحله نهایی رسید، یکی پیشنهاد مشارکت اویک، ال جی و تأسیسات دریایی و دیگر پیشنهاد تکنیپ و سان فایر (سان فایر شرکتی بود که جمعی از شرکت‌های مهندسی و پیمانکاری ایرانی مانند نارگان، سازه، انرشیمی، جهان پارس و ... تشکیل داده بودند). با وجود اینکه هم به دلیل خصوصی بودن سان فایر و هم تجربه شرکت تکنیپ تمایل داشتیم که قرارداد با آنها بسته شود، ولی به دلیل اینکه قیمت پیشنهادی آنها بسیار بیشتر بود کار به مشارکت فعلی داده شد. گذشته از قیمت، تکنیپ در مذاکرات بسیار غیرقابل انعطاف عمل کرد و نتوانستیم به توافق برسیم.

پرسش: آیا بهتر نبود از سان فایر برای بخش پالایشگاه خشکی و از شرکت تأسیسات دریایی برای اجرای بخش دریایی استفاده می‌شد؟

پاسخ: ما نمی‌خواستیم قراردادهای دریا و خشکی را از هم جدا کنیم و از سوی دیگر نیز در چگونگی مشارکت پیمانکاران نیز قصد دخالت نداشتیم.

مسئولیت عملکرد نهایی پروژه با پیمانکاران بود، زیرا طراحی پایه را مرور و تأیید کرده بودند. اگرچه طراحی پایه فازهای (۴ و ۵) مبنای طراحی پایه فازهای (۹ و ۱۰) بود، ولی در عمل تغییراتی در آن داده شد مثلاً نیروگاه از پروژه خارج شد و یک نیروگاه مشترک برای فازهای (۶، ۷ و ۸) و (۹ و ۱۰) پیش‌بینی شد. علاوه بر این مخازن ذخیره ...

به‌هر حال طراحی پایه را پیمانکاران تأیید کردند، یعنی مسئولیت آن را پذیرفتند. هدف نهایی از این کار تضمین عملکرد نهایی بود یعنی اینکه اشکالات را گردن هم نیاندازند.

پرسش: بحث اخذ وام در فاز (۹ و ۱۰) چگونه پیگیری شد؟

پاسخ: وام خارجی برای اجرای پروژه‌های بالادستی در نفت سابقه نداشت و کسی

با مسائل آن آشنا نبود. به همین دلیل تمام مسائل مربوط به وام را مدیرانی از شرکت پتروشیمی پیگیری کردند.

پرسش: قرارداد با پیمانکاران در شهریور ۱۳۸۱ (سپتامبر ۲۰۰۲) منعقد شد. از این تاریخ تا نهایی شدن قرارداد وام (دی ۱۳۸۲ - دسامبر ۲۰۰۳) حدود ۱۵ ماه طول کشید. دلیل از دست دادن این زمان چه بود؟

پاسخ: منابع تأمین وام دو دسته بودند یکی بانک‌های تجاری و دیگری صندوق‌های ضمانت صادرات^۱ مشکل از آنجا شروع شد که صندوق‌های ضمانت صادرات اروپایی برای اعطای منابع خود مجوزهای زیست‌محیطی می‌خواستند. در نهایت کنسرسیوم وام‌دهنده با یک شرکت آلمانی به نام فیخنر برای تهیه گزارش ارزیابی تأثیرات زیست‌محیطی^۲ قرارداد بست. متأسفانه کار خیلی طول کشید. شرایط به‌گونه‌ای شد که صندوق ضمانت صادرات کره جنوبی پیشنهاد کرد که تمام سهم اروپایی‌ها را تأمین کند و کار زودتر به نتیجه برسد. به‌هرحال بعد از حدود یک سال شرکت فیخنر به صندوق ضمانت صادرات گزارش داد و آنها به اعطای وام رضایت دادند. جالب بود که فیخنر در جریان مطالعاتش اشکالاتی نیز به اقدامات توتال در فازهای (۲ و ۳) وارد کرد. به‌هرحال این مسئله برای همه حتی مدیران پتروشیمی که آشنایی خوبی با مسائل مربوط به وام داشتند غیرمنتظره بود و کسی پیش‌بینی نمی‌کرد که مسئله تأییدیه محیط زیست تا این حد مشکل‌ساز شود.

۴-۱ مصاحبه با آقای محمد آقایی تبریزی

مصاحبه با آقای محمد آقایی تبریزی، مدیرعامل شرکت نفت فلات قاره ایران (خرداد ۱۳۶۲ تا آبان ۱۳۶۸) و مدیر مناطق نفت‌خیز جنوب (آبان ۱۳۶۸ تا دی ۱۳۷۳) در زمستان ۱۳۸۶.

پرسش: شما از سال ۱۳۶۲ تا سال ۱۳۶۸ مدیرعامل شرکت نفت فلات قاره بودید.

درباره اهم اقدامات انجام شده در شرکت فلات قاره در این دوره توضیح دهید.

پاسخ: قبل از انقلاب تولید از حوزه‌های دریایی به ۷۵۰ هزار بشکه رسید. بعد از شروع جنگ در همان هفته‌های اول بر اثر حملات هوایی تولید از میدین نوروز، هندیجان،

1. Export Credit Agency (ECA)

2. Environmental Impact Assessment (EIA)

بهرگانسر، سروش (منطقه بهرگانسر)، ابوذر، درود، فروزان و اسفندیار (منطقه خارک) متوقف شدند. تنها کاری که درباره این میادین در طول جنگ در فلات قاره انجام شد مهار چاه‌ها بود. در این دوره ۲۱ حلقه چاه دریایی که به آنها حمله شده بود مهار شدند. در نتیجه در طول جنگ تولید از مناطق دریایی فقط از حوزه‌های سلمان، بلال، رسالت و رشادت (منطقه لاوان) و سیری و نصرت (منطقه سیری) بود. در ابتدای جنگ تولید حدود ۲۰۰ هزار بشکه در روز بود که با اقدامات انجام شده در شرکت فلات قاره این سطح از تولید در پایان جنگ به ۳۰۰ هزار بشکه رسید. این افزایش تولید در نتیجه حفر ۲۰ حلقه چاه جدید، اصلاح سیستم تلمبه‌های درون چاهی در سیری و ... به دست آمد.

سال آخر جنگ مناقصه‌هایی برای بعضی بازسازی‌ها در منطقه لاوان با استفاده از پیمانکاران خارجی برگزار شد، ولی به دلایل امنیتی کار به قرارداد نرسید. سال ۱۳۶۶ در سلمان یک پیمانکار سوئیسی را برای انجام بعضی کارها انتخاب کردیم ولی آمریکایی‌ها سکوها را زدند.^۱ بعد دوباره مناقصه برگزار کردیم که مجدداً به سکوها حمله شد. به همین دلیل (احتمال حمله به تأسیسات) سرمایه‌گذاری در مناطق دریایی برای توسعه تا پایان جنگ انجام نشد.

پرسش: پس از پایان جنگ در سال ۱۳۶۸ شما مدیر مناطق نفت‌خیز شدید. اهم اقدامات انجام‌یافته در مناطق نفت‌خیز در طی برنامه اول توسعه (۱۳۷۳-۱۳۶۸) را شرح دهید.

پاسخ: سال ۱۳۶۸ تولید از مناطق نفت‌خیز حدود ۲/۴ میلیون بشکه در روز بود. به چند دلیل باید تولید سریع افزایش می‌یافت. اولین و مهم‌ترین دلیل نیاز به منابع مالی برای بازسازی کشور بود. بحث دوم این بود که اگر افزایش تولید اتفاق نمی‌افتاد ظرفیت را در اوپک از دست می‌دادیم. برای رسیدن به اهداف برنامه اول توسعه در بخش تولید طرح والفجر در دو مرحله تعریف شد: والفجر ۱، رسیدن به ظرفیت ۲/۸ میلیون بشکه در روز؛ والفجر ۲، رسیدن به ظرفیت ۴ میلیون بشکه در روز تا پایان سال ۱۳۷۲. طرح والفجر شامل این پروژه‌ها بود:

۱. در ۱۳۶۶/۷/۲۷ چهار ناوشکن آمریکایی به سکوی رستم (پایانه نفتی رشادت) و میدان نفتی رسالت، در خلیج فارس حمله کردند که به نابودی این تأسیسات انجامید؛ این یورش به بهانه تلافی حمله به کشتی نفت‌کش کوبیتی، با پرچم آمریکا، صورت گرفت.

۱) **بازسازی میادین موجود:** در ابتدای جنگ تعداد میادین تولیدی ما در مناطق نفت خیز ۲۴ میدان بود. در طی جنگ تأسیسات بهره‌برداری از این میادین تا حد زیادی آسیب دیده و در مواردی به‌طور کامل منهدم شده بود. در قالب طرح والفجر ۳۰۰ پروژه برای بازسازی این تأسیسات تعریف شد. در بعضی از این پروژه‌ها تأسیسات بازسازی اساسی شد، بعضی تأسیسات در قسمتی بازسازی شد و در مواردی تأسیسات تکمیل می‌شدند.

۲) **توسعه ۲۳ میدان جدید:** در قالب طرح والفجر قرار بر این شد که تعداد ۲۳ میدان جدید توسعه داده شده و تعداد میادین در حال تولید از ۲۴ میدان به ۴۷ میدان برسد. برای توسعه این ۲۴ میدان نیز حدود ۶۰۰ پروژه تعریف شد. از میادین مهمی که در این دوره توسعه داده شدند می‌توان به آب تیمور، قلعه نار، نرگسی، آبدانان و چشمه خوش اشاره کرد.

۳) **تزریق گاز:** اجرای پروژه‌های مربوط به تزریق گاز به مخازن در کرنج، پارسی، مارون، گچساران، بی‌بی حکیمه، رگ سفید، کوپال و رامشیر.

۴) **حفاری:** حفاری‌های جدید برای توسعه، بدین‌منظور ظرف مدت ۵ سال ۴۰۰ حلقه چاه زده شد.

برای اجرای این پروژه‌ها ۲۲۰۰ پیمانکار ایرانی، ۱۰۰ مشاور ایرانی، ۶ پیمانکار خارجی و ۳۵ دکل حفاری به‌کار گرفته شد. بعضی از دکل‌ها خریداری شد و بعضی اجاره شد. ۳ میلیارد دلار هزینه ارزی و ریالی اجرای این پروژه‌ها بود. از اواسط سال ۱۳۷۲ به ظرفیت ۴ میلیون بشکه رسیدیم (تولید ۳/۸ میلیون بشکه). در پایان کار خبرنگاران بین‌المللی آمدند و باور کردند که بدون کمک خارجی‌ها خرابی‌های ناشی از جنگ در مناطق نفت‌خیز بازسازی شده است.

پرسش: پس از بیان این مطالب مناسب است که به بحث ویژگی پروژه‌های توسعه‌ای و روش انجام آنها بپردازیم. بدین‌منظور ابتدا درباره تفاوت ماهیت پروژه‌های توسعه‌ای در مناطق نفت‌خیز و بخش فلات قاره توضیح دهید.

پاسخ: پیچیدگی و زمان اجرای دو پروژه مشابه یکی در مناطق نفت‌خیز در خشکی و دیگری در فلات قاره در دریا بسیار متفاوت است. برای مثال فرض کنید می‌خواهیم یک واحد نمک‌زدایی از نفت خام به ظرفیت ۱۰ هزار بشکه در روز بسازیم. در صورتی که تمام امکانات مالی فراهم باشد و تجهیزات لازم خریداری و آماده باشد، اجرای این پروژه در

خشکی کلاً بیش از ۲ ماه طول نمی‌کشد، ولی اجرای همین پروژه در دریا گاهی تا ۳ سال زمان می‌برد. در خشکی با اجرای عملیات تسطیح، سایت اجرای پروژه آماده نصب و اجرای تأسیسات می‌شود، ولی در دریا برای فراهم کردن همان موقعیت باید مشخصات ژئوتکنیکی بستر دریا شناسایی شود، با توجه به محاسبات امواج دریا و ... سکوی دریایی در خشکی ساخته شده و به محل حمل شود و بعد با عملیات پیچیده‌ای نصب شود. پس از این عملیات تازه سایت لازم برای کارخانه نمک‌زدایی در دریا آماده شده است.

پرسش: آیا تفاوتی در ساختار سازمان اجرای پروژه‌های توسعه‌ای و روش انجام

پروژه‌ها در دو بخش دریایی و خشکی وجود دارد؟

پاسخ: اجمالاً اینکه ساختار سازمانی و روش انجام پروژه‌ها در این دو بخش یکسان است. توضیح اینکه پس از پیروزی انقلاب اسلامی، شرکت نفت فلات قاره برای اجرای پروژه‌های دریایی و مدیریت مناطق نفت‌خیز جنوب برای اجرای پروژه‌ها در حوزه کنسرسیوم سابق تشکیل شدند. هرکدام از این دو سازمان دارای چهار مدیریت فنی، مهندسی و ساختمان، بهره‌برداری و اداری و مالی بودند. مدیریت فنی، بخش مهندسی نفت و گاز بود که طرح توسعه میادین را تهیه و بر اجرای آن در بخش حفاری نظارت می‌کرد. برای اجرای هر پروژه ابتدا طرح کلی توسعه را مدیریت فنی تهیه می‌کرد. بر مبنای این طرح، مدیریت مهندسی و ساختمان با یک شرکت مهندسی مشاور برای طراحی پایه قرارداد می‌بست. بر مبنای طراحی پایه قرارداد طراحی تفصیلی با همان طراح یا طراح دیگری منعقد می‌شد. هم‌زمان، خرید اقلام لازم را کارفرما از طریق اداره تدارکات مناطق نفت‌خیز یا شرکت کالا انجام می‌داد. پس از اتمام طراحی و خریدها پیمانکاران اجرایی انتخاب می‌شدند. ممکن بود برای اجرای تأسیسات سطح‌الارضی یک پیمانکار یا چند پیمانکار انتخاب شوند. هم‌زمان با این عملیات بر مبنای برنامه حفاری تهیه شده در مدیریت فنی، با شرکت ملی حفاری قرارداد حفر چاه‌ها منعقد می‌شد. در قراردادهای حفاری پرداخت‌ها به صورت نرخ کارکرد روزانه داده می‌شد. شرکت ملی حفاری برای هر اقدام در عملیات حفاری از مدیریت فنی مناطق نفت‌خیز و یا شرکت فلات قاره دستور می‌گرفت.

پرسش: کالاهای مربوط به بخش حفاری را کارفرما تهیه می‌کرد یا شرکت ملی

حفاری (پیمانکار)؟

پاسخ: کالای حفاری مربوط به دکل‌ها را شرکت ملی حفاری تهیه می‌کرد، ولی کالاهای مربوط به چاه مانند کریسمس تری، کیسینگ، گل حفاری، مته حفاری و ... را کارفرما (مدیریت مناطق نفت‌خیز یا شرکت نفت فلات قاره) می‌خرید.

پرسش: ترتیب زمانی انجام عملیات حفاری و اجرای تأسیسات سطح‌الارضی به چه شکل بود؟

پاسخ: معمولاً هم‌زمان با شروع کارهای طراحی و خرید، وظایف دکل‌ها و امتداد آنها تعیین می‌شدند، به‌طوری‌که در نهایت با اتمام پروژه در بخش تأسیسات سطح‌الارضی، نفت در لوله‌ها آماده فراورش بود. عملیات حفاری چاه‌ها با نظارت اداره مهندسی حفاری مدیریت فنی و عملیات طراحی، خرید و نصب تأسیسات سطح‌الارضی زیر نظارت مدیریت مهندسی و ساختمان انجام می‌گرفت.

پرسش: آیا در اجرای پروژه‌ها هیچ‌گاه عملیات به‌صورت امانی انجام شده است؟

پاسخ: در دوره جنگ تا سال ۱۳۶۸ در مواردی به‌دلیل شرایط خاص جنگ چه به دلایل ایمنی و چه به‌دلیل سرعت لازم، عملیات اجرایی برای بازسازی به‌صورت امانی به‌وسیله تیم‌های عملیاتی نفت انجام می‌شد و به این دلیل عملیات اجرایی به‌صورت امانی انجام می‌شد.

پرسش: از چه زمان استفاده از روش ای.پی.سی در اجرای پروژه‌ها مطرح شد؟

پاسخ: در سال‌های قبل از ۱۳۷۶ - وزارت آقای زنگنه - از روش ای.پی.سی در اجرای پروژه‌های پایین‌دستی در بخش پتروشیمی و اجرای پالایشگاه اراک استفاده شد. در مناطق نفت‌خیز نیز فقط یک‌بار دربارہ عملیات بازسازی اسکله‌های خارک در سال ۱۳۶۸ از شکل قرارداد ای.پی.سی استفاده شد. به‌دلیل اهمیت زمان ترجیح داده شد که قراردادی با مشارکت دو شرکت صدرا و ای پی تی ام^۱ فرانسه به مبلغ ۲۲۰ میلیون دلار برای اجرای پروژه منعقد شود. دستمزد پیمانکار برای اجرای این پروژه را شرکت نفت و به‌صورت نقدی پرداخت کرد.

به غیر از این در بخش بالادستی تا سال ۱۳۷۶ انجام پروژه‌ها به‌دلیل تفکیک طراحی، خرید و ساخت همانند سابق ادامه یافت. از این زمان به بعد استفاده از

روش‌هایی مانند ای.پی.سی در اجرای پروژه‌ها گسترش یافت و از سال ۱۳۸۰ به بعد با ابلاغ بخش‌نامه‌هایی استفاده از این روش‌ها الزامی شد.

پرسش: منابع مالی لازم برای اجرای پروژه‌های بالادستی از چه محلی تأمین شده است؟

پاسخ: برای اجرای پروژه‌های بالادستی در نفت، هیچ‌گاه از منابع عمرانی و از بودجه عمومی کشور استفاده نشده است. فقط در موارد معدودی در سال‌های ۱۳۶۰ تا ۱۳۶۷ برای اجرای طرح‌هایی مانند محرم از بودجه عمرانی استفاده شد. در باقی موارد همیشه منابع مالی پروژه‌ها از منابع داخلی شرکت ملی نفت ایران تأمین شده است. تعیین چگونگی تخصیص این بودجه را سازمان برنامه و بودجه انجام می‌داد، که البته از سال ۱۳۷۸ به بعد و تصویب ماده (۱۲۰) قانون برنامه سوم توسعه نقش سازمان برنامه در این روند کمرنگ‌تر شد.

پرسش: در دوره مدیریت شما در بخش طراحی تا چه حد از شرکت‌های مهندسی خارجی استفاده شد؟

پاسخ: طراحان پایه و تفصیلی اغلب ایرانی بودند و از خارجی‌ها استفاده نمی‌شد. علاوه بر این در بخش بالادستی به غیر از بخش تولید ان.جی.ال نیازی به مراجعه به خارجی‌ها برای تأمین لیسانس‌های لازم نبود.

پرسش: وضعیت در بخش پیمانکاری اجرایی به چه صورت بوده است؟

پاسخ: در بخش اجرا پیمانکاران ایرانی بودند، مگر اینکه تجهیزات خاصی لازم بود. مثلاً در آن زمان پیمانکاران ایرانی توان لوله‌گذاری در دریا را نداشتند. به همین دلیل در مواردی مانند لوله‌گذاری دریایی در گناوه از یک شرکت ایتالیایی استفاده شد. در بخش ساخت سکوه‌های دریایی در سال ۱۳۶۱ اولین سکوی دریایی (F9 فروزان) را شرکت نفت با استفاده از تعدادی پیمانکار ساخت. در دوره جنگ به دلیل توقف توسعه در دریا ساخت سکوه‌های دریایی هم متوقف شد.

در بخش حفاری در دریا همانند خشکی پیمانکار اصلی شرکت ملی حفاری بود. حفاری در دریا تفاوت زیادی با خشکی ندارد، یعنی همان نیروه‌هایی که توان هدایت دکل در خشکی را دارند می‌توانند این کار را در دریا نیز انجام دهند. از جهتی کار در خشکی مشکل‌تر است، زیرا برای جابه‌جایی دکل باید قطعات آن را از هم باز و با تعداد

زیادی تریلی حمل و دوباره در محل جدید سوار کرد، ولی در دریا دکل در آب شناور بوده و جابه‌جا می‌شود.

دکل مدرس از قبل از انقلاب باقی‌مانده بود و پس از انجام بازسازی در سال ۱۳۶۱ به‌کار افتاد. در سال ۱۳۶۳ سفارش ساخت دکل رجایی به ژاپنی‌ها داده شد و دکل در سال ۱۳۶۵ تحویل داده شد. اولین فعالیت دکل رجایی در لاوان با حفر ۲۰ حلقه چاه آغاز شد. عامل دیگری که سهم کمتری داشت صدور برخی مجوزها در بانک مرکزی بود که البته در مقایسه با عامل اول نقش بسیار کمتری داشت. مشکلات بانک مرکزی هم با دخالت رئیس‌جمهور حل شد.

پرسش: در فاز (۹ و ۱۰) قراردادی با مشارکت کورنر و هیربدان به‌عنوان ام‌سی^۱ بسته شد. دلیل انعقاد این قرارداد چه بود؟

پاسخ: در آن موقع بحث بود که نیروی انسانی موجود در نفت و گاز پارس برای مدیریت پروژه کافی نیست و تأمین نیرو هم در قالب مقررات دولتی امکان‌پذیر نیست. البته در این زمینه بین مسئولین شرکت نفت و گاز و وزارتخانه اختلاف بود و اعتقاد بر این بود که نیروهای موجود کافی است. به‌رحال قراردادی که در نهایت بسته شد بیشتر یک قرارداد تأمین نیروی انسانی بود.

۱-۵ مصاحبه با آقای سید مهدی حسینی

مصاحبه با آقای سیدمهدی حسینی، قائم‌مقام مدیرعامل شرکت ملی نفت ایران در بهار ۱۳۸۶.

در بهار ۱۳۸۶ طی دو جلسه با مهندس حسینی درباره مسائل مختلف مرتبط با نفت گفت‌وگو شد. متأسفانه موفق به تدوین به‌موقع مطالب این مصاحبه نشدم. بنابراین از آنجاکه بسیاری از نظرات ایشان درباره چگونگی اجرای پروژه‌ها در مصاحبه با خبرگزاری/یسنآ (سرویس انرژی، ۸۴/۳/۳۰) به‌خوبی بیان شده است، ترجیح داده شد متن این مصاحبه در اینجا بیاید.

قائم‌مقام شرکت ملی نفت ایران ضمن تشریح ویژگی‌های قرارداد بیع متقابل

(بای‌بک) به خبرنگار/ایسنا گفت: «متضرر شدن در جریان قراردادهای بیع متقابل مسئله‌ای است که تنها از زاویه دید و منافع شرکت‌های آمریکایی مورد توجه قرار می‌گیرد». مهندس سیدمهدی حسینی افزود: «طی چند سال گذشته به‌روشنی دیده‌ایم که شرکت‌های خارجی علی‌رغم صحبت از عدم جاذبه قراردادهای بیع متقابل و متضرر شدن، همواره حضوری فعال در مناقصات و پروژه‌ها داشته‌اند».

حسینی در توضیح علت جاذبه نداشتن این قراردادها از نگاه شرکت‌های خارجی به صحبت‌های عده‌ای که آگاهانه و ناآگاهانه به این مسائل دامن زده‌اند، اشاره کرد و افزود: «متأسفانه وادادگی در مجموعه کشور در ارتباط با ویژگی‌ها و اهمیت این قراردادها که حفظ حاکمیت ملی در آنها دیده شده به‌وجود آمده که باعث شد اشتباهی برای دو برابر شدن این تلاش‌ها بر ضدیع متقابل در آن‌سو پدید آید تا تاریخ قبل از انقلاب تکرار شود و چه کشوری بهتر از آمریکا تا از این موقعیت‌ها استفاده کند».

حسینی قابلیت گروه مذاکره‌کننده در جریان قراردادهای بیع متقابل را بسیار زیاد خواند، زیرا موجب بسته شدن قراردادهایی با قیمت‌های مناسب برای ایران شده است. وی نگرانی شرکت‌های خارجی درباره متضرر شدن را تا حدودی درست خواند و گفت: «شرکت‌های خارجی در برآورد هزینه‌هایشان بارها اشکال داشته‌اند. ما در چارچوب قراردادهای بیع متقابل تفاوت برآورد هزینه‌ها را نمی‌توانیم پرداخت کنیم. بنابراین این شرکت‌ها در این تفاوت هزینه‌ها میزانی از منابع را به‌خاطر اشتباهات خود از دست می‌دهند. البته ممکن است به‌دلیل مذاکرات مناسب و چانه‌زنی‌های گروه ایرانی بوده باشد».

حسینی در گفت‌وگو با خبرنگار نفت و انرژی خبرگزاری/ایسنا، بخش عمده صحبت‌هایی که درباره بیع متقابل می‌شود را مربوط به مسائل جانبی کشور خودمان ارزیابی کرد و افزود: «در بسیاری از مواقع موضوع بیع متقابل و چارچوب‌های آن ارتباطی با صحبت‌های افراد پیدا نمی‌کند. شرایط متنوع سیاسی و تغییرات مختلف و ایده‌های تند و کندی در کشور وجود دارد و تصویری که از کشور ارائه می‌شود به‌گونه‌ای است که کم‌ثباتی در سیاست‌های اقتصادی را یادآور می‌شود و این مسائل ریسک اقتصادی را گاهی به‌قدری بالا می‌برد که ملاحظات سیاسی و اقتصادی این شرکت‌ها و کشورها ایجاب می‌کند که کمی عقب‌نشینی کنند».

حسینی ادامه داد: «ما در بیع متقابل فقط تأمین منابع مالی را انجام نمی‌دهیم، بلکه بهترین شرکت‌های دنیا را که صاحب بهترین فناوری هستند در قالب بیع متقابل به کار می‌گیریم».

وی تصریح کرد: «در قرارداد فاینانس طرف قرارداد ما شرکت‌های ای.پی.سی. پیمانکاری هستند و نه شرکت‌های نفتی صاحب فناوری و به این ترتیب ریسک‌هایی که در قراردادهای بیع متقابل پیمانکار نفتی صاحب فناوری می‌پذیرفت مثل ریسک مخزن، تولید و بازپرداخت را خودمان می‌پذیریم».

وی افزود: «مدل فاینانس ارزان‌تر تمام می‌شود و این همان جاذبه‌ای است که برخی به آن اشاره می‌کنند».

حسینی معتقد است که در بخش بالادستی نفت که به ریسک و همکاری برای فناوری و مدیریت اجرای طرح‌های نفتی نیاز داریم قرارداد بیع متقابل بسیار ارزشمندتر است. وی تأکید کرد که استفاده از قرارداد فاینانس برای صنایع پایین‌دستی طراحی شده است و افزود: «با ایجاد کارخانه‌هایی که زمان‌بندی مشخص دارند با مشکل مواجه نمی‌شویم».

قائم‌مقام شرکت ملی نفت ایران، بیع متقابل را مدل ایرانی قراردادهای نفتی خواند که حاکمیت ملی را حفظ کرده است و درعین حال فناوری و حجم بالای سرمایه‌گذاری را به همراه آورده است.

وی به میزان سرمایه‌گذاری در بیع متقابل طی ۷ سال گذشته اشاره کرد و افزود: «پنج فاز پارس جنوبی که به افتتاح رسید از موفق‌ترین طرح‌ها بوده است و تا امروز حدود ۸ درصد تولید ناخالص داخلی کشور را طرح‌های بیع متقابل تأمین می‌کنند که رقم بسیار زیادی برای طرح‌هایی است که حتی یک دلار هم از خزانه برای آنها سرمایه‌گذاری نشده و فشاری به بودجه ملی وارد نکرده است و به همین خاطر نباید نسبت به دستاوردهای این قرارداد نامهربان باشیم».

حسینی به دوره‌هایی که در سال‌های گذشته قراردادهای فاینانس در کل کشور آغاز شده بود اشاره کرد و افزود: «در این دوره به زمان سررسید بدهی‌های خارجی رسیدیم، اما پروژه‌ها تمام نشده بود و کشور با بحران اقتصادی روبه‌رو شد».

حسینی ضمن اشاره به تلاش آمریکایی‌ها برای بازگرداندن ایران به شرایط واگذاری میدین نفتی در قبل از انقلاب تصریح کرد: «تفاوت این دو مدل از آنجایی حساس می‌شود که مدل ایرانی بیع متقابل در میان کشورهای نفتی منطقه از جمله عراق و عربستان جایگزین شود و با چند برابر کردن قدرت ایران وضعیت را برای آنها مشکل کند».

حضور شرکت‌های خارجی در پروژه‌های نفتی ایران از همان اوایل انقلاب و در جریان تحریم ایران مطرح بود. از سال ۱۹۹۸ اولین پروژه بزرگ نفتی در ایران به صورت بیع متقابل امضا شده است که مربوط به توسعه فاز اول میدان نفتی سیری می‌شود که موضوع انتفاع شرکت‌های خارجی از این قراردادها در آن زمان مطرح بوده است.

۶-۱ مصاحبه با آقای مهدی توکلی

مصاحبه با آقای مهدی توکلی، مدیر فنی طرح کنگان در تاریخ ۱۳۸۵/۵/۲۳.

طرح گاز طبیعی کنگان از سال ۱۳۶۴ تا ۱۳۶۹ در شرکت ملی نفت ایران در مدیریت مهندسی و ساختمان و از سال ۱۳۶۹ تا ۱۳۷۸ در شرکت ملی گاز ایران انجام شد. طرح کنگان شامل ۹ پروژه مختلف بود که عبارت‌اند از:

(۱) پالایشگاه گاز طبیعی در دو فاز هر فاز دارای ۴ واحد شیرین‌سازی با ظرفیت ۱۱/۳ میلیون مترمکعب در روز برای هر واحد که در مجموع می‌شود ۹۰ میلیون مترمکعب در روز در مرحله اول که بعداً تا ۱۱۰ میلیون مترمکعب در روز افزایش یافت. فاز اول در سال ۱۳۶۴ آغاز و در سال ۱۳۶۸ اولین واحد آن راه‌اندازی شد و تا سال ۱۳۷۱ تکمیل شد. فاز دوم در سال ۱۳۷۰ آغاز و در سال ۱۳۷۴ راه‌اندازی شد.

(۲) نصب تجهیزات ۵۳ حلقه چاه گاز (۲۴ حلقه برای حوزه گازی نار در قالب فاز ۱ و ۲۹ حلقه برای حوزه گازی کنگان در قالب فاز ۲) و ساخت ۷ مرکز جمع‌آوری گاز (۳ مرکز برای حوزه گازی نار و ۴ مرکز برای حوزه گازی کنگان) و اجرای بیش از ۱۰۰ کیلومتر خطوط لوله ۴۲ اینچ، ۳۶ اینچ و ۳۲ اینچ از مراکز جمع‌آوری به پالایشگاه.

(۳) پروژه آبرسانی از طریق حفر چاه‌های آب برای روزانه ۱۲ هزار مترمکعب آب در روز (۱۰ هزار مترمکعب برای شهرک مسکونی و ۲ هزار مترمکعب برای مصرف پالایشگاه) و احداث ۴ واحد نیروگاهی به ظرفیت ۲۰ مگاوات.

(۴) پروژه شهرک توحید شامل ۱۴۰۰ واحد مسکونی و بیمارستان ۵۴ تخت‌خوابی و مراکز آموزشی و ...

(۵) فرودگاه توحید مجهز به سیستم آی.ال.اس/دی.وی.آر.

(۶) امکانات بارگیری و ذخیره‌سازی در بندر طاهری شامل گوی شناور، بندر بارگیری، مخازن ذخیره (۳ مخزن ۴۰ هزار مترمکعبی).

(۷) جاده‌سازی به طول ۱۵۰ کیلومتر بین چاه‌ها تا پالایشگاه‌ها و مراکز جمع‌آوری.

(۸) خطوط انتقال نیرو به طول ۱۵۰ کیلومتر بین چاه‌ها تا پالایشگاه و مراکز جمع‌آوری.

(۹) حفاری ۵۳ حلقه چاه.

این دو میدان گاز ترش در سال ۱۳۵۲ کشف شده بودند. حجم میدان گازی نار ۲۰۰ میلیارد مترمکعب و میدان گازی کنگان ۴۰۰ میلیارد مترمکعب است. طراحی پایه فاز ۱ را شرکت پارسونز انجام داده و بخشی از طراحی تفصیلی قبل از انقلاب انجام شده بود. تکمیل طراحی فاز ۱ را نارگان و طراحی پایه و تفصیلی فاز ۲ را یک مشارکت ایرانی با نام اختصاری بنا، متشکل از نارگان، انرشیمی و برنامه‌ریزی و طرح انجام داد.

تولید این دو میدان، گاز طبیعی و میعانات گازی است که فاز ۱، روزانه ۴۰ میلیون مترمکعب گاز طبیعی و فاز ۲، روزانه ۵۰ میلیون مترمکعب گاز طبیعی برای مصرف داخل تولید می‌کنند. تولید میعانات گازی هم برای صادرات از طریق بندر طاهری معادل ۱۵ هزار بشکه میعانات گازی از فاز ۱ و ۲۵ هزار بشکه از فاز ۲ است.

برای ساخت پالایشگاه تأمین کالا را شرکت نفت به میزان ۲۰۰ میلیون دلار برای فاز ۱ و ۳۵۰ میلیون دلار برای فاز ۲ انجام داد. عملیات ساخت پالایشگاه را هم شرکت کره‌ای دایلم به مبلغ ۴۰ میلیون دلار (سال ۱۳۶۴) برای فاز ۱ و ۶۵ میلیون دلار (سال ۱۳۶۹) برای فاز ۲ انجام داد.

خرید خطوط لوله را شرکت نفت و اجرای آن را شرکت تهران جنوب انجام داد. گوی شناور به مبلغ ۳ میلیون دلار از یک شرکت سنگاپوری خریداری شد و همان شرکت نیز آن را نصب کرد. مخازن ذخیره را نیز شرکت نیر پارس ساخته و نصب نمود. طرح کنگان از محل بودجه‌های عمرانی به مبلغ ۷۸۰ میلیون دلار و ۱۰۰ میلیارد تومان انجام شد. حفاری را شرکت ملی حفاری و از محل همین بودجه با هزینه حدود

۱۰۰ میلیون دلار انجام داد. ۴۰۰۰ پرونده خرید صادر شده است. بخشی از خریدها از طریق کالای لندن و قسمت عمده از طریق کالای تهران انجام شده است. ۵۰ نفر در دفتر مرکزی و حداکثر ۲۰۰ نفر در کارگاه مشغول کار بوده‌اند. در سال ۱۳۶۵ پالایشگاه بمباران شد ۱۴ نفر کشته شدند و پیشرفت از ۶۵ درصد به ۵۰ درصد کاهش یافت. با یک پیمانکار ایرانی ۴ ماه کار کردیم تا پالایشگاه را تمیز کنیم و لوله‌هایی را که ترکش خورده بود یا آسیب بیشتر دیده بودند تعویض کنیم.

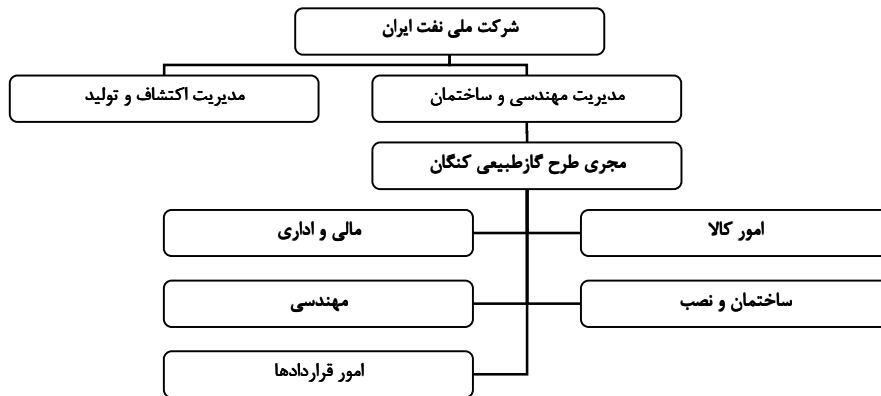
تولید گاز طبیعی در پالایشگاه کنگان معادل ۱۱۰ میلیون مترمکعب در روز است. در پارس جنوبی تولید روزانه هر فاز ۲۵ میلیون مترمکعب در روز است. بنابراین از این جهت پالایشگاه کنگان معادل بیش از ۴ فاز پارس جنوبی است. تولید میعانات گازی نیز معادل ۴۰ هزار بشکه در روز است. بنابراین این پروژه از جهت پالایشگاه کاملاً قابل مقایسه با پارس جنوبی است. اجرای پروژه کنگان نشان داد که توان مدیریت پروژه‌های بزرگ در بخش پالایشگاهی و عملیات توسعه در داخل وجود دارد. کسانی که می‌گویند شرکت نفت نمی‌تواند مانند یک شرکت نفتی عمل کند و خود مستقیماً مدیریت عملیات توسعه را همانند دیگر شرکت‌های نفتی در دنیا به‌عهده بگیرد درباره پروژه کنگان چه پاسخی دارند. پروژه‌ای که در شرایط جنگی بدون باج دادن به شرکت‌های نفتی و علی‌رغم نارسایی‌های زیاد در تخصیص بودجه‌های عمرانی به انجام رسیده و در سال‌های گذشته بخش عمده مصرف گاز در داخل کشور را تأمین کرده است. فاز ۲ پروژه کنگان که از نظر تولید گاز طبیعی بیش از دو برابر ۲ فاز پارس جنوبی است ظرف مدت ۵ سال یعنی ۶۰ ماه انجام شده است که معادل زمان اجرای فازهای (۲ و ۳) پارس جنوبی است.

۱-۷ مصاحبه با آقای کاوه ملک‌میرزایی

مصاحبه با آقای کاوه ملک‌میرزایی، رئیس امور قراردادهای شرکت نفت و گاز پارس (سال ۱۳۸۴) و رئیس امور قراردادهای طرح کنگان (سال ۱۳۶۳) در تاریخ ۱۳۸۶/۵/۱۰.
پرسش: ساختار سازمان اجرای طرح گاز طبیعی کنگان در شرکت ملی نفت ایران چگونه بوده است؟

پاسخ: اجرای طرح در دو مدیریت مهندسی و ساختمان و اکتشاف و تولید در

شرکت ملی نفت ایران پیگیری می‌شد. بخش مخزن و حفاری و تأمین تأسیسات درون چاهی به‌عهده مدیریت اکتشاف و تولید بود. از کریسمس تری (سر چاه) به بعد شامل مراکز تفکیک، خطوط لوله، پالایشگاه، مخازن ذخیره، اسکله صادراتی و تأسیسات جانبی مانند شهرک و فرودگاه به‌عهده مدیریت مهندسی و ساختمان بود. لازم به تذکر است که این مدیریت یک شاخه به نام مجری طرح گاز طبیعی کنگان داشت که نمودار سازمانی آن به شرح زیر است.



نمودار ۱ نمودار سازمانی طرح گاز طبیعی کنگان

پرسش: مشاوران و پیمانکاران مهم در طرح گاز طبیعی کنگان چه شرکت‌هایی بودند؟
پاسخ: طراحی پایه فاز ۱ قبل از انقلاب را شرکت‌های خارجی پارسونز و اسنیپ انجام داده بودند. بعد از انقلاب شرکت نارگان ابتدا ایرادات طراحی پایه را برطرف و سپس طراحی تفصیلی را انجام داد. در فاز دو، طراحی پایه و تفصیلی را سازمان بنا (برنامه‌ریزی و طرح، نارگان و انرژیمی) انجام داد. عملیات اجرای مراکز تفکیک و خطوط لوله را شرکت تهران جنوب انجام داد. تسطیح و آماده‌سازی سایت پالایشگاه را شرکت رادیس و ساخت پالایشگاه را مشارکت شرکت‌های مهندسی ایران و دایلم کره جنوبی انجام دادند. طراحی خط لوله از پالایشگاه به بندر طاهری را مهندسین مشاور سازه و عملیات ساختمانی را شرکت زیرساخت انجام دادند. فرودگاه و اسکله را

شرکت تهران برکلی طراحی کرد و فرودگاه تا مرحله آسفالت توسط کارفرما به صورت امانی انجام شد. خانه‌سازی را نیز گروهی از شرکت‌های مهندس مشاور مانند سانو، باوند و آرتیمان و ... طراحی و عملیات ساختمانی آن را پیمانکاران ایرانی انجام دادند.

پرسش: بر چه مبنایی تعیین می‌کردید که خریدها برعهده شرکت نفت باشد یا جزء قرارداد پیمانکار؟

پاسخ: اداره مهندسی دستورالعملی تهیه کرده و به طراح داده بود که بر مبنای آن مشاور پس از تهیه مشخصات فنی هر کالا تعیین می‌کرد که خرید این کالا برعهده پیمانکاران خواهد بود یا شرکت نفت. عموماً کالاهای اصلی مانند کمپرسورها، پمپ‌ها، شیرها، ژنراتورها و ... را شرکت نفت می‌خرید. در قرارداد با پیمانکار، اصل بر تأمین کالا به وسیله پیمانکار بود و در صورتی که کالا توسط شرکت نفت تأمین می‌شد، از قرارداد خارج می‌شد.

پرسش: چرا در پارس جنوبی همان روش کنگان ادامه پیدا نکرد؟

پاسخ: این موضوع بستگی به سیاست شرکت ملی نفت ایران در مقاطع مختلف دارد: زمانی که تأمین مالی از داخل کشور امکان‌پذیر باشد، با اختصاص بودجه به روش طرح کنگان می‌توان اقدام کرد. در روش بیع متقابل چون منابع مالی را شرکت‌های خارجی تأمین می‌کنند، طبیعتاً مدیریت کار را نیز خود به‌عهده می‌گیرند. بیع متقابل به نوعی جانشین وام از کشور خارجی شد در حالی که در وام فقط تعهد به پرداخت وام و هزینه بهره آن وجود دارد و در بیع متقابل علاوه بر اصل وام و بهره آن، مدیریت کار نیز به سرمایه‌گذار داده می‌شود و یکی از شروط سرمایه‌گذار است.

ظرفیت هر فاز طرح گاز طبیعی کنگان، دو برابر هر فاز پارس جنوبی است. شرکت توتال فرانسه معادل یک فاز کنگان کار انجام داده است. عملیات فاز ۲ کنگان در مدت ۴/۵ سال انجام شد، در حالی که شرکت توتال در زمان حدود ۵/۵ سال پروژه را با تأخیر به اتمام رساند. شرایط کاری کنگان بسیار سخت بود و علاوه بر تحریم، بودجه‌های عمرانی به صورت کامل تخصیص داده نمی‌شد و بدون نقشه‌های سازندگان^۱ عملاً کار طراحی با تأخیر روبه‌رو می‌شد. عملاً قرارداد با طراح (سازمان بنا) به دلیل بودجه نداشتن

حدود ۶ ماه تعلیق شد. با تمام این مسائل، تحریم اقتصادی موجب خودباروری مجریان طرح گاز طبیعی کنگان و مهندسين مشاور و پیمانکاران شد. اما نمی توان حکم کرد که کدام روش بهتر است و این به عوامل مختلف سیاسی و اجتماعی و امکانات کشور بستگی دارد و هر کدام مزایا و معایبی دارد که از حوصله این مصاحبه خارج است.

پرسش: گفته می شود تفاوت عمده پارس جنوبی با کنگان در بخش دریای آن است و به این دلیل نمی شد همان روش ها را به کار گرفت.

پاسخ: حفاری در دریا و خشکی هر کدام مشکلات خاص خود را دارند. از لحاظ تأمین دکل حفاری دریایی به علت محدودیت تعداد دکل برای عمق آب حدود ۸۰ متر و تأمین جرثقیل های دریایی و کشتی لوله گذار کار در دریا مشکل است. اما همان طور که در دریا برای حفاری نیاز به سکو است برای حفاری در خشکی نیز مشکلات خاصی وجود دارد. مثلاً در کنگان برای حفاری در بالای کوه های نار و کنگان نیاز به ساختن چندین کیلومتر راه صعب العبور بود. برای اجرای خطوط لوله نیز به ساخت جاده های دسترس نیاز بود. از سوی دیگر در پارس جنوبی نیز در فاز (۱) و (۴ و ۵) سکوهای دریایی توسط شرکت های ایرانی اولین بار با موفقیت ساخته و نصب شدند. بنابراین از این جهت نیز ما محتاج شرکت های نفتی خارجی چون توتال نبودیم.

پرسش: چرا با وجود انجام طراحی پایه در کنگان به وسیله شرکت های ایرانی، در پارس جنوبی علی رغم تکراری بودن فازها این کار هنوز انجام نگرفته است؟

پاسخ: به دلیل اینکه در طول سال های گذشته سیاست هایی به کار گرفته شد که همگی موجب تضعیف شرکت های طراحی شد. در قراردادهای طراحی و ساخت گفتند که پیمانکار حتماً باید شریکی طراحی داشته باشد تا بتواند کار بگیرد. در نتیجه شرکت های طراحی شروع به گرفتن مبالغ بی دلیل از پیمانکاران کردند، از سوی دیگر گفتند که شرکت های طراحی خارجی باید حتماً شریک ایرانی داشته باشند. این نیز عامل بسیاری از مسائل شد. ما در قراردادهایی که برای طراحی منعقد می کردیم با شرکت های ایرانی مذاکره و قرارداد را با آنها منعقد می کردیم و مسئولیت کار را با آنها می دانستیم. در عمل خود این شرکت ها اگر در جایی ضعف داشتند به سراغ شرکت های خارجی می رفتند. بنابراین من معتقدم که در بخش طراحی اصلاً نباید سراغ خارجی ها

برویم، بلکه باید قرارداد را با شرکت‌های ایرانی ببندیم و مسئولیت را از آنها بخواهیم. آنها در عمل نقاط ضعف احتمالی خود را از طریق شرکت‌های خارجی جبران می‌کنند. در این روش برای کاهش هزینه‌ها، شرکت‌های داخلی به‌سرعت از شرکت‌های خارجی مستقل می‌شوند و این دانش بومی می‌شود.

در مواردی نیز که استفاده از روش طراحی و ساخت مناسب تشخیص داده می‌شود باید مذاکرات با پیمانکاران انجام شود و تمام مسئولیت از آنها خواسته شود. اینکه در عمل پیمانکار در سازمان خود واحد مهندسی ایجاد کند و یا اینکه با یک شرکت مشاور قرارداد ببندد مسئله‌ای است که خود پیمانکار بهتر از ما درباره آن تصمیم می‌گیرد. علاوه بر اینها باید اوقات بیکاری مهندسیین مشاور را با کارهایی مانند مهندسی مجدد پروژه‌ها^۱ پر کرد. می‌توان نقاط ضعف را پیدا کرد و بر مبنای آن کارهای آینده را اصلاح کرد. با چنین روش‌هایی می‌توان مهندسی مشاور را رشد داد.

پرسش: پروژه‌ها در پارس جنوبی شامل سه بخش حفاری، کارهای دریایی و پالایشگاه در خشکی است درباره رویکرد مناسب برای اجرای عملیات حفاری توضیح دهید.

پاسخ: پروژه‌های حفاری از سه بخش عمده تشکیل می‌شوند:

(۱) اجاره دکل (برای عملیات در خلیج فارس در عمق ۷۰ متری)،

(۲) تأمین و نصب تجهیزات درون چاهی و سرچاهی و لوله (همه دارای مدت زمان ساخت هستند)،

(۳) تأمین سرویس‌های جانبی (تست‌های فشار چاه و وایرلاگینگ و ... حمل‌ونقل از قبیل هلیکوپتر و ...)، عملیات مهندسی حفاری و تدارک اقلام مصرفی از قبیل گل و سیمان.

اجاره دکل حفاری و خرید تجهیزات درون چاهی نوسانات قیمتی شدیدی دارد و ریسک آن قابل پیش‌بینی نیست. بنابراین کارفرما نمی‌تواند این ریسک را به پیمانکار منتقل کند. برای مثال در فازهای (۹ و ۱۰) در مرداد ماه سال ۱۳۸۵ برای حفر ۲۴ حلقه چاه قراردادی به ارزش ۲۹۴ میلیون دلار با شرکت ملی حفاری منعقد نمودیم، ولی برای فازهای (۱۷ و ۱۸) برای حفر ۲۷ حلقه چاه همان شرکت ۱۰۷۰ میلیون دلار پیشنهاد داده است. اصلاً قابل پیش‌بینی نیست که آیا شرکت مذکور با نوسان بیشتری

روبه‌رو خواهد شد یا افت قیمت‌ها ممکن است در پیش باشد. در واقع قیمت دکل و تجهیزات درون‌چاهی که بخش عمده هزینه حفاری (حدود ۷۰ درصد آن) را تشکیل می‌دهد از نوعی عدم قطعیت برخوردار است.

پرسش: راه‌حل شما برای کاهش ریسک پیمانکاران در برابر نوسان قیمت‌ها چیست؟

پاسخ: به نظر من راه‌حل مناسب آن است که شرکت نفت در قرارداد، هزینه دکل را مثلاً برای ۷۵ روز هر چقدر که شد بپذیرد. اگر که پیمانکار کار را زودتر یا دیرتر تمام کرد پرداختی معادل همان ۷۵ روز باشد (مثلاً با قیمت‌های فعلی قیمت ۷۵ روز دکل حدود ۱۳ میلیون دلار است). قیمت پرداختی نیز به‌روز و براساس مراجعی چون ^۱دی اس^۱ تعیین شود. درباره تجهیزات درون‌چاهی هم برای پذیرش ریسک تغییر قیمت‌ها در مناقصه می‌گوییم که این کالاها را پیمانکار به حساب کارفرما می‌خرد و معادل درصد پیشنهادی، دستمزد دریافت می‌کند. بدین ترتیب پیمانکار فقط برای سرویس‌های جانبی و خرید کالاهای مصرفی قیمت پیشنهاد می‌کند.

این روش یک هم‌افزایی برای استفاده از دکل و مته و لوازم مناسب به‌منظور کاهش مدت عملیات حفاری ایجاد خواهد نمود و نظارت کارفرما را بسیار تسهیل می‌نماید و از مشکلات مالی برای پیمانکار نیز جلوگیری می‌کند. توجه داشته باشید که مسئولیت تأمین موارد فوق‌الذکر با پیمانکار است و کارفرما نباید در این باره تعهدی را بپذیرد، زیرا باعث تداخل مسئولیت‌ها می‌شود، ولی امکان استفاده پیمانکار از تسهیلات کارفرما در خصوص کالای پروژه و ... چنانچه پیش‌بینی گردد بلامانع است.

پرسش: نظر شما درباره ارزیابی فنی پیمانکاران حفاری چیست؟

پاسخ: پیمانکاران حفاری به ارزیابی فنی نیازی ندارند. وقتی پیمانکاری ضمانت‌نامه چندین میلیون دلاری برای شرکت در مناقصه ارائه می‌نماید، قبلاً خودش را ارزیابی کرده که نسبت به تهیه ضمانت‌نامه اقدام کرده است.

1. <http://www.ods-petrodata.com>

پیوست ۲ قانون قرارداد بین کشورهای منطقه خلیج فارس و شرکت‌های نفتی درباره تعیین بهای نفت خام (مصوب ۱۳۵۱/۳/۲۲)

ماده واحده: به دولت اجازه داده می‌شود آن قسمت از ترتیبات مقرر در موافقت‌نامه کشورهای اطراف خلیج فارس با شرکت‌های خریدار نفت خام مورخ ۳۰ دی ماه ۱۳۵۰ (برابر با ۲۰ ژانویه ۱۹۷۲) ضمیمه این ماده واحده را که مربوط به ایران می‌باشد به‌موقع اجرا بگذارد.

قانون فوق مشتمل بر یک ماده و متن قرارداد ضمیمه پس از تصویب مجلس شورای ملی در جلسه روز سه‌شنبه ۱۳۵۱/۲/۱۲ در جلسه روز دوشنبه بیست‌ودوم خرداد ماه یک‌هزار و سیصد و پنجاه و یک شمسی به تصویب مجلس سنا رسید.

رئیس مجلس سنا - جعفر شریف‌امامی

پیوست ۳ قرارداد بین کشورهای منطقه خلیج فارس و شرکتهای نفتی درباره تعیین بهای نفت خام

ابوظبی، ایران، عراق، کویت، قطر و عربستان سعودی (که از پس در این قرارداد به نام کشورهای خلیج خوانده می‌شوند) و شرکتهای نام‌برده در ضمیمه شماره یک این قرارداد و شرکتهای وابسته آنها (که از این پس در این قرارداد به نام شرکتهای خوانده می‌شوند) قبلاً ترتیبات مختلفی از جمله قراردادهای نام‌برده در زیر را منعقد ساخته‌اند.

قرارداد مورخه ۱۴ فوریه ۱۹۷۱ بین کشورهای خلیج و برخی از شرکتهای راجع به نفت صادر از خلیج، قرارداد مورخ ۱۴ مه ۱۹۷۱ بین کویت و عربستان سعودی و شرکت نفت عربی راجع به نفت صادر از خلیج، قرارداد مدیترانه شرقی مورخ ۷ ژوئن ۱۹۷۱ بین عراق و برخی از شرکتهای و قراردادهای مورخ ۲۳ ژوئن ۱۹۷۱ بین عربستان سعودی و شرکت نفت عربی آمریکایی راجع به فروش نفت خام برای تحویل در بندر صیدون (لبنان) و مرتبط با قرارداد مورخ ۱۴ فوریه ۱۹۷۱ درزمینه فروش نفت خام توسط آرامکو برای صدور از خلیج (کلیه قراردادهای یاد شده بالا در این قرارداد به نام قراردادهای مربوط خوانده می‌شوند).

طرفین موافقت کرده‌اند که ترتیبات مزبور را تا حدود و به‌نحو مقرر در این قرارداد تکمیل نمایند و از این‌رو درباره مراتب زیر به توافق رسیده‌اند:

۱) این قرارداد مکمل و جزئی از ترتیبات موجود بین هریک از کشورهای خلیج و هریک از شرکتهای از جمله قراردادهای مربوط نام‌برده بالا می‌باشد. کلیه ترتیبات مزبور از جمله جزء «الف» و جزء «ب» بند «۳» قرارداد مورخ ۱۴ فوریه ۱۹۷۱ تسری داده شده به صادرات کشورهای خلیج از بنادر مدیترانه شرقی (که از این پس در این قرارداد به صادرات مدیترانه شرقی خوانده می‌شوند) برطبق شرایط مربوط به قوت خود باقی خواهند بود، اما عراق و عربستان سعودی ذی‌حق خواهند بود تعدیلات دیگری در قیمت‌های صادرات مدیترانه شرقی خواستار شوند و شرکتهای مربوط باید این تعدیلات را با حسن‌نیت مورد بررسی قرار دهند و از قبول آنها بدون دلیل معوق استنکاف نوزند مشروط بر اینکه:

الف) هر قراردادی که همان مواد مصرح در این قرارداد را مورد توجه قرار داده و

یکی از قراردادهای موجود را اصلاح کند، بین یکی از تولیدکنندگان منطقه مدیریتانه و یکی از شرکت‌های بزرگ نفتی (به شرح مذکور در قرارداد مورخ ۱۴ فوریه ۱۹۷۱) منعقد شده باشد.

ب) افزایش‌هایی در قیمت‌های اعلان شده در چنین قراردادی مقرر گردیده باشند که وقتی به صورت درصد بیان شوند از درصد افزایش حاصل از اجرای مدلول ضمیمه شماره ۲ این قرارداد درباره صادرات مدیریتانه شرقی زیادتر باشند.

ج) افزایش‌هایی در قیمت‌های اعلان شده در چنین قراردادی مقرر گردیده باشند که از افزایش‌هایی که بر مبنای فرمولی از لحاظ مفهوم کلی همانند مدلول ضمیمه ۲ این قرارداد پس از در نظر گرفتن عوامل مختلف و سایر نابرابری‌های مربوط اگر وجود داشته باشند محاسبه شوند زیادتر باشند.

۲) شرکت‌ها متعهد می‌شوند که تعدیلات قیمت‌های نفت خام مقرر در قراردادهای مربوط از جمله افزایش‌های دوره‌ای را با تعدیلات اضافی دیگری در قیمت‌های نفت خام که ممکن است به موجب ضمیمه شماره ۲ که پیوست این قرارداد است و جزئی از این قرارداد محسوب می‌شود مقرر گردد تکمیل نمایند.

۳- الف) برای انجام ترتیباتی که به موجب آن هریک از شرکت‌ها عملیات خود را در قلمرو هریک از کشورهای خلیج ادامه می‌دهند برای تبدیل قیمت‌های اعلان شده به پول‌هایی غیر از لیره و تبدیل بدهی‌ها به دولت‌ها یا مؤسسات دولتی که به پول‌هایی غیر از پول قابل پرداخت محاسبه یا نشان داده شده باشند به پول قابل پرداخت.

۱) نرخ ارز مورد عمل در هر ماه برای پول‌هایی غیر از پول کشور مربوط عبارت خواهد بود از میانگین ساده گواهی شده بانک نشنال وست مینیستر لندن (یا هر بانک دیگر که مورد قبول طرفین باشد) و میانگین‌های روزانه نرخ خرید و فروش انتقالات تلگرافی پول‌های مورد بحث که در روزهایی از هر ماه که بازار ارز خارجی لندن باز باشد و از طرف بانک در ساعت ده‌ونیم صبح به وقت گرینویچ اعلان شده باشد.

۲) نرخ ارز مورد عمل در هر ماه برای پول کشور مربوط عبارت خواهد بود از میانگین موزون ماهیانه نرخ‌ی که بر مبنای آن پول مزبور توسط شرکت در آن ماه خریداری شده است.

۳- ب) هر شرکت ذی حق خواهد بود پول محلی مورد نیاز برای انجام تعهدات خود به موجب قراردادهای موجود را به نرخهای پولی تجارتي که معمولاً بدون تبعیض در دسترس می باشد خریداری نماید.

۴) هر یک از کشورهای خلیج قبول می کند که تعهدات شرکتها به موجب این قرارداد و قراردادهای مربوط نام برده بالا برای کلیه دعاوی و هدفهای کشورهای خلیج نسبت به تغییراتی که در ارزش هر پول چه برحسب یک معیار مشترک و چه برحسب پول دیگری پدید آمده و یا ممکن است پدید آید و نیز برای تغییرات در قدرت خرید یا ارزش واقعی درآمد حاصل از صادرات نفت از کشورهای خلیج در طی مدتی که در ۳۱ دسامبر ۱۹۷۵ پایان می یابد. از جمله دعاوی و هدفهایی که مربوط به این مسائل می باشند و در قطعنامه های اوپک به ویژه قطعنامه های شماره ۱۴۰، ۱۳۱، ۱۲۲، ۱۰۳، ۳۲ و ۳۲ بدانها اشاره یا تصریح شده در حکم توافقی عادلانه، مناسب و قطعی به شمار می آیند.

۵) هر یک از کشورهای خلیج در قلمرو خود تدابیر لازم را برای اجرای مقررات این قرارداد اتخاذ خواهد کرد.

۶) هر یک از شرکت های طرف این قرارداد که طرف قراردادهای مربوط نام برده بالا نبوده است با امضای این قرارداد مقررات قرارداد مورخ ۱۴ فوریه ۱۹۷۱ را تا جایی که مربوط به عملیاتش در قلمرو هر یک از کشورهای خلیج می شود از تاریخ اجرای این قرارداد می پذیرد و رعایت می کند.

۷) شرکت وابسته هر شرکت عبارت است از هر شرکتی که تمام یا قسمتی از آن به طور مستقیم یا غیرمستقیم در تملک آن شرکت باشد.

۸) تاریخ اجرا این قرارداد ۲۰ ژانویه ۱۹۷۲ می باشد.

ژنو - ۲۰ ژانویه ۱۹۷۲

از طرف کشورهای خلیج: از طرف شرکتها:

مناسعید عتیبه - ابوظبی جورج تی. پیرسی

جمشید آموزگار - ایران ب. ا. کارلایل

رشید الرفاعی - عراق ا. سی. دکران (جویبور)

عبدالرحمن العتیقی - کویت جی. دبلیو. سیمونز

حسن کامل - قطر جی . دبلیو . آر . ساتکلیف

احمد زکی یمانی - عربستان سعودی

(برای رعایت اختصار ضمائم قرارداد آورده نشده‌اند. برای دیدن این دو ضمیمه به

مجموعه قوانین سال ۱۳۵۱ هجری شمسی مراجعه کنید).

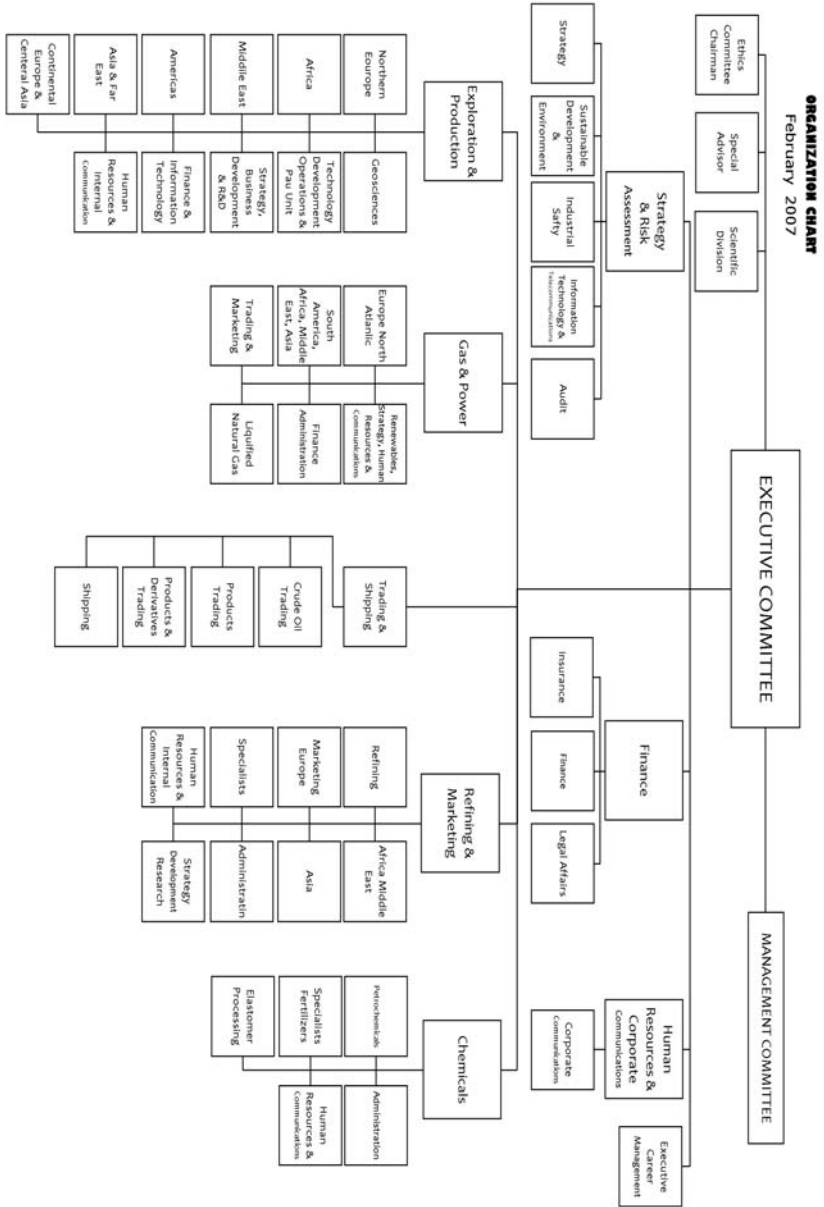
پیوست ۴ نمونه ساختار مرسوم شرکت‌های نفتی^۱
۴-۱ نمونه یک شرکت ملی (دولتی) نفت



نمودار ۲ ساختار شرکت سعودی آرامکو

۱. در این تصویر و در تصویر صفحه بعد به خوبی یکپارچگی قائم (Vertical Integration) در ساختار این شرکت‌ها قابل مشاهده است. در هر دوی این نمونه‌ها ساختار شرکت دو بخش بالادستی و پایین‌دستی را به‌طور کامل دربرمی‌گیرد.

۴-۲ نمونه یک شرکت خصوصی نفت



منابع و مأخذ

- استاندارد بین‌المللی ایزو ۱۰۰۰۶:۲۰۰۳. ترجمه رضا ضیایی و محمد هوشیار، شرکت مشاوران مدیریت و مهندسی کیان تدبیر طرح با همکاری نشر آتنا، ۱۳۸۳.
- اشتهاردیان، احسان. *ارزیابی شاخص‌های پیش‌صلاحیت و انتخاب پیمانکار برتر در مناقصه*، پایان‌نامه کارشناسی ارشد. دانشکده عمران دانشگاه علم و صنعت، ۱۳۸۲.
- اصفهانی، سیدابوالحسن. *وسيلة النجاة*، جلد ۱، قم، ۱۳۹۳ ق.
- امام‌جمعه‌زاده، محمدحامد. «جزوه کلاسی درس مدیریت استراتژیک پروژه»، دانشکده فنی، ۱۳۸۳.
- امام خمینی، *تحریر الوسیلة*، جلد ۱، النجف الاشرف، مطبعة الاداب، ۱۳۹۰ ق.
- بروشور شرکت نفت و گاز پارس. روابط عمومی، ۱۳۸۳.
- بیابان‌گرد، حسین. *بررسی مشارکت‌های بین‌المللی*، پایان‌نامه دکترای حقوق خصوصی، دانشگاه تربیت مدرس، ۱۳۸۲.
- پرچی جلال، مجید. «بررسی انواع قراردادهای تیپ فیدیک با تأکید بر طرح و ساخت و کلید گردان»، ویژه‌نامه نخستین همایش مسائل حقوقی در مهندسی عمران، دانشگاه خواجه نصیر طوسی، ۱۳۸۴.
- توازن‌زاده، عباس. «تأملی بر تأثیر نظریه اعمال حاکمیت و اعمال تصدی بر رژیم حقوقی حاکم بر سازمان‌های دولتی و برنامه‌های اصلاح ساختار نظام اداری ایران»، *نشریه مجلس و پژوهش*، شماره ۵۱، بهار ۱۳۸۴.
- چلبی، جعفر. *بررسی و پیشنهاد مدل انتخاب سیستم مناسب برای انجام پروژه‌های عمرانی در ایران*،

- پایان نامه کارشناسی ارشد، مدیریت پروژه و ساخت، دانشکده معماری دانشگاه تهران، تیر ماه ۱۳۸۵.
- حسینی پاک، علی اصغر و محمدرضا خالسی. *مدیریت خطا و ریسک در اکتشاف*، چاپ اول، انتشارات دانشگاه تهران، پاییز ۱۳۸۲.
- راهنمای گستره دانش مدیریت پروژه (PMBOK, 2004)*، ترجمه محسن زکایی آشتیانی و سیدحسین حسینی، مؤسسه مدیریت پروژه، ۱۳۸۵.
- روحانی، فؤاد. *صنعت نفت ایران: ۲۰ سال پس از ملی شدن*، تهران، شرکت سهامی کتاب‌های جیبی، ۱۳۵۶.
- ریاضی، محمدرضا. *آشنایی با مهندسی مخازن نفت و گاز*، مؤسسه انتشارات علمی دانشگاه صنعتی شریف، ۱۳۷۴.
- سیستانی، سیدعلی. *منهاج الصالحین*، جلد ۳، ۴ و ۵، قم، مکتب آیت‌الله العظمی السیدالسیستانی، ۱۴۱۷.
- شهید اول. *المعة الدمشقیه*، جلد ۱، ترجمه و تبیین محسن غرویان و علی شیروانی، قم، ۱۳۸۲.
- صفایی، سیدحسین. *قواعد عمومی قراردادها*، چاپ دوم، میزان، پاییز ۱۳۸۳.
- علامه حلی. *قواعد الاحکام*، جلد ۱، قم، مؤسسه النشر الاسلامی، ۱۴۱۳ ق.
- فاتح، مصطفی. *پنجاه سال نفت ایران*، تهران، پیام، ۱۳۵۸.
- کاتوزیان، ناصر. *مبانی حقوق عمومی*، چاپ دوم، میزان، ۱۳۸۳.
- کاتوزیان، ناصر. دوره مقدماتی حقوق مدنی درس‌هایی از عقود معین، چاپ ششم، گنج دانش، ۱۳۸۳.
- کاتوزیان، ناصر. دوره مقدماتی حقوق مدنی، *اموال و مالکیت*، چاپ هفتم، میزان، زمستان ۱۳۸۲.
- کاشانی، سید احمد. «کندوکاری در لوایح بودجه‌های سالیانه»، روزنامه *رسالت*، ۱۳۸۵.
- کالبدشکافی سرمایه‌گذاری‌های صنعت نفت (قراردادهای بیع متقابل)*، گروه نویسندگان، چاپ دوم، کویر، ۱۳۸۰.
- مجله *تجهیزات صنعت نفت*. ش ۳۵، ۱۳۸۵.

- مجله حقوقی، دو فصلنامه علمی ترویجی حقوق بین‌الملل، شماره ۳۵، پاییز و زمستان ۱۳۸۵.
- محقق حلی. *شرایع الاسلام فی مسائل الحرام و الحلال*، استقلال، تهران، ۱۴۰۹ ق.
- مدنی، سیدجلال‌الدین. *حقوق مدنی*، جلد ۱، چاپ اول، پایدار، تیر ماه ۱۳۸۲.
- معاونت امور مهندسی و فناوری وزارت نفت. «مجموعه آیین‌نامه‌ها و دستورالعمل‌های نظام اجرایی طرح‌های صنعت نفت»، ۱۳۷۸.
- معاونت امور مهندسی وزارت نفت. *نظام اجرایی طرح‌های صنعت نفت*، نشریه ش ۴، ۱۳۷۸.
- معدولیت، احسان. *بررسی قالب‌های حقوقی مشارکت تجارتي "Joint Venture" در حقوق تجارت بین‌الملل با تأکید بر مشارکت‌های نفتی ایران*، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه امام صادق (ع)، پاییز ۱۳۸۲.
- مکی، حسین. *خلع ید*، تهران، بنگاه ترجمه و نشر کتاب، ۱۳۶۰.
- مهر، فرهنگ. *مؤسسات انتفاعی و شرکت‌های دولتی*، تهران، انتشارات دانشکده علوم اداری و مدیریت بازرگانی دانشگاه تهران، ۱۳۴۹.
- مؤتمنی طباطبایی، منوچهر. *حقوق اداری*، چاپ سیزدهم، سمت، تابستان ۱۳۸۶.
- موحد، محمدعلی. *نفت ما و مسائل حقوقی آن*، چاپ سوم، خوارزمی، مرداد ۱۳۵۷.
- نجفی، شیخ محمدحسن. *جواهر الکلام*، تهران، دارالکتب الاسلامیه، ۱۳۷۳ ق.
- نفت و توسعه (۵) مروری بر اهم فعالیت‌های وزارت نفت (۱۳۸۳-۱۳۷۶)، اداره کل روابط عمومی وزارت نفت، تیر ماه ۱۳۸۴.
- Anis-al Qasem, *Principles of Petroleum Legislation: The Case of a Developing Country*, Graham & Trotman Limited, 1985.
- Antill, Nick and Arnott Robert, *Oil and Gas Equities: Evaluation and Trading*, Woodhead Publishing Limited, Cambridge England, December 1994.
- Arab Oil & Gas Directory*, Arab Petroleum Research Center, 1997.
- Arwa Mohammad Abulhasan, *Future Relations Between Kuwait Petroleum Corporation and the International Oil Companies: Success or Failure?*, Master of Arts in Law and Diplomacy Thesis, May 2004, The Fletcher School.
- Babusiaux, Favennec, Bert-rouzaut and Guirauden *Oil and Gas Exploration and*

Production-reserves, Costs, Contracts, Edition Technip, June 2004.

Barry, Richard, *The Management of International Oil Operations*, PennWell Books, January 1993.

Carins, William. J. *North Sea Oil and the Environment Developing Oil and Gas Resources, Environmental Impacts and Responses* Elsevier Science Publishers Ltd, 1992.

Dorsey, Robert, *Project Delivery Systems for Building Construction*, Associated General Contractors of America, 1997.

Grant, R. M. *Cases to Accompany Contemporary Strategy Analysis*, Blackwell Publishing Professional, 5 Edition, January 1, 2005.

Grayson Leslie E, *National Oil Companies*, John Wiley and Sons Ltd, 29 April 1981.

Handerson, Simon, "The Washington Institute for Near East Policy", 26 February, 2001.

Hewitt, Ian, *Joint Ventures*, Second Edition, Sweet & Maxwell, 2001.

International Petroleum Encyclopedia, PennWell Corporation.

Johnston, Daniel, *International Petroleum Fiscal System Analysis and Production Sharing Contracts*, Pennwell Books, November 1994.

Oxford Dictionary of Law, Fourth Edition 1997, Oxford University Press.

Persian LNG-a Giant Awakes Atte Visser, Carlus Quintana (www.gastech.co.uk/files/Persian%20LNG%20%20A%20Giant%20Awakes.pdf)

Razzavi, Hossein, *Financing Energy Projects in Emerging Economics*, Pennwell Publishing, January 1996.

Steffen, Roscoe t, *Agency-partnership in a Nutshell*, West Publishing Company, 1977.

Sampson, Anthony, "The Seven Sister, The Great Oil Companies and the Word They Shaped", NewYork Press, 1975.

پایگاه‌های اینترنتی

http://en.wikipedia.org/wiki/main_page
<http://www.bbc.co.uk>
<http://www.bechtel.com>
<http://www.bp.com/>
<http://www.chevron.com>
<http://www.chinaview.cn>
<http://www.cnpc.cn>
<http://www.conoco.com>
<http://www.deutsche-bank.de>
<http://www.doris-engineering.com>
<http://www.eia.doe.gov>
<http://www.eni.it/>
<http://www.enr.com/>
<http://www.exxonmobil.com/corporate>
<http://www.farsnews.net>
<http://www.fluor.com>
<http://www.fortune.com/>
<http://www.fugro.com>
<http://www.gulfnews.com/home/index.html>
<http://www.halliberton.com>
<http://www.horizonoffshore.com>
<http://www.Hydrocarbon-technology.com>
<http://www.ilna.ir>
<http://www.iocukltd.com/aboutioc.html>
<http://www.iran-daily.com/1388/3475/html>
<http://www.irna.com>
<http://www.isna.ir/isna>

<http://www.isoico.com/index.php>
<http://www.kpc.com.kw/intro.html>
<http://www.kuwaittimes.net>
<http://www.mehrnews.com/fa>
<http://www.nisoc.ir>
<http://www.nnpc.com>
<http://www.parslng.com/pg1.html>
<http://www.pdvsa.com>
<http://www.petronas.com>
<http://www.reuters.com>
<http://www.saipem.com>
<http://www.saudiaramco.com>
<http://www.shana.ir>
<http://www.sharghnewspaper.ir/>
<http://www.shell.com>
<http://www.sincor.com/home.aspx>
<http://www.slb.com>
<http://www.snamprogetti.it>
<http://www.sonangol.com/>
<http://www.statoil.com>
<http://www.total.com>
<http://www2.petrobras.com.br/ingles/index.asp>
<https://iht.com/>
www.ahram.org.eg
www.alef.ir
www.dti.gov.uk