

## نگاهی بر قراردادهای مشارکت در تولید و نقش آن در حوضه خزر جنوبی

سعید ساجدی رشوانلوی<sup>\*</sup>، حمیدرضا صادقی، شرکت نفت خزر

## چکیده

قراردادهای مشارکت در تولید که در اواسط دهه ۱۹۶۰ توسط دولت اندونزی معرفی گردید، امروزه نقش مهمی در اکتشاف، توسعه و تولید میادین نفتی در بسیاری از مناطق جهان ایفا کرده است. در یک قرارداد مشارکت در تولید، یک شرکت نفتی خارجی یا یک کنسرسیوم متشکل از چندین شرکت بین‌المللی با قبول تمام ریسک‌ها و مخاطرات اقدام به سرمایه‌گذاری در یک میدان یا بلوک اکتشافی می‌کند و در صورت موفقیت‌آمیز بودن اکتشاف و کشف منابع تجاری نفت و گاز، به‌عنوان پاداش در تولید میدان سهم می‌شود. مشارکت در تولید، مدل قراردادی غالب در دریای خزر می‌باشد. کشورهای آذربایجان و ترکمنستان که مانند جمهوری اسلامی ایران در حوضه خزر جنوبی صاحب پتانسیل هیدروکربنی و میادین نفت و گاز هستند، قراردادهای مشارکت در تولید متعددی را با شرکت‌های بین‌المللی به‌منظور توسعه بلوک‌های خود به امضاء رسانیده‌اند. در این مقاله پس از معرفی قراردادهای مشارکت در تولید، اجزای اقتصادی این قالب قراردادی بررسی خواهد گردید. در ادامه، بلوک‌های مشارکت در تولید کشورهای آذربایجان و ترکمنستان در حوضه خزر جنوبی و اطلاعات مربوطه آنها معرفی خواهد شد.

## اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۷/۰۶/۱۲

تاریخ ارسال به داور: ۹۷/۰۶/۲۲

تاریخ پذیرش داور: ۹۷/۰۸/۲۴

## واژگان کلیدی:

قرارداد مشارکت در تولید، بهره مالکانه،

نفت هزینه، نفت بهره، بلوک‌های

مشارکت در تولید حوضه خزر جنوبی

## مقدمه

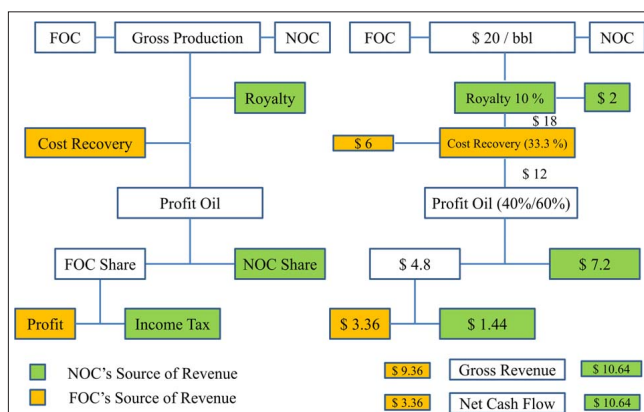
جبران هزینه‌های انجام شده برداشت نماید. ۳- در مرحله بعد نفت باقی‌مانده - که به آن نفت بهره<sup>۱</sup> اطلاق می‌شود به میزان تصریح شده در متن قرارداد بین دو طرف قرارداد تقسیم می‌شود (به‌عنوان مثال ۶۵٪ برای شرکت ملی نفت و ۳۵٪ برای شرکت نفتی خارجی) ۴- شرکت نفتی خارجی برای میزان سهم خود از نفت بهره به دولت طرف قرارداد مالیات پرداخت می‌نماید.

نکته‌ای که باید حتماً به آن توجه نمود این است که در یک قرارداد مشارکت در تولید ممکن است برخی از اجزای اقتصادی یاد شده وجود نداشته باشد. به‌عنوان مثال درصد عمده‌ای از قراردادهای مشارکت در تولید فاقد پرداخت بهره مالکانه به شرکت‌های ملی نفت می‌باشد و یا در کسر مهمی از این قراردادها شرکت‌های نفتی خارجی از پرداخت مالیات به دولت معاف هستند. علاوه بر این،

قراردادهای مشارکت در تولید<sup>۱</sup> توسط دولت اندونزی در اواسط دهه ۱۹۶۰ در پاسخ به انتقادات و خصومت‌های فزاینده علیه قراردادهای امتیاز انحصاری<sup>۲</sup> معرفی گردید. قراردادهای مشارکت در تولید از اندونزی به کشورهایی مانند مصر، لیبی، الجزایر و سایر تولیدکننده‌های نفت در آفریقا، آسیا، خاورمیانه، آمریکای جنوبی و مرکزی و به‌ویژه دریای کاسپین گسترش یافت.

به طور کلی در یک قرارداد مشارکت در تولید، یک شرکت نفتی خارجی<sup>۳</sup> یا یک کنسرسیوم متشکل از چندین شرکت بین‌المللی - با قبول تمام ریسک‌ها و مخاطرات اقدام به سرمایه‌گذاری در یک میدان یا بلوک اکتشافی می‌کند و در صورت موفقیت‌آمیز بودن اکتشاف و کشف منابع تجاری نفت و گاز به‌عنوان پاداش در تولید میدان سهم می‌شود.

یک قرارداد مشارکت در تولید دارای عناصر مختلف حاکمیتی، حقوقی، فنی و اقتصادی می‌باشد. البته در بسیاری از بندهای قرارداد، موارد مطروحه ترکیبی از دو یا چند عنصر ذکر شده است. در ادامه به طور مختصر به معرفی اجزای اصلی عنصر اقتصادی یک قرارداد مشارکت در تولید در شکل پایه‌ای آن دارای ۴ ویژگی می‌باشد: ۱- شرکت نفتی خارجی درصدی از تولید کل<sup>۴</sup> را تحت عنوان بهره مالکانه<sup>۵</sup> به دولت و یا نماینده آن (شرکت‌های ملی نفت<sup>۶</sup>) می‌پردازد. ۲- شرکت نفتی خارجی می‌تواند درصد مشخصی از تولید را پس از کسر بهره مالکانه به‌عنوان نفت هزینه<sup>۷</sup> (به‌عنوان مثال ۴۰ درصد) به‌منظور



۱ | اجزای اقتصادی یک قرارداد مشارکت در تولید در شکل پایه آن و یک مثال عددی

\* نویسنده‌ی عهد‌دار مکاتبات (Saeed-S1361@yahoo.com)

- در مواردی که با میزان نفت هزینه به طور نامحدود<sup>۱۴</sup> در قرارداد موافقت شده باشد، بهره مالکانه به عنوان یک سقف برای آن عمل می کند.
- به عنوان یک عامل عدم انگیزه ای<sup>۱۵</sup> قوی در جذب سرمایه گذاری عمل می کند.
- در مدل های قراردادی<sup>۱۶</sup> می تواند به صورت ثابت یا قابل مذاکره ارائه شود.
- می تواند دارای درصد ثابت یا متغیر<sup>۱۷</sup> باشد.

#### نفت هزینه

نفت هزینه درصد مشخصی (ذکر شده در متن قرارداد) از میزان تولید پس از کسر بهره مالکانه می باشد که به منظور جبران هزینه های متقبل شده توسط شرکت یا کنسرسیوم نفتی خارجی به آن اختصاص می یابد. موارد زیر در خصوص نفت هزینه قابل ذکر است:

- می تواند بین صفر تا ۱۰۰ درصد تغییر کند اما نفت هزینه صفر درصد بسیار نادر است.
- نفت هزینه نامحدود (۱۰۰ درصد) معمولاً با بهره مالکانه همراه است که به عنوان یک سقف برای آن عمل می کند. همچنین نفت هزینه نامحدود معمولاً در یک بازه زمانی محدود اعمال می شود.
- می تواند دارای درصد ثابت یا متغیر باشد.
- شرکت های ملی نفت معمولاً یک حد آستانه بالایی برای نفت هزینه در مدل های قراردادی پیشنهادی خود تعیین می کنند (به عنوان مثال ۵۰٪ در مدل های قراردادی ترکمنستان).

#### نفت بهره

نفت بهره مقدار نفت باقی مانده از تولید کل پس از کسر بهره مالکانه و نفت هزینه است که به میزان تصریح شده در متن قرارداد بین دو طرف تقسیم می شود. موارد زیر در خصوص نفت بهره قابل توجه است:

- نفت بهره می تواند دارای درصد ثابت یا متغیر باشد. درصد متغیر در قراردادهای مشارکت در تولید متداول تر است.
- معیار تغییرات برای نفت بهره می تواند بر مبنای میزان تولید یا نسبت کل دریافتی ها به کل هزینه های سرمایه گذار (فاکتور R) باشد. استفاده از فاکتور R در قراردادهای مشارکت در تولید متداول تر است. جدول-۱ و ۲ مثالی از تغییرات نفت بهره را بر مبنای میزان تولید و فاکتور R نمایش می دهد.
- بر خلاف تصور اولیه، نفت بهره متغیر به عنوان یک مشوق<sup>۱۸</sup> برای

اجزای یاد شده فوق اجزای اصلی اقتصادی قراردادهای مشارکت در تولید هستند و این گونه قراردادهای معمولاً با اجزای فرعی اقتصادی دیگری مانند پاداش<sup>۹</sup>، اجرت وسعت زمین<sup>۱۰</sup>، سقف قیمتی<sup>۱۱</sup> و سهمی از نفت تولیدی برای استفاده داخلی<sup>۱۲</sup> دولت ها همراه است که البته از این میان پرداخت پاداش ها متداول تر می باشد.

شکل-۱ اجزای اقتصادی یک قرارداد مشارکت در تولید را در شکل پایه و یک مثال عددی برای آن نمایش می دهد.

#### ۱- اجزای اقتصادی قراردادهای مشارکت در تولید

در این بخش به معرفی برخی اجزای اقتصادی قراردادهای مشارکت در تولید و تاثیر آنها بر هر دو طرف قرارداد و مشوق یا غیر مشوق بودن آن برای جذب سرمایه گذاری می پردازیم

#### بهره مالکانه

بهره مالکانه درصد مشخصی از تولید کل می باشد که بلافاصله پس از تولید به دولت ها و یا نمایندگان آنها (شرکت های ملی نفت) اختصاص می یابد. موارد زیر در خصوص بهره مالکانه قابل ذکر است:

- جریان نقدی<sup>۱۳</sup> را برای شرکت های ملی نفت صرف نظر از سوددهی پروژه تضمین می کند.

۱ | میزان سهم طرف های قرارداد از نفت بهره بر مبنای میزان تولید (مثال از اندونزی)

| Average Daily Production (bbl) | Pertamina Share (%) (NOC of Indonesia) | FOC share (%) |
|--------------------------------|--|---------------|
| 50000-0                        | 61.5385                                | 38.4615       |
| 150000-50001                   | 71.1538                                | 28.8462       |
| ≥ 150001                       | 80.7692                                | 19.2308       |

۲ | میزان سهم طرف های قرارداد از نفت بهره بر مبنای فاکتور R (قرارداد مشارکت در تولید بلوک شفق آسمان جمهوری آذربایجان)

| R Factor Band | SOCAR Share (%) | FOC Share (%) |
|---------------|-----------------|---------------|
| 0 < R < 1     | 45              | 55            |
| 1 ≤ R < 2     | 55              | 45            |
| 2 ≤ R < 3     | 70              | 30            |
| 3 ≤ R < 4     | 80              | 20            |
| R ≥ 4         | 90              | 10            |

- پاداش تولید در قراردادهای مشارکت در تولید متداول تر است.
- میزان پاداش تولید می‌تواند ثابت یا متغیر باشد.
- مبالغ پرداختی پاداش قابل بازیابی از نفت هزینه نمی‌باشند.

## ۲- جذابیت مدل قراردادی<sup>۲</sup> مشارکت در تولید از دیدگاه سرمایه‌گذار

با توجه به مطالب یاد شده می‌توان به این نتیجه رسید که میزان جذابیت یک مدل قراردادی پیشنهادی برای یک قرارداد مشارکت در تولید وابسته به وجود یا عدم وجود برخی پارامترهای قراردادی و یا روش اعمال پارامترهای موجود در مدل قراردادی می‌باشد. به‌عنوان مثال نبود بهره مالکانه به‌عنوان یک مشوق بسیار قوی جهت جذب سرمایه‌گذاری عمل می‌کند در حالی که پرداخت پاداش امضاء یک بازدارنده محسوب می‌شود و یا نحوه تسهیم نفت بهره بر مبنای فاکتور R در مقایسه با میزان تسهیم ثابت مطلوبیت بیشتری برای سرمایه‌گذاران دارد. این مطالب را می‌توان در شکل ۲- به طور خلاصه و به‌طور گرافیکی نمایش داد. در این شکل هر دو محور افقی و عمودی میزان سختی یا جذابیت یک مدل قراردادی را از دیدگاه سرمایه‌گذار نشان می‌دهد به‌نحوی که با حرکت به سمت مبدا جذابیت افزایش یافته و شرایط آسان‌تر خواهد شد و با دور شدن از مبدا شرایط برای سرمایه‌گذاری سخت‌تر می‌گردد. نکته‌ای که در این شکل می‌تواند مورد توجه قرار گیرد این است که قراردادی متعادل می‌باشد که پارامترهای آن در نقطه یا منطقه خاصی از این شکل متمرکز نباشد و منطقه وسیعی از پارامترها را پوشش دهد. به‌عنوان مثال یک قرارداد نامتعادل که کاملاً یکطرفه به نفع شرکت نفت خارجی می‌باشد قراردادی است

جذب سرمایه‌گذاری عمل می‌نماید زیرا در این حالت سرمایه‌گذار در سال‌های اولیه پس از شروع تولید میزان نفت بیشتری دریافت می‌نماید و ارزش خالصی فعلی برای آن بالاتر خواهد بود. همچنین نفت بهره متغیر در برابر تغییرات قیمت جهانی نفت انعطاف‌پذیر است.

## مالیات

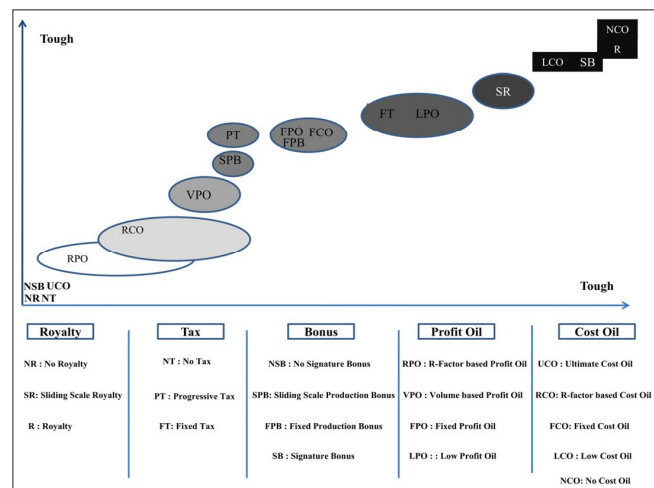
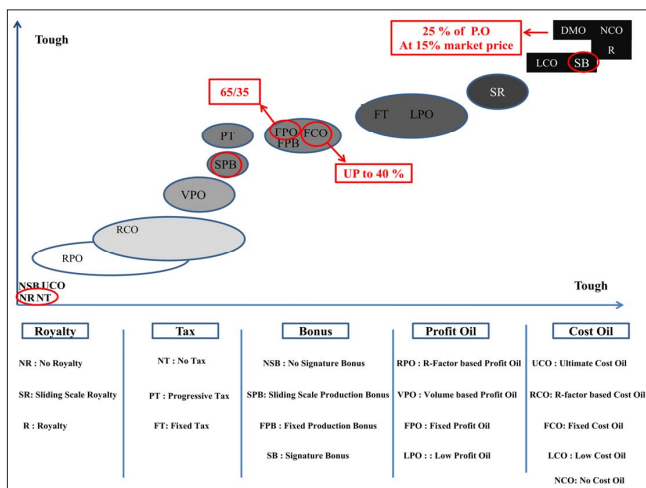
مالیات بر روی میزان درآمد از نفت بهره اعمال می‌شود. موارد زیر درباره مالیات قابل توجه است:

- شرکت‌های نفتی خارجی پرداخت مالیات را به پرداخت حق بهره مالکانه ترجیح می‌دهند به‌دلیل آنکه مالیات بر روی نفت بهره اعمال می‌شود اما بهره مالکانه درصدی از تولید کل است.
- میزان مالیات می‌تواند ثابت (به‌عنوان مثال قراردادهای مشارکت در تولید آنگولا) و یا متغیر (به‌عنوان مثال قراردادهای مشارکت در تولید جمهوری آذربایجان) باشد.

## پاداش‌ها

پاداش مبلغی است که از سوی شرکت نفتی خارجی به شرکت ملی نفت در مقاطع مختلف پرداخت می‌شود و شامل سه نوع است: پاداش حق امضاء، پاداش اکتشاف و پاداش تولید<sup>۹</sup>. موارد زیر در خصوص پاداش شایان توجه است:

- جریان نقدی را برای شرکت‌های ملی نفت صرف‌نظر از سوددهی پروژه تضمین می‌کند.
- پرداخت پاداش حق امضاء و پاداش اکتشاف شرایط سخت‌تری را به شرکت نفتی خارجی تحمیل می‌کند.



شکل ۳ | پارامترهای اعمال شده در نسل اول قراردادهای مشارکت در تولید اندونزی

شکل ۲ | جذابیت و سختی یک مدل قراردادی مشارکت در تولید از نگاه سرمایه‌گذار

اندونزی که در سال ۲۰۱۷ ارائه شده است به دلیل پیچیدگی و عدم جذابیت مورد توجه سرمایه‌گذاران قرار نگرفته است. در ادامه، نسل‌های اول تا سوم قراردادهای مشارکت در تولید اندونزی و میزان جذابیت و سختی آنها از نگاه سرمایه‌گذار به صورت گرافیکی نمایش داده شده است (شکل‌های ۳- تا ۵).

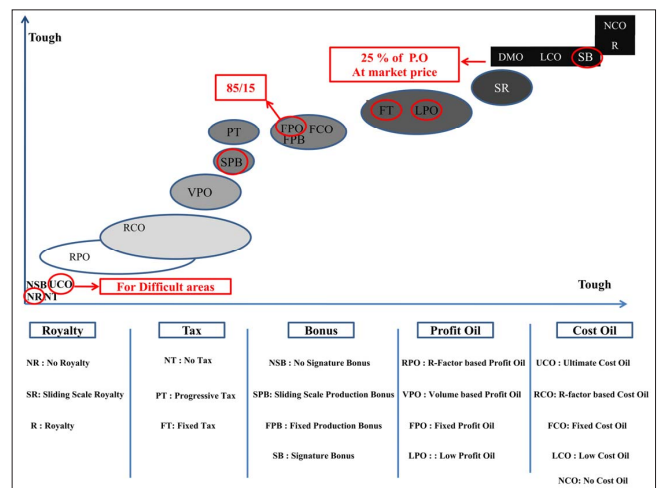
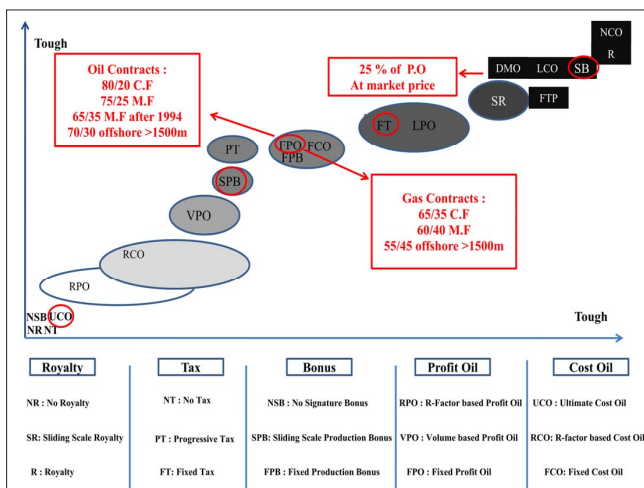
همانگونه که در شکل ۳- نمایش داده شده است، در نسل اول قراردادهای مشارکت در تولید اندونزی ما بین سال‌های ۱۹۶۶ تا ۱۹۷۲، بهره مالکانه وجود نداشته و شرکت‌های نفتی خارجی از پرداخت مالیات معاف بوده‌اند. در زمینه پاداش‌ها می‌بینیم که دو نوع پاداش تولید و امضاء باید از سوی شرکت نفتی خارجی به شرکت نفت اندونزی پرداخت می‌شده است که پرداخت پاداش امضاء از آنجایی که هنوز تولید و حتی فعالیتی در بلوک اکتشافی انجام نشده و در آغاز سرمایه‌گذاری باید صورت پذیرد شرایط سخت‌تری را به سرمایه‌گذار تحمیل می‌نماید. میزان نفت هزینه حداکثر به میزان ۴۰٪ و نحوه تسهیم نفت بهره به صورت ثابت و به میزان ۶۵٪ به ۳۵٪ به نفع شرکت نفت اندونزی می‌باشد. همچنین در این نسل قراردادی شرکت نفت خارجی موظف شده است که به میزان ۲۵٪ از سهم نفت بهره خود را برای استفاده داخلی اندونزی و به قیمت ۱۵٪ بهای جهانی آن در اختیار دولت اندونزی قرار دهد. همانگونه که در شکل ۴- مشاهده می‌شود در نسل دوم قراردادهای مشارکت در تولید اندونزی که ما بین سال‌های ۱۹۷۲ تا ۱۹۸۸ فعال بوده است، تغییرات محسوسی دیده می‌شود که مهمترین آن امتیازی است که به سرمایه‌گذاران برای بازبایی سرمایه‌گذاری انجام شده به صورت نامحدود در مناطق سخت داده شده است. همچنین میزان ۲۵٪ از سهم نفت بهره شرکت نفت خارجی به قیمت جهانی

که در آن، پاداش حق امضاء از سوی شرکت نفتی خارجی پرداخت نمی‌شود، پرداخت بهره مالکانه و مالیات در آن وجود ندارد، امکان بازبایی هزینه‌ها برای شرکت نفت خارجی به صورت نامحدود وجود دارد و نفت بهره در آن به صورت متغیر تسهیم می‌شود.

### ۳- قراردادهای مشارکت در تولید در کشور اندونزی

قراردادهای مشارکت در تولید توسط دولت اندونزی در اواسط دهه ۱۹۶۰ در پاسخ به انتقادات و خصومت‌های فزاینده علیه قراردادهای امتیاز انحصاری معرفی گردید. از آن جایی که دولت در قرارداد مشارکت در تولید، مالکیت بر منابع ملی را حفظ می‌کند این قالب قراردادی مورد پذیرش داخلی قرار گرفت. شرکت‌های صاحب نام بین‌المللی در موضع تقابل با این نوع قرارداد قرار گرفتند زیرا آنها تمایل به سرمایه‌گذاری در جایی نداشتند که بر منابع و مدیریت آن تسلط نداشته باشند. بنابراین اولین قرارداد مشارکت در تولید با شرکت‌های کوچک‌تر به امضاء رسید چرا که آنها انعطاف بیشتری در پذیرش شروط جدید قراردادی داشتند و به این قالب قراردادی به عنوان فرصتی برای شکستن انحصار شرکت‌های بزرگ صاحب‌نام در دسترسی به قراردادهای نفتی نگاه می‌کردند. سرانجام شرکت‌های بزرگ صاحب‌نام به پذیرش این قالب قراردادی روی آوردند و به زودی به این نتیجه رسیدند که در عمل آنها هستند که عملیات و مدیریت میادین نفتی را در اختیار دارند.

اندونزی به عنوان بیانگذار قراردادهای مشارکت در تولید ۴ نسل قراردادی را برای این قالب قراردادی در ۴ مقطع زمانی مختلف ارائه نموده است که بررسی آنها می‌تواند در رسیدن به درک مطلوبی از این گونه قراردادهای راهگشا باشد. از این میان نسل چهارم قراردادی



شکل ۵ | پارامترهای اعمال شده در نسل سوم قراردادهای مشارکت در تولید اندونزی

شکل ۴ | پارامترهای اعمال شده در نسل دوم قراردادهای مشارکت در تولید اندونزی

از میان کشورهای جمهوری اسلامی ایران، آذربایجان، قزاقستان، ترکمنستان و روسیه، کشور جمهوری آذربایجان در جذب سرمایه‌گذاری و به‌کارگیری شرکت‌های معتبر بین‌المللی در امر توسعه میادین هیدروکربنی دریای خزر موفق‌تر عمل کرده است. دو کشور قزاقستان و روسیه صاحب منابع هیدروکربوری در حوضه خزر شمالی هستند و کشورهای ترکمنستان و آذربایجان در حوضه‌های خزر میانی (بالاتر از پشته آپشرون) و حوضه خزر جنوبی به منابع هیدروکربوری احتمالی یا موجود دسترسی دارند، اما عمده فعالیت‌های آنها در حوضه خزر جنوبی متمرکز است. اکثر فعالیت‌های نفتی و گازی دو کشور یادشده در قالب قراردادهای مشارکت در تولید انجام می‌شود. منابع هیدروکربوری جمهوری اسلامی ایران منحصر به حوضه خزر جنوبی می‌باشد. سه کشور قزاقستان، آذربایجان و روسیه بر روی خطوط مابین این سه کشور به توافق دست یافته‌اند اما کشورهای آذربایجان، ترکمنستان و جمهوری اسلامی ایران همچنان بر روی خطوط مرزی دریای خزر اختلاف نظر دارند. پتانسیل‌های هیدروکربوری و ساختارهای شناسایی شده در حوضه خزر جنوبی نقش بسیار عمده‌ای در این اختلاف نظرها دارد. به‌عنوان مثال اختلافات مرزی بین کشورهای ترکمنستان و آذربایجان نزدیک به پشته آپشرون مربوط به وجود میدان نفتی کاپاز<sup>۲۱</sup> (سردار<sup>۲۲</sup> در نامگذاری ترکمنستان) با ذخیره تقریبی ۵۰۰ میلیون بشکه نفت قابل استحصال می‌باشد. توسعه مشترک میادین مورد اختلاف، صرف‌نظر از تحدید حدود مرزی مانند -تفاهم‌نامه امضاء شده با کشور آذربایجان- می‌تواند در راستای کاهش تنش‌های سیاسی و بهره‌برداری از منابع اقتصادی

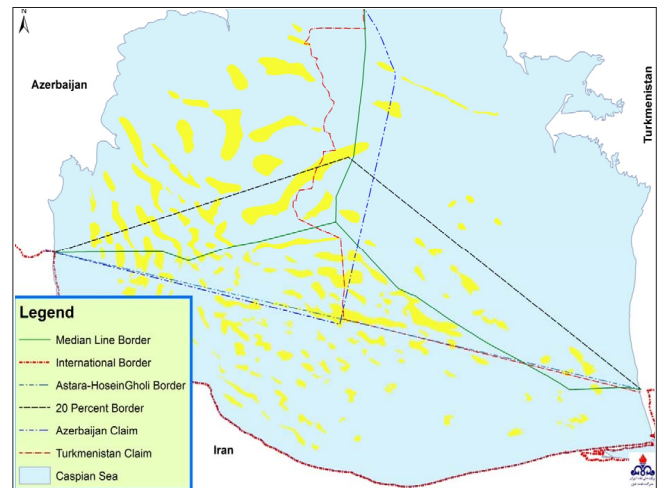
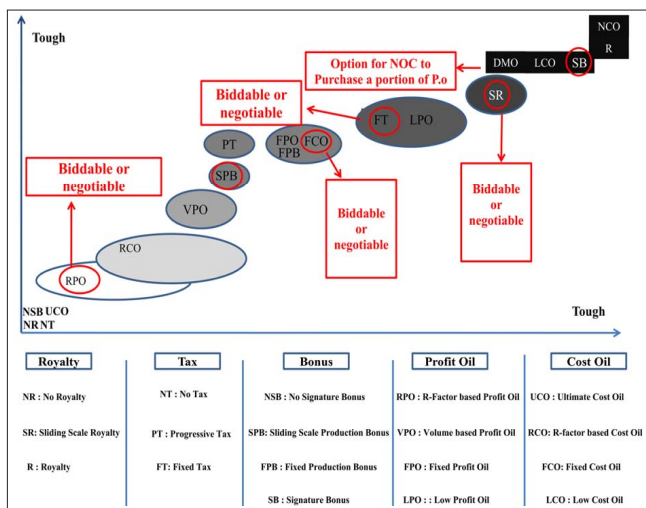
نفت خریداری می‌شود و تخفیف ۸۵ درصدی قراردادهای نسل اول حذف شده است اما می‌بینیم که در ازای این امتیازات و در راستای حفظ تعادل، شرکت‌های نفتی خارجی موظف به پرداخت مالیات شده‌اند و سهم نفت بهره آنها از ۳۵٪ به ۱۵٪ کاهش یافته است. البته کاهش سهم نفت بهره شرکت‌های سرمایه‌گذار متأثر از جهش ناگهانی قیمت نفت در این بازه زمانی نیز می‌باشد.

تغییرات عمده‌ای که در نسل سوم قراردادهای مشارکت در تولید اندونزی (بعد از ۱۹۸۸) صورت گرفته شامل تفکیک درصدهای تسهیم نفت بهره در میدان‌های نفتی و گازی و شرایط مختلف این نوع میادین می‌باشد (شکل-۵). به‌عنوان مثال در میادین نفتی دریایی با عمق آب بالای ۱۵۰۰ متر تسهیم نفت بهره به صورت ۷۰٪ - ۳۰٪ به نفع شرکت نفت اندونزی می‌باشد که این میزان در میادین متداول به ۸۰٪ - ۲۰٪ به نفع شرکت نفت اندونزی تغییر می‌کند. روند مشابهی در میادین گازی هم قابل مشاهده است.

با دقت در ۳ نسل قراردادی مورد اشاره درمی‌یابیم که علیرغم ایجاد تغییرات در این نسل‌ها، حفظ تعادل بین پارامترها مورد توجه بوده است و پارامترهای این مدل‌های قراردادی در نقطه یا منطقه خاصی از این شکل متمرکز نبوده و منطقه وسیعی از پارامترها را پوشش می‌دهد.

#### ۴- قراردادهای مشارکت در تولید در حوضه خزر جنوبی

پس از فروپاشی اتحاد جماهیر شوروی، کشورهای تازه استقلال یافته حاشیه دریای خزر به دلیل کمبود منابع و شرایط اقتصادی موجود، به توسعه میادین نفتی و گازی دریای خزر روی آوردند.



۷ | پارامترهای اعمال شده در مدل قراردادی مشارکت در تولید جمهوری ترکمنستان

شکل ۶ | نقشه ساختارهای حوضه خزر جنوبی به همراه خط میانی و خطوط تقریبی ادعایی سه کشور جمهوری اسلامی ایران، آذربایجان و ترکمنستان

وضعیت این بلوک‌ها را به اختصار بررسی می‌کنیم.

### بلوک I:

بلوک I به مساحت ۱۴۶۷ کیلومتر مربع در ناحیه پشته آپشرون در محدوده آب‌هایی به عمق ۲۵ تا ۱۲۵ متر قرار دارد. این بلوک شامل میادین دیاربکر شرقی، مرکزی و غربی، میدان مختموقلی و میدان کاراگل دنیز بوده و در مجموع دارای ذخیره ۱,۴۵ میلیارد بشکه نفت، ۲,۲ میلیارد بشکه نفت میعانی و ۳۵ تریلیون فوت مکعب گاز است. تولید این بلوک در سال ۲۰۱۶ برابر با ۶۵۰۰۰ معادل بشکه نفت بوده است. قرارداد مشارکت بر تولید این میدان به مدت ۲۵ سال با شرکت پتروناس در سال ۱۹۹۶ به امضاء رسیده است. این بلوک در شکل-۹ در محدوده آب‌های ترکمنستان بین بلوک‌های II و III به رنگ سبز مشخص شده است.

### بلوک II (Cheleken):

بلوک II یا چلکن به مساحت ۹۵۰ کیلومتر مربع در ناحیه پشته آپشرون در منطقه نزدیک به ساحل و در محدوده آب‌هایی به عمق ۸ تا ۴۲ متر قرار دارد. این بلوک شامل میادین لام و ژدانوف بوده و در مجموع دارای ذخیره ۶۷۷ میلیون بشکه نفت، ۵۹ میلیون بشکه نفت میعانی و ۱,۴ تریلیون فوت مکعب گاز می‌باشد. تولید این بلوک در انتهای سال ۲۰۱۵ به صد هزار بشکه در روز رسیده و شرکت دراگون اوایل که قرارداد مشارکت بر تولید این بلوک را به مدت ۲۵ سال و با قابلیت تمدید به مدت ۱۰ سال با جمهوری ترکمنستان در سال ۱۹۹۹ به امضاء رسانده، تصمیم به حفظ این مقدار تولید به مدت چند سال داشته است. دراگون اوایل تا سال ۲۰۱۶ به میزان تقریبی ۵ میلیارد دلار در این بلوک سرمایه‌گذاری نموده است. موقعیت این بلوک در شکل-۹ مشخص شده است.

### بلوک ۲۱

بلوک ۲۱ به مساحت ۳۶۸۱ کیلومتر مربع در سواحل جنوب‌غربی ترکمنستان و در محدوده آب‌هایی به عمق ۱۰ متر قرار گرفته است. قرارداد مشارکت در تولید این بلوک در سال ۲۰۰۹ بین جمهوری ترکمنستان و شرکت Itera روسیه به امضاء رسیده است. Itera نتایج مطالعات اکتشافی را بسیار امیدوارکننده اعلام نموده و ذخایر آن را حدود ۱,۶ میلیارد بشکه نفت و ۳,۵ تریلیون فوت مکعب گاز تخمین زده است. Itera زمان تقریبی شروع تولید از این بلوک را در صورت اثبات حضور هیدروکربن تجاری پس از حفاری اکتشافی، سال ۲۰۲۲ اعلام کرده است. موقعیت این بلوک در شکل-۹ در

راهگشا باشد. شکل-۶ نقشه ساختارهای حوضه خزر جنوبی به همراه خط میانی و خطوط تقریبی ادعایی سه کشور جمهوری اسلامی ایران، آذربایجان و ترکمنستان را نمایش می‌دهد. با توجه به اینکه فعالیت‌های ایران در دریای خزر محدود به حوضه خزر جنوبی خواهد بود و کشورهای ترکمنستان و آذربایجان نیز در این حوضه فعالیت داشته و برخی میادین به صورت مشترک بین این سه کشور در حوضه خزر جنوبی واقع شده است، در اینجا به بررسی قراردادهای مشارکت در تولید کشورهای یاد شده که تقریباً تمامی قراردادهای به امضاء رسیده در این حوضه را پوشش می‌دهد، می‌پردازیم:

### ۵- قراردادهای مشارکت در تولید ترکمنستان در خزر جنوبی

کشور ترکمنستان ۳۱ بلوک دریایی را در سال ۲۰۰۰ به منظور جذب سرمایه‌گذاری در دریای خزر معرفی نمود. ترکمنستان پیش از این در سال‌های ۱۹۹۶ و ۱۹۹۹ قرارداد مشارکت در تولید بلوک‌های I و II را به ترتیب با شرکت‌های پتروناس و دراگون اوایل به امضاء رسانده بود. موقعیت بلوک‌های یاد شده در شکل-۹ در محدوده آب‌های ترکمنستان به رنگ سبز مشخص شده است. ترکمنستان در سال ۱۹۹۷ مدل قراردادی مشارکت بر تولید خود را معرفی نمود. در این مدل قراردادی پاداش‌های امضاء و تولید و حق بهره مالکانه گنجانده شده است. همچنین مالیات و نفت هزینه به صورت ثابت و نفت بهره به صورت متغیر در نظر گرفته شده است. در این مدل قراردادی شرکت نفت خارجی موظف می‌شود که بخشی از نفت بهره خود را به منظور مصرف داخلی ترکمنستان به این کشور بفروشد. در این مدل قراردادی اکثر بندهای یاد شده قابل مذاکره یا مناقصه معرفی شده اند. شکل-۷ اجزای اصلی اقتصادی مدل قراردادی ۱۹۹۷ ترکمنستان را از نقطه نظر میزان سختی یا مطلوبیت از دیدگاه سرمایه‌گذار نمایش می‌دهد. حفظ تعادل در پارامترهای اقتصادی یک قرارداد مشارکت در تولید در این مدل هم به خوبی قابل مشاهده است.

### ۶- بلوک‌های قراردادهای مشارکت در تولید دریایی جمهوری

#### ترکمنستان

جمهوری ترکمنستان هم در خشکی و هم در دریا موفق به جذب سرمایه‌گذاری از طریق قراردادهای مشارکت در تولید شده است. در ادامه بحث به معرفی مختصر بلوک‌های دریایی ترکمنستان که با شرکت‌های نفتی خارجی به امضاء رسیده است می‌پردازیم و

محدوده آب‌های ترکمنستان با رنگ نارنجی مشخص شده است.

### بلوک های ۱۱ و ۱۲:

بلوک های ۱۱ و ۱۲ در منطقه بالاتر از پشته آپشرون به مساحت ۵۷۴۸ کیلومتر مربع و در محدوده آب‌هایی به عمق ۱۰ تا ۷۰ متر قرار دارد. قرارداد مشارکت بر تولید این بلوک ها در سال ۲۰۰۲ بین جمهوری ترکمنستان و کنسرسیومی متشکل از شرکت های Maersk دانمارک به سهم ۳۶٪، Wintershall آلمان به سهم ۳۴٪ و OMEL هند به سهم ۳۰٪ درصد به امضاء رسید. فعالیت های اکتشافی کنسرسیوم یاد شده در این دو بلوک به کشف هیدروکربن تجاری منتهی نگردید و در نهایت در سال ۲۰۱۰ قرارداد آن فسخ شد. موقعیت این دو بلوک در شکل ۹ به رنگ قرمز مشخص شده است.

### بلوک ۲۳

بلوک ۲۳ به مساحت ۹۵۰ کیلومتر مربع در سواحل جنوب غربی ترکمنستان و در محدوده آب‌هایی به عمق ۱۰ متر قرار گرفته است. قرارداد مشارکت در تولید این بلوک در سال ۲۰۰۹ بین جمهوری ترکمنستان و شرکت RWE Dea آلمان به امضاء رسید. شرکت RWE مطالعات لرزه‌نگاری در این میدان را به اتمام رساند و برآوردهای اولیه حجمی را ارائه نمود اما هیچ‌گاه مجوز آغاز حفاری را دریافت نکرد. در نهایت در سال ۲۰۱۵ از این قرارداد خارج شد و دلیل آن را بوروکراسی پیچیده حاکم بر سیستم اداری و فساد اداری موجود در ترکمنستان اعلام نمود.

### بلوک III

بلوک III جمهوری ترکمنستان دارای مساحت ۱۰۲۶ کیلومتر

مربع می‌باشد و در پشته آپشرون در محدوده آب‌هایی به عمق ۸۰ تا ۳۰۰ متر قرار دارد. این بلوک با بلوک ACG جمهوری آذربایجان به طور کامل همپوشانی داشته و منشأ اختلافات فراوانی بین دو کشور آذربایجان و ترکمنستان می‌باشد. همانگونه که بعداً خواهیم دید جمهوری آذربایجان قرارداد مشارکت در تولید بلوک ACG را در سال ۱۹۹۴ به امضاء رسانیده و در حال حاضر مشغول به بهره‌برداری از این بلوک می‌باشد؛ امری که موجب اختلافات شدید بین دو کشور گردیده که بعضاً با تهدیدات نظامی نیز همراه شده است. علیرغم وجود مسائل ذکر شده، جمهوری ترکمنستان در سال ۲۰۰۷ قرارداد مشارکت در تولید را برای قسمت شرقی این بلوک که شامل میدان سردار (کاپاز در نامگذاری آذربایجان) می‌شود با شرکت Buried Hill کانادا به امضاء رسانید اما پس از انجام عملیات لرزه‌نگاری ادامه فعالیت‌ها به دلیل تشدید اختلافات مرزی متوقف شد. میدان سردار دارای ذخایر تقریبی ۵۰۰ میلیون بشکه نفت قابل استحصال است. موقعیت بلوک III در شکل-۹ در محدوده آب‌های مورد اختلاف با رنگ قهوه‌ای نشان داده شده است.

### بلوک‌های ۲۸، ۲۹، ۳۰ و ۳۱:

بلوک‌های ۲۸، ۲۹، ۳۰ و ۳۱ که در شکل-۹ با رنگ آبی مشخص شده‌اند بلوک‌هایی هستند که برای سرمایه‌گذاران خارجی جذابیت داشته اما امضای قرارداد آنها به دلیل مشخص نشدن حدود مرزی بین کشورهای ترکمنستان و ایران انجام نشده است. این بلوک‌ها- مشابه تفاهم‌نامه امضاء شده با جمهوری آذربایجان- می‌تواند گزینه‌های مناسبی جهت توسعه مشترک میادین با کشور ترکمنستان باشد. شرکت Wintershall علاقه‌مند به سرمایه‌گذاری در بلوک ۲۸ به مساحت ۳۶۴۰ کیلومتر مربع می‌باشد. این بلوک در محدوده آب‌هایی به عمق ۲۰ تا ۶۰۰ متر قرار گرفته است و قسمت

خلاصه اطلاعات بلوک‌های مشارکت در تولید جمهوری ترکمنستان در دریای خزر

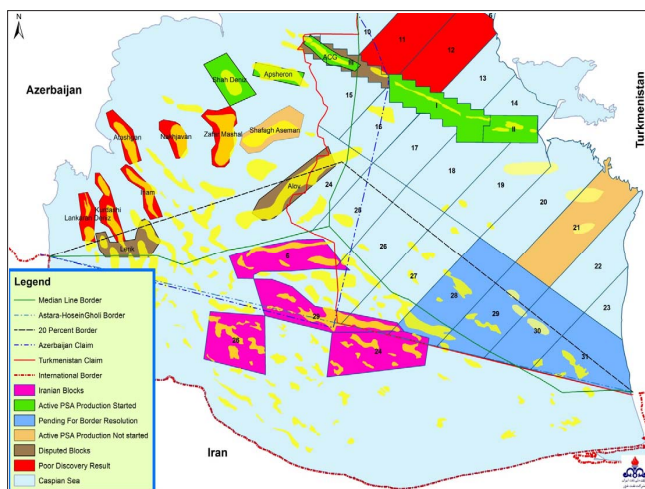
| Block Name    | Area (Sq Km) | Water Depth (m) | PSA Sign Year | FOC                     | Oil (MBBL)            | Gas (TCF) | Condensate (MBBL) |
|---------------|--------------|-----------------|---------------|-------------------------|-----------------------|-----------|-------------------|
| I             | 1467         | 25-125          | 1996          | Petronas                | 1450                  | 35        | 2200              |
| II (Cheleken) | 950          | 8-42            | 1999          | Dragon Oil              | 677                   | 1.4       | 59                |
| III           | 1026         | 800-300         | 2007          | Burried Hill            | 500                   |           |                   |
| 11- 12        | 5748         | 10-70           | 2002          | Maersk/Wintershall/Omel | Poor Discovery Result |           |                   |
| 21            | 3681         | 10              | 2009          | Itera                   | 1600                  | 3.5       |                   |
| 23            | 954          | 10              | 2009          | RWE Dea                 |                       |           |                   |
| 28            | 3640         | 20-600          |               | Wintershall             |                       |           |                   |
| 29-30-31      | 8568         | 40-600          |               | Zarit Consortium        |                       |           |                   |

نقش مهمی ایفا می‌کنند. این پاداش‌ها شامل پاداش امضاء، کشف و تولید می‌باشند که از سوی کنسرسیوم به شرکت ملی نفت آذربایجان پرداخت می‌شود. بهره مالکانه در قراردادهای مشارکت بر تولید جمهوری آذربایجان وجود ندارد، بازایی هزینه‌های جاری<sup>۲۴</sup> به صورت صد در صد و هزینه‌های سرمایه‌ای<sup>۲۵</sup> تا سقف بین ۵۰ تا ۶۰ درصد از محل نفت هزینه امکان‌پذیر است. محاسبه سهم دو طرف از نفت بهره به صورت متغیر و به‌طور عمده بر مبنای فاکتور R می‌باشد. مالیات تا سقف ۳۵٪ از کنسرسیوم دریافت می‌شود. در این قراردادها کنسرسیوم خارجی موظف می‌شود که بخشی از نفت بهره خود را به منظور مصرف داخلی جمهوری آذربایجان به این کشور بفروشد. همچنین سوکار در دوره اکتشاف مبلغی را به‌صورت سالیانه تحت عنوان حق وسعت زمین از کنسرسیوم دریافت می‌کند. این مبلغ به صورت یک میزان ثابت در ازای هر کیلومتر مربع از بلوک به امضاء رسیده (به‌عنوان مثال ۲۰۰۰ دلار به ازای هر کیلومتر مربع در بلوک شفق آسمان) در دوره اکتشاف از طرف کنسرسیوم به سوکار پرداخت می‌شود. کارکرد این مورد علاوه بر درآمدزایی برای سوکار این است که کنسرسیوم بین‌المللی بدون دلیل توسعه میدان را به تأخیر نیندازد و دوره اکتشاف را حتی‌الامکان کوتاه نماید. البته برای این منظور بند<sup>۲۶</sup>های جداگانه‌ای در قراردادهای مشارکت در تولید وجود دارد که از حوصله این گفتار خارج است. شکل-۸ پارامترهای قراردادهای مشارکت در تولید جمهوری آذربایجان را از نقطه‌نظر میزان مطلوبیت یا سختی از دیدگاه سرمایه‌گذار نمایش می‌دهد. این مدل نیز بیانگر این مهم است که پارامترهای اقتصادی آن در راستای حفظ تعادل تنظیم شده‌اند.

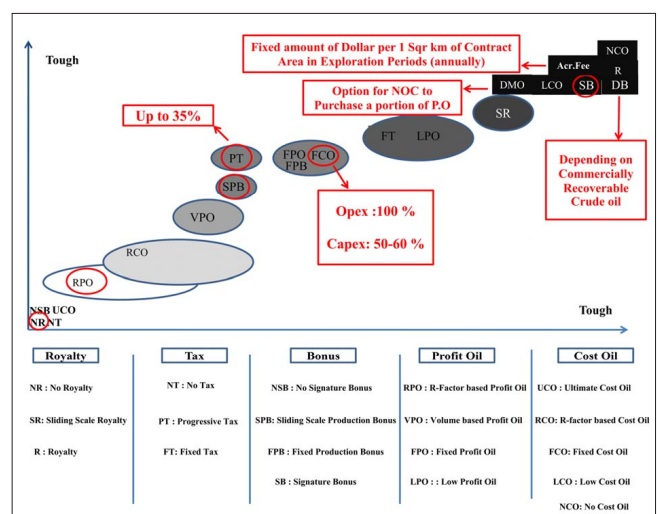
اعظم بلوک ۸ شرکت ملی نفت ایران و ساختار ۸،۱ را پوشش می‌دهد. به‌منظور توسعه بلوک‌های ۲۹، ۳۰ و ۳۱ به مساحت کلی ۸۵۶۸ کیلومتر مربع و در محدوده آب‌هایی به عمق ۴۰ تا ۶۰۰ متر، کنسرسیومی موسوم به Zarit با ترکیب شرکت‌های روسی Itera به سهم ۳۱٪، Rosneft به سهم ۳۱٪، Zarubezhneft به سهم ۲۳٪ و شرکت Turkmenneft جمهوری ترکمنستان به سهم ۱۵٪ تشکیل شد. کنسرسیوم یاد شده نتایج مطالعات این ۳ بلوک را بسیار امیدوارکننده اعلام نموده و مشتاق به سرمایه‌گذاری در این بلوک‌ها هستند. موقعیت ۴ بلوک ۲۸، ۲۹، ۳۰ و ۳۱ در شکل-۹ در محدوده مناطق مورد اختلاف جمهوری اسلامی ایران و جمهوری ترکمنستان به رنگ آبی نمایش داده شده است (جدول-۳).

### ۷- قراردادهای مشارکت در تولید آذربایجان در خزر جنوبی

جمهوری آذربایجان پس از فروپاشی اتحاد جماهیر شوروی به سرعت برای جذب سرمایه‌گذاری در قالب قراردادهای مشارکت در تولید وارد عمل شد و قراردادهای دو میدان مهم نفتی ACG و گازی شاه‌دنیز را به ترتیب در سال‌های ۱۹۹۴ و ۱۹۹۶ با کنسرسیوم‌هایی متشکل از چندین شرکت بین‌المللی امضاء رسانید. نکته قابل توجه آنکه شرکت ملی نفت آذربایجان<sup>۲۳</sup> بخشی از سرمایه‌گذاری را در قراردادهای خود تقبل می‌کند و به میزان سرمایه‌گذاری متقبل شده در کنسرسیوم صاحب سهم است. میزان سهم سوکار در قراردادهای اولیه جمهوری آذربایجان بین ۱۰ تا ۲۰ درصد بوده و در قراردادهای اخیر این کشور به ۵۰ درصد افزایش یافته است. در قراردادهای مشارکت در تولید جمهوری آذربایجان پاداش‌ها



شکل ۹ نقشه ساختارهای حوضه خزر جنوبی و بلوک‌های مشارکت در تولید جمهوری آذربایجان و ترکمنستان



شکل ۸ پارامترهای اعمال شده در قراردادهای مشارکت در تولید جمهوری آذربایجان



## ۸- قراردادهای مشارکت در تولید دریایی جمهوری آذربایجان

بالتر است-اما امضای این قرارداد برای جمهوری آذربایجان دارای اهمیت استراتژیک بوده است زیرا بواسطه آن، علاوه بر درآمدزایی اقتصادی در شرایط سخت آن کشور در سال‌های آغازین پس از فروپاشی اتحاد جماهیر شوروی، پای شرکت‌های معتبر بین‌المللی را به صنعت نفت آذربایجان باز کرده است. همچنین قبل از آغاز مناقشات مرزی توسعه بلوک را به کمک شرکت‌های بین‌المللی آغاز کرده و در واقع جمهوری ترکمنستان را در مقابل عمل انجام شده قرار داده است؛ امری که دیگر در هیچ‌یک از بلوک‌های مورد اختلاف در حوضه خزر جنوبی اتفاق نیفتاد. موقعیت بلوک ACG در شکل-۹ در محل آب‌های مورد مناقشه و به رنگ سبز نشان داده شده است.

## بلوک شاه دنیز

بلوک شاه دنیز به مساحت ۸۸۵ کیلومتر مربع در محدوده آب‌های جمهوری آذربایجان در آب‌هایی به عمق ۵۰ تا ۶۸۰ متر قرار گرفته است. قرارداد مشارکت در تولید این بلوک در سال ۱۹۹۶ بین شرکت ملی نفت آذربایجان و کنسرسیومی متشکل از چند شرکت بین‌المللی به امضاء رسید. شرکت BP دارای بیشترین سهم در این کنسرسیوم است و عهده‌دار عملیات این بلوک نیز می‌باشد. دوره اکتشاف در این قرارداد به مدت ۳ سال با قابلیت یک سال تمدید و دوره تولید به مدت ۳۰ سال با قابلیت تمدید ۵ سال می‌باشد. میزان ذخایر در جای گازی میدان شاه دنیز تقریباً ۴۰ تریلیون فوت مکعب و نفت میعانی آن ۱ تا ۳ میلیارد بشکه برآورد

جمهوری آذربایجان هم در خشکی و هم در دریا موفق به جذب سرمایه‌گذاری از طریق قراردادهای مشارکت در تولید شده است. برخلاف ترکمنستان که پهنه آبی خود را به بلوک‌های منظم تقسیم‌بندی کرده است، بلوک‌های آذربایجان با توجه به موقعیت و ابعاد ساختارها تعریف شده است. در ادامه‌ی بحث به معرفی مختصر بلوک‌های دریایی جمهوری آذربایجان که با شرکت‌های نفتی خارجی به امضاء رسیده است، می‌پردازیم و وضعیت این بلوک‌ها را به اختصار بررسی می‌کنیم.

## بلوک ACG

بلوک ACG به مساحت ۴۳۳ کیلومتر مربع در ناحیه پشته آپشرون و در منطقه آب‌های مورد مناقشه بین دو جمهوری آذربایجان و ترکمنستان در محدوده آب‌هایی به عمق ۲۰۰ تا ۴۵۰ متر قرار گرفته است. این بلوک دارای ۳ میدان آذری، چراغ و گونشلی می‌باشد و ذخیره نفت قابل استحصال آن برابر با ۷ میلیارد بشکه می‌باشد. میزان ذخایر گازی آن معادل با ۱۰ تریلیون فوت مکعب و نفت میعانی آن ۳۶۰ میلیون بشکه برآورد شده است. قرارداد مشارکت در تولید این بلوک در سال ۱۹۹۴ بین سوکار و کنسرسیومی بین‌المللی موسوم به AIOC<sup>۲۷</sup> به مدت ۳۰ سال به امضاء رسید. شاید در نگاه اول قرارداد مشارکت بر تولید بلوک ACG با اعطای امتیازات زیادی به کنسرسیوم همراه بوده است - نرخ بازگشت<sup>۲۸</sup> این قرارداد از میانگین نرمال قراردادهای نفتی

۴ خلاصه اطلاعات بلوک‌های مشارکت در تولید دریایی جمهوری آذربایجان در دریای خزر

| Block Name    | Area (Sq Km) | Water Depth (m) | PSA Sign Year | FOC                                     | Oil (MBBL) | Gas (TCF) | Condensate (MBBL) |
|---------------|--------------|-----------------|---------------|---|------------|-----------|-------------------|
| ACG           | 433          | 200-450         | 1994          | AIOC                                    | 7000       | 10        | 360               |
| Shah Deniz    | 885          | 50-680          | 1996          | BP/Elf/Lukoil/OIEC/SOCAR/Statoil/TPAO   |            | 40        | 3000-1000         |
| Absheron      | 434          | 300-650         | 2009          | SOCAR-Total-GDF Suez                    |            | 7-3       | 330               |
| Shafag Asiman | 1058         | 640-920         | 2010          | SOCAR/BP                                |            | 17.5-12.5 | 470               |
| Zafar Mashal  | 841          | 640-950         | 1999          | SOCAR/Exxon/Conoco                      |            |           |                   |
| Inam          | 471          | 80-820          | 1998          | SOCAR/BP/KNOC/Shell                     |            |           |                   |
| Nakhchavan    | 421          | 7-700           | 1997          | Exxon                                   |            |           |                   |
| Kurdashi      | 581          | 40-700          | 1998          | SOCAR/Agip/Mitushi/Repsol/TPAO          |            |           |                   |
| Lankaran      | 443          | 30-200          | 1997          | SOCAR/TOALFinaElf/OEIC/Agip/Wintershall |            |           |                   |
| Atashgah      | 527          | 40-160          | 1998          | JAOC <sup>۲۹</sup>                      |            |           |                   |
| Lerrik        | 911          | 80-900          | 1999          | Exxon                                   |            |           |                   |
| Alov          | 1361         | 450-1000        | 1998          | SOCAR/BP/Statoil/TPAO/Encana            |            | 25        | 650               |

مشکلات عدیده حفاری و تجهیزاتی باعث ترک قرارداد شده است. شرکت‌های RWE در سال ۲۰۱۱ و StatOil در سال ۲۰۱۳ برای امضای قرارداد جدید به ترتیب برای بلوک‌های Nakhchavan و Zafar Mashal اعلام آمادگی کرده و تفاهم‌نامه همکاری با شرکت سوکار امضاء نموده‌اند. بلوک‌های یاد شده در شکل-۹ به رنگ قرمز نمایش داده شده‌اند.

#### بلوک Lerrick

بلوک Lerrick در محدوده آب‌های مورد اختلاف بین ایران و آذربایجان و در آب‌هایی به عمق ۸۰ تا ۹۰۰ متر قرار دارد. قرارداد مشارکت در تولید این بلوک در سال ۱۹۹۹ بین شرکت ملی نفت آذربایجان و Exxon به امضاء رسید اما به دلیل اختلافات مرزی با جمهوری اسلامی ایران توسط پارلمان جمهوری آذربایجان مورد تصویب قرار نگرفت. این بلوک در شکل-۹ به رنگ قهوه‌ای نمایش داده شده است.

#### بلوک ALOV

بلوک ALOV به مساحت ۱۳۶۱ کیلومتر مربع در محدوده آب‌های مورد اختلاف جمهوری اسلامی ایران، جمهوری آذربایجان و جمهوری ترکمنستان قرار گرفته است. عمق آب در این بلوک از ۳۰۰ تا ۱۰۰۰ متر تغییر می‌کند و دارای ۳ هدف اکتشافی Araz، Alov و Shargh می‌باشد. میزان ذخایر گازی این میدان ۲۵ تریلیون فوت مکعب و نفت میعانی آن ۶۵۰ میلیون بشکه برآورد شده است. قرارداد مشارکت در تولید این بلوک در سال ۱۹۹۸ بین سوکار و کنسرسیومی متشکل از سوکار به سهم ۴۰٪، BP، به سهم ۱۵٪، Exxon به سهم ۱۵٪، Stat Oil به سهم ۱۵٪، TPAO به سهم ۱۰٪ و Encana به سهم ۵٪ به مدت ۱۵ سال به امضاء رسید. فعالیت‌ها در این بلوک در سال ۲۰۰۱ به دلیل اعتراضات شدید جمهوری اسلامی ایران متوقف شد. شرکت BP در سال ۲۰۰۸ از این بلوک خارج گردید. بلوک ALOV قسمت اعظم ساختار البرز را پوشش می‌دهد. تفاهم‌نامه امضاء شده بین جمهوری اسلامی ایران و جمهوری آذربایجان در فروردین ۱۳۹۷ به منظور توسعه مشترک، بلوک ALOV (البرز در نام گذاری جمهوری اسلامی ایران) را پوشش می‌دهد. بلوک ALOV در شکل-۹ به رنگ قهوه‌ای نمایش داده شده است (جدول-۴).

#### نتیجه‌گیری

۱- به‌طور معمول در قراردادهای مشارکت در تولید، یک نوع بده

شده است. موقعیت میدان شاه دنیز در شکل-۹ در محدوده آب‌های جمهوری آذربایجان به رنگ سبز مشخص است.

#### بلوک آبشرون

بلوک آبشرون به مساحت ۴۳۴ کیلومتر مربع در محدوده آب‌های جمهوری آذربایجان بین بلوک‌های ACG و شاه دنیز در آب‌هایی به عمق ۳۰۰-۶۵۰ متر قرار گرفته است. قرارداد مشارکت در تولید این بلوک در سال ۱۹۹۷ بین سوکار و کنسرسیومی متشکل از شرکت‌های سوکار به سهم ۵۰٪، Chevron به سهم ۳۰٪ و Total به سهم ۲۰٪ به امضاء رسید. شرکت Chevron در سال ۲۰۰۵ به دلیل مشکلات زیاد این بلوک از آن خارج و قرارداد مشارکت در تولید آن فسخ گردید. در سال ۲۰۰۹ یک قرارداد مشارکت در تولید جدید بین شرکت سوکار و کنسرسیومی متشکل از سوکار به سهم ۴۰٪، Total به سهم ۴۰٪ و GDF Suez به سهم ۲۰٪ به مدت ۳۷ سال امضاء شد. شرکت توتال اعلام کشف اقتصادی برای این بلوک نمود و ذخایر آن ۳ تا ۷ تریلیون فوت مکعب گاز و ۳۳۰ میلیون بشکه نفت میعانی اعلام گردید. در حال حاضر تولید اولیه از این میدان آغاز شده اما طبق برآوردها تولید اصلی در سال ۲۰۲۱ آغاز خواهد شد. موقعیت بلوک آبشرون در شکل-۹ با رنگ سبز نشان داده شده است.

#### بلوک شفق آسمان

بلوک شفق آسمان به مساحت ۱۰۵۸ کیلومتر مربع در جنوب شرقی بلوک شاه دنیز و شمال غرب بلوک البرز در محدوده آب‌هایی به عمق ۶۴۰ تا ۹۲۰ متر قرار دارد. قرارداد مشارکت در تولید این بلوک در سال ۲۰۱۰ بین سوکار و کنسرسیومی متشکل از BP و سوکار هر کدام به سهم ۵۰ درصد به امضاء رسید. دوره اکتشاف در این قرارداد به مدت ۴ سال با قابلیت ۳ سال تمدید و دوره تولید به مدت ۳۰ سال با قابلیت تمدید توافقی می‌باشد. میزان ذخایر گازی این بلوک ۱۲,۵ تا ۱۷,۵ تریلیون فوت مکعب گاز و ۴۷۰ میلیون بشکه نفت میعانی برآورد می‌گردد. زمان شروع تولید از این میدان سال ۲۰۳۵ پیش بینی شده است. بلوک شفق آسمان در شکل-۹ به رنگ نارنجی مشخص است.

#### بلوک‌های Zafar-Mashal، Nakhchavan، Kurdashi و Atashgah Inam و Lankaran

وجه تشابه این بلوک‌ها عدم کشف تجاری در آنها می‌باشد. در برخی از آنها چاه‌های حفاری شده خشک بوده اما در بعضی دیگر،

۴- با توجه به مرسوم بودن و مقبولیت قالب قراردادی مشارکت در تولید و علاقه‌مندی سرمایه‌گذاران به این قالب قراردادی در دریای خزر، استفاده از این نوع قراردادها در صورت رفع موانع حقوقی می‌تواند در مسیر جذب سرمایه‌گذاری در دریای خزر راهگشا باشد.

۵- استفاده از الگوی توسعه مشترک میادین مانند آنچه برای توسعه بلوک‌های البرز و الوند با جمهوری آذربایجان به امضاء رسید می‌تواند برای توسعه بلوک‌های مشترک با جمهوری ترکمنستان به خصوص در مورد ساختار ۸،۱ جمهوری اسلامی ایران و بلوک‌های ۲۸، ۲۹، ۳۰ و ۳۱ جمهوری ترکمنستان مورد استفاده قرار گیرد. ■

بستان و ایجاد تعادل بین اجزای مختلف عنصر اقتصادی قرارداد وجود دارد. بنابراین هر تیم مذاکره‌کننده باید در راستای تحقق این هدف کوشا باشد.

۲- تجربه قراردادهای مشارکت در تولید در کشورهای اندونزی، آنگولا، هند و سایر کشورهای فعال در این قالب قراردادی نشان می‌دهد که عناصر و اجزای یک قرارداد مشارکت در تولید و اولویت‌های آن در طول تاریخ صنعت نفت آن کشورها تغییر می‌کند. این مسئله علاوه بر کسب تجربه در این نوع قالب قراردادی متأثر از عوامل داخلی و خارجی مانند تغییر قیمت جهانی نفت نیز می‌باشد.

۳- مشارکت در تولید، قالب قراردادی غالب در دریای خزر است.

### پانویس‌ها

- |   |  |
|---|--|
| 1. Production Sharing Contracts or Agreements (PSA) | 16. Model Contracts                              |
| 2. Concession                                       | 17. Sliding Scale                                |
| 3. Foreign Oil Company (FOC)                        | 18. Incentive                                    |
| 4. Gross Production                                 | 19. Signature , Discovery and production Bonuses |
| 5. Royalty  | 20. Model Contracts                              |
| 6. National Oil Companies (NOC)                     | 21. Kapaz  |
| 7. Cost Oil   | 22. Serdar                                       |
| 8. Profit Oil                                       | 23. SOCAR  |
| 9. Bonus  | 24. Opex   |
| 10. Acreage Fee                                     | 25. Capex  |
| 11. Price Cap                                       | 26. Relinquishment                               |
| 12. Domestic Market Obligation                      | 27. Azerbaijan International Oil Company         |
| 13. Cash Flow                                       | 28. Rate of Return                               |
| 14. Ultimate Cost Recovery                          | 29. Japan Azerbaijan Oil Company                 |
| 15. Disincentive                                    | 30. Early Production                             |

### منابع

- [1] Production sharing agreement , An economic Analysis, Oxford Institute for energy studies, Kirsten Bindemann, 1997
- [2] Production sharing agreement , Twenty Fourth Meeting of the IMF Committee on balance of payment s statistics, Moscow, Russia , 2011
- [3] How to scrutinise a production sharing agreement , International Institute for Environment and development, 2012
- [4] The oil and gas review, law business research, Christopher B Strong, 2013
- [5] The international agreements signed with foreign investors in Azerbaijan Oil and gas industry , Department of international relation, Baku State University, Bakhtiyar A. Aslanbayli
- [6] The outlook for Azerbaijan Gas supplies to Europe, Oxford Institute for energy studies, 2015
- [7] Turkmenistan's Crude Awakening Oil, Gas and Environment in the south Caspian, Crude Accountability, 2009
- [8] The Mineral Industry of Turkmenistan, USGS, Karine M. Renaud , 2015
- [9] Investment Opportunities in Turkmenistan , Political Risk analysis, IIPE, 2011
- [10] Turkmenistan's Offshore Oil and Gas Exploration in the Caspian sea, Eurasian research institute , lidiya parkhomchik, 2016
- [11] Agreements on the joint development and production sharing for the Azeri and Chirag field and the deep water portions of the Gunashli Filed in the Azerbaijan sector of the Caspian sea
- [12] Agreement on the Exploration, Development and production sharing for the Shah Deniz Prospective Area
- [13] Agreement on the Exploration, Development and production sharing for the shafag- Asiman offshore block in the Azerbaijan sector of the Caspian sea