مدل جدید قراردادهای نفتی

دانشگاه صنعتی شریف

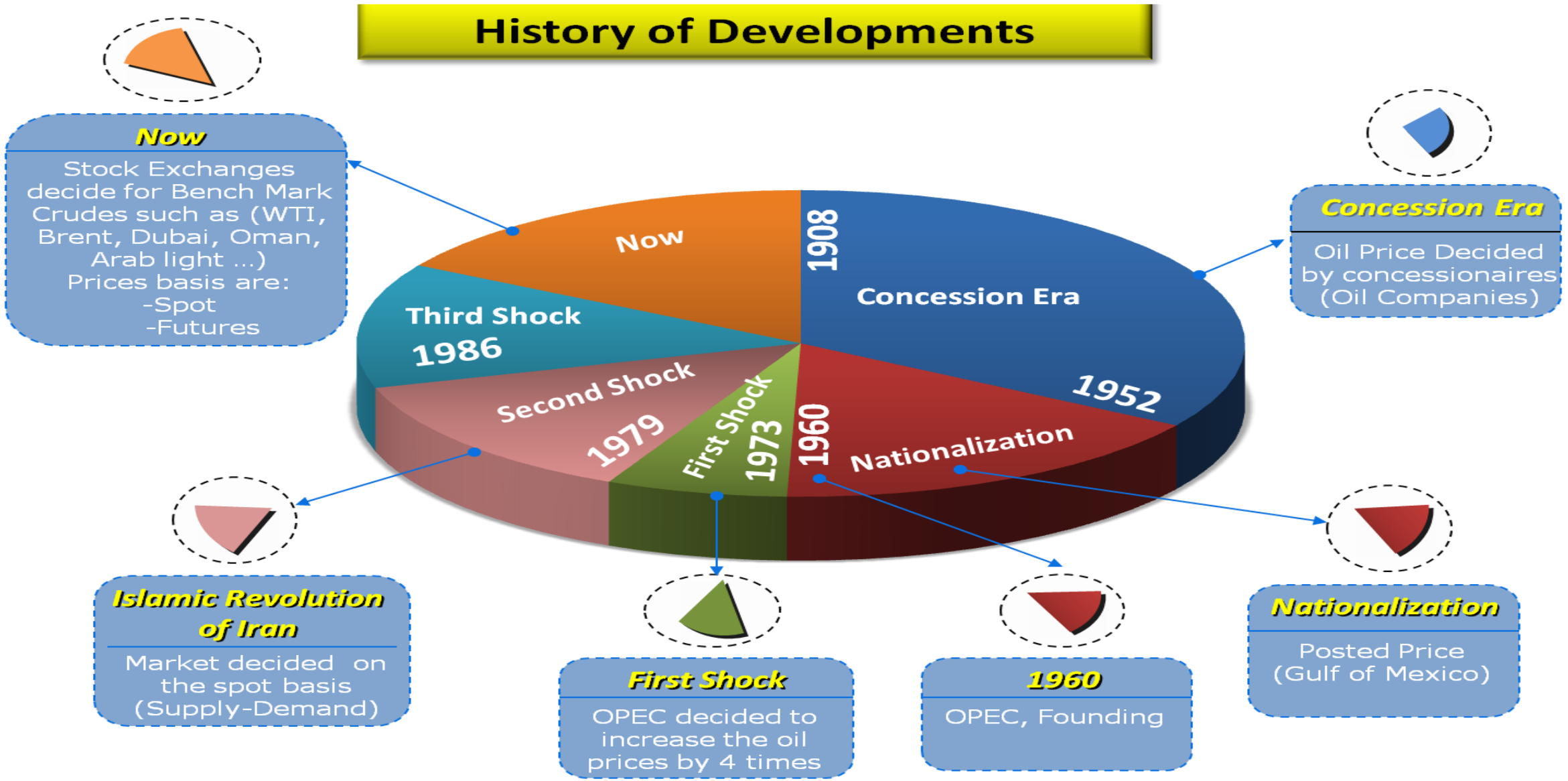
آبان ماه ۱۳۹۴

به نام خدا

فهرست:

ردیف	موضوعات
۱	روند تحولات بازار نفت و فضای جهانی صنعت نفت و گاز
۲	تحولات منطقه و آثار آن بر ایران
۳	صنعت بالادستی نفت در یک نگاه
۴	انواع قراردادهای نفتی و تفاوت انواع قراردادهای نفتی
۵	مهمترین محدودیت های قراردادهای بیع متقابل
۶	مهمترین دلائل بازنگری
۷	مهمترین اهداف بازنگری
۸	مدل جدید قراردادهای نفتی

روند تحولات بازار نفت



فضای جهانی صنعت نفت و گاز

تقاضا و عرضه :

سوال و علل اصلی تحولات مهم در جهان

نگرانی اصلی:

عدم عرضه دراز مدت و به موقع انرژی

عوامل رشد تقاضا:

رشد جمعیت	بهبود استاندارد زندگی	رشد اقتصادی جهان

عوامل کاهش تقاضا

رشد تکنولوژی	ملاحظات زیست محیطی

رشد تقاضا برای حاملهای مختلف انرژی:

تقاضا

روند رشد تقاضا برای حاملهای مختلف انرژی:

سهم نفت: در سبد انرژی جهانی طی دو دهه آینده ثابت و حدود ۲۷٪ باقی می ماند.

سهم گاز طبیعی: بعنوان سوخت تمیز رشد می یابد و از ۲۳٪ فعلی به حدود ۲۵٪ می رسد.

سهم زغال سنگ به نفع گاز بعلت آلایندگی کاهش می یابد و به حدود ۲۷٪ می رسد.

انرژیهای تجدید پذیر: در بهترین حالت به ۵٪ می رسد که با احتساب رشد سریع بیوفیول به ۱۳٪ می رسد.

انرژی هسته ای و هیدرو: با رشد کم به ۸٪ می رسد.

نتیجه

۱

- نفت و گاز همچنان بالاترین سهم را در سبد تقاضای جهانی برای انرژی خواهند داشت.

۲

- دارندگان منابع نفت و گاز همچنان در کانون توجهات جهانی سیاست و اقتصاد باقی می مانند.

عرضه

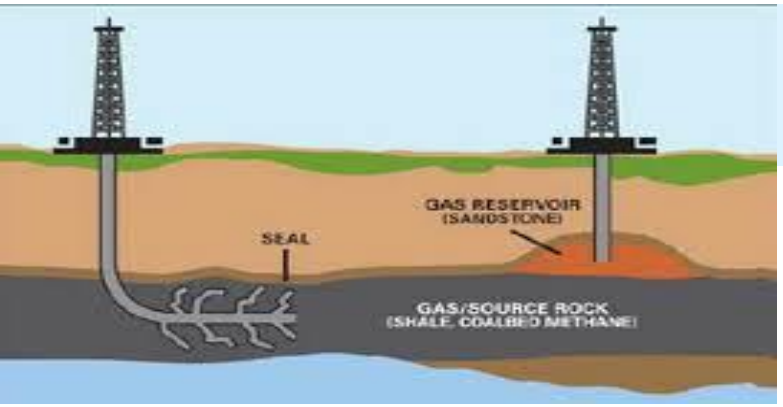
دیدگاه مهندسین مخازن: خیر، عموم منابع نفتی جهان از نیمه عمر گذشته اند و ذخایر رو به اتمام است.

دیدگاه اقتصاد دانان: بلی و در آینده بیشتر هم خواهد شد

انقلاب Shale

دیدگاه اقتصاد دانان

در سال ۱۹۶۰ میلادی	
۱۲۳	کل نفت تولید شده تا آن سال (میلیارد بشکه)
۳۰۱	ذخایر باقیمانده نفت در پایان سال ۱۹۶۰ (میلیارد بشکه)
۲۰ /۹	نفت تولید شده در سال ۱۹۶۰ (میلیون بشکه در روز)
۴۰	نسبت ذخیره به تولید (سال)
بین سالهای ۱۹۶۰ و ۲۰۰۰ میلادی	
۷۵۷	کل نفت تولید شده در این دوره (میلیارد بشکه)
در سال ۲۰۰۰ میلادی	
۱۰۲۹	ذخیره باقیمانده نفت در پایان سال ۲۰۰۰ میلادی (میلیارد بشکه)
۶۷ /۱	تولید نفت در سال ۲۰۰۰ (میلیون بشکه در روز)
۴۲	نسبت ذخیره به تولید (سال)
در سال ۲۰۱۲ میلادی	
۱۶۶۸.۹	ذخیره باقیمانده نفت در پایان سال 2012میلادی (میلیارد بشکه)
۸۹.۷۷۴	تولید نفت در سال 2012(میلیون بشکه در روز)
۵۲.۹	نسبت ذخیره به تولید (سال)
?	آیا تجربه گذشته ادامه پیدا خواهد کرد؟



عرضه

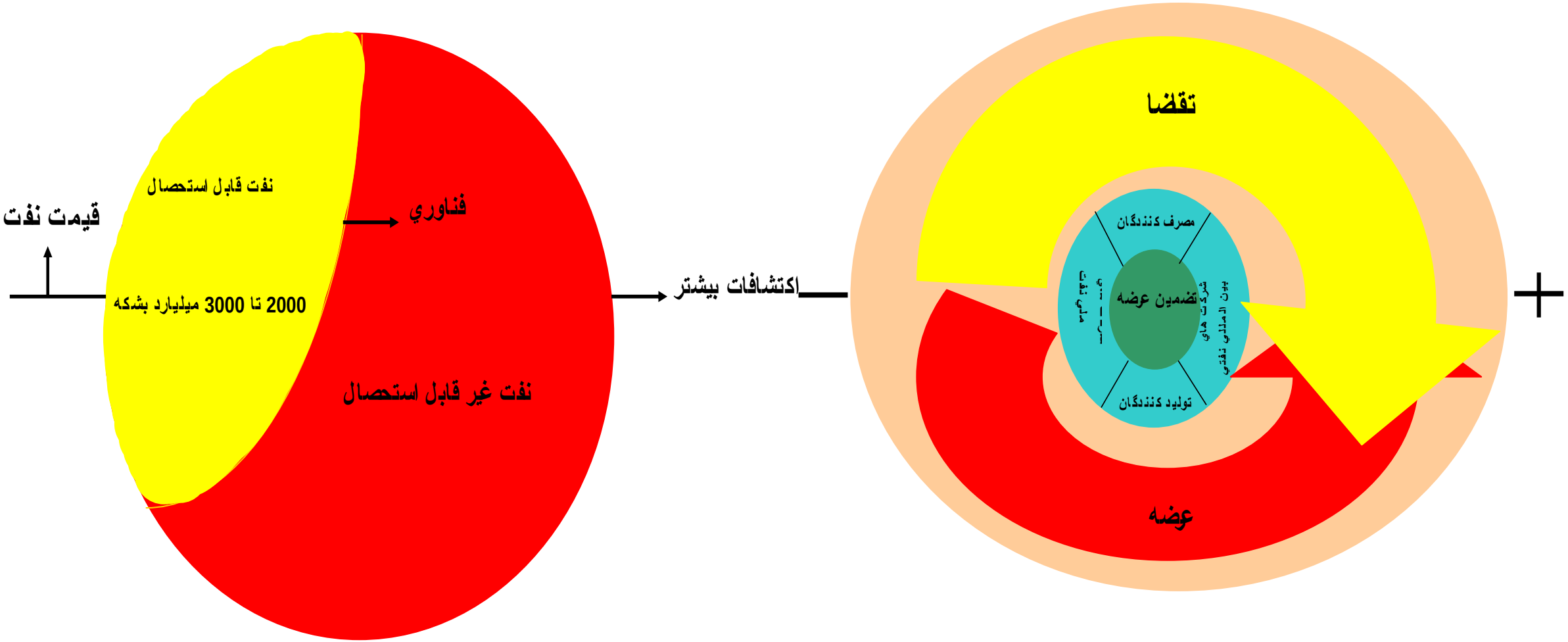
انقلاب Shale

- Shale Oil
- Shale gas
- انقلاب واقعی اما:

سوال جدی در ثبات تولید و رقابتی بودن اقتصاد آن

عرضه

آیا تقاضای جهانی برای مصرف انرژی با رشد روبروست؟



عرضه

جایگاه اوپک و ایران

مصرف جهانی نفت حدود ۹۱ میلیون بشکه در روز

سهم فعلی اوپک حدود ۳۳٪ است.

مصرف جهانی در سال ۲۰۳۵ : بین ۱۱۰- ۱۰۵ میلیون بشکه

پیش بینی سهم اوپک در سال ۲۰۳۵: ۵۰٪ و اوپک باید حدود ۲۴-۲۱ میلیون بشکه ظرفیت سازی کند.

سهم ایران از ظرفیت های اضافی برای سهم فعلی ۱۴/۵٪ حدود ۳/۲ میلیون بشکه ظرفیت اضافی

تحولات منطقه ای و آثار آن بر ایران

تحولات عراق

۱. هجوم شرکتهای نفتی جهت توسعه نفت و گاز عراق:

هدف گیری اولیه: ۱۲ میلیون بشکه تا سال ۲۰۱۷
هدف گیری اصلاح شده: ۷ میلیون بشکه در سال ۲۰۲۰

۲. توسعه میادین مشترک

توسعه اقتصادی عراق به میزان دو برابر و جمعیت نصف ایران: یک ملاحظه جدی امنیت ملی

تحولات قطر

- ۷۷میلیون تن در سال تولید LNG با تعهدات بین المللی
- تغذیه امارات از طریق خط لوله دلفین.
- توسعه صنایع پایین دستی گاز (GTL ، آلومینیوم، فولاد،.)
- ثروتمندترین کشور جهان (سرانه)

- تولید ۴۰۰ هزار بشکه نفت از " الشاهین " مشترک با پارس جنوبی

تحولات امارات

توسعه اقتصادی و رشد بالای تقاضا برای گاز

تولید نفت: تقریباً ثابت

تحولات منطقه ای و آثار آن بر ایران

عمان و کویت:

- تقاضای بالای گاز
- ظرفیت تولید نفت تقریبا ثابت

ترکیه :

- توسعه اقتصادی همراه با افزایش تقاضا برای نفت و گاز
- تلاش جهت ایجاد رقابت بین ایران و روسیه در تامین گاز
- پتانسیل رساندن گاز ایران به اروپا

قزاقستان:

توسعه گسترده ظرفیت نفت (کاشگان)

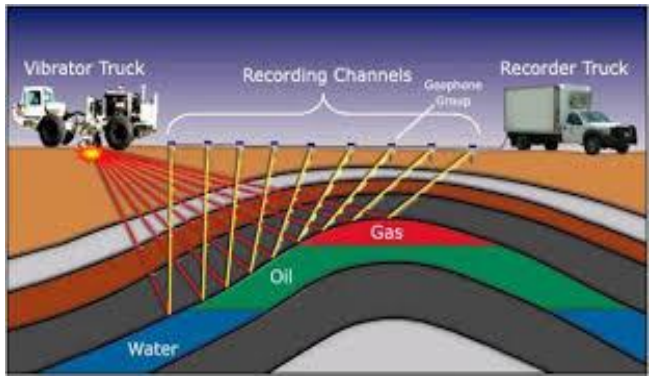
صدور گاز به چین

تلاش برای صدور گاز به اروپا

بازارهای هدف:

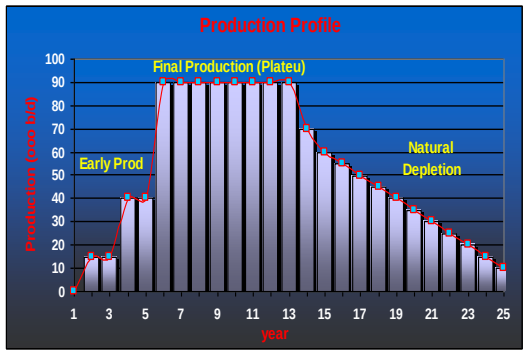
صنعت بالادستی نفت در یک نگاه

۱. مرحله اکتشاف



۲. مرحله توسعه

۳. مرحله تولید



پروژه های نفتی عموما سه دسته هستند :

طرح های اکتشافی

طرح های توسعه میدان های مکشوفه توسعه نیافته که Green Field نامیده می شوند

طرح های افزایش بازیافت میدان هایی که سابقه تولید دارند و Brown Field نامیده می شوند

ضرورتهای صنعت بالادستی نفت

واقعیت این است که یک مخزن نفتی مانند یک موجود زنده است که باید متناسب با رفتار او که غیر قابل پیش بینی می باشد برایش نسخه پیچید

انواع قراردادهای نفتی:

۱. ترتیبات امتیازی

۲ .ترتیبات قراردادی :

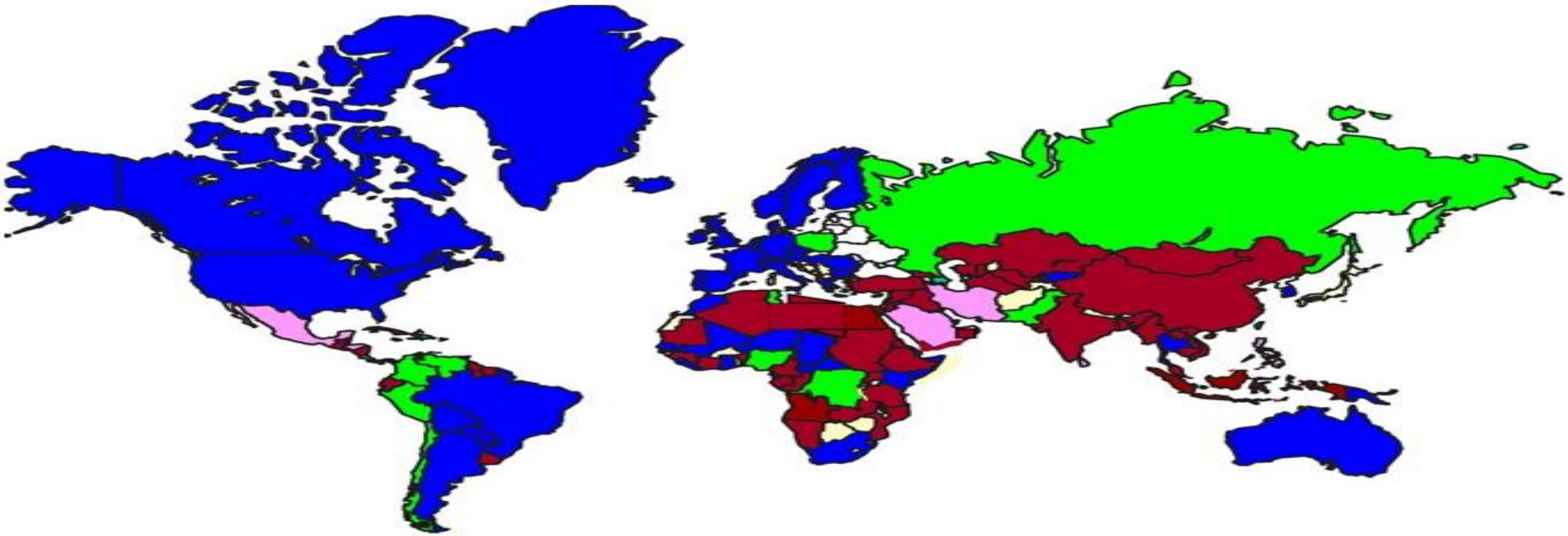
قراردادهای خدماتی

۱. قراردادهای خدماتی ساده
(بدون ریسک، خدمات شرکتهای دانش بنیان)
۲. قراردادهای خدماتی با ریسک
(بیع متقابل، قراردادهای عراق)
۳. قراردادهای خدماتی تلفیقی

قراردادهای مشارکتی

۱. مشارکت در تولید (Production sharing)
(ساده و اسلایدینگ)
۲. مشارکت در منافع (Profit sharing)
(ساده و اسلایدینگ IRR یا RI)

توزیع جغرافیایی انواع قراردادهای نفتی:



PSC, Concession,
Service or Mixture?

تفاوت قراردادهای مختلف

تفاوت های اصلی در قراردادهای نفتی:

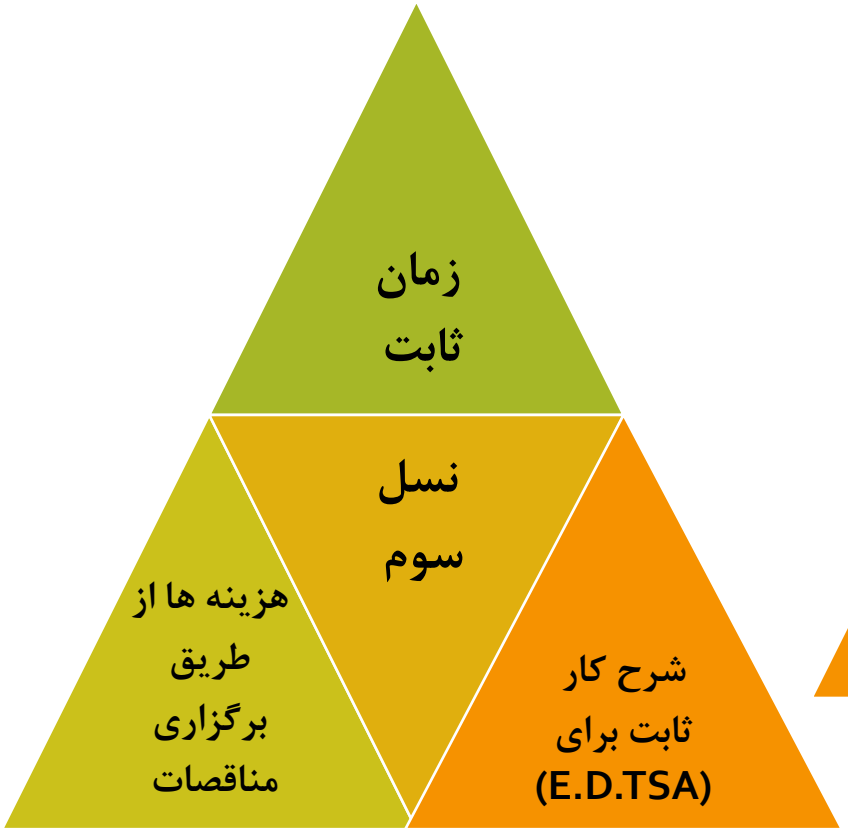
مالکیت بر ذخایر

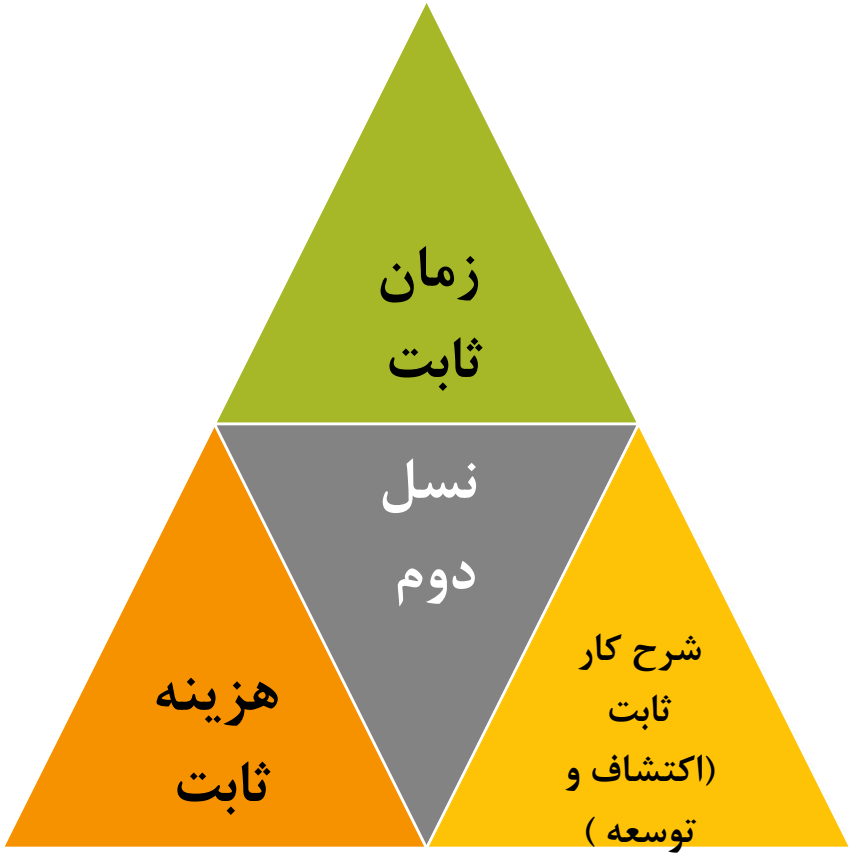
نحوه مالکیت بر تاسیسات

نحوه مالکیت بر نفت تولیدی

حاکمیت انواع رژیم مالی به عنوان عامل اصلی سود و زیان طرفین

تحولات قراردادهای بیع متقابل





دستاوردهای بیع متقابل به روایت آمار در نفت ۱۰۰ دلاری

طرح های اجرا شده گازی	
تولید گاز (میلیارد فوت مکعب در روز)	۸
ارزش سالانه تولیدات گازی (میلیارد دلار)	۲۳
تولید میعانات گازی (هزار بشکه در روز)	۳۲۰
ارزش سالانه تولیدات میعانات گازی (میلیارد دلار)	۱۱
جمع (میلیارد دلار)	۴۳
طرح های تکمیل شده و آماده راه اندازی	
تولید گاز (میلیارد فوت مکعب در روز)	۳
ارزش سالانه تولیدات (میلیارد دلار)	۱۲
تولید میعانات گازی (هزار بشکه در روز)	۱۲۰
ارزش میعانات تولیدی (میلیارد دلار)	۴
جمع (میلیارد دلار)	۱۶

ارزش سالانه محصولات گازی (میلیارد دلار)	۵۹

دستاوردهای بیع متقابل به روایت آمار در نفت ۱۰۰ دلاری

طرح های اجرا شده نفتی	
تولید نفت (هزار بشکه در روز)	۷۰۰
ارزش سالانه تولیدات (میلیارد دلار)	۲۵.۲
قراردادهای منعقد شده و در حال اجرا	
تولید (هزار بشکه)	۵۵۰
ارزش سالانه تولیدات (میلیارد دلار)	۱۹.۸
جمع (میلیارد دلار)	۴۵

جمع کل ارزش محصولات نفتی و گازی بیع متقابل (میلیارد دلار)	سالانه ۱۰۴ میلیارد دلار معادل حدود ۲۰ درصد GDP

دستاوردهای بیع متقابل به روایت آمار در نفت ۶۰ دلاری

طرح های اجرا شده گازی	
تولید گاز (میلیارد فوت مکعب در روز)	۸
ارزش سالانه تولیدات گازی (میلیارد دلار)	۲۰
تولید میعانات گازی (هزار بشکه در روز)	۳۲۰
ارزش سالانه تولیدات میعانات گازی (میلیارد دلار)	۶.۶
جمع (میلیارد دلار)	۲۶.۷
طرح های تکمیل شده و آماده راه اندازی	
تولید گاز (میلیارد فوت مکعب در روز)	۳
ارزش سالانه تولیدات (میلیارد دلار)	۸
تولید میعانات گازی (هزار بشکه در روز)	۱۲۰
ارزش میعانات تولیدی (میلیارد دلار)	۲.۶
جمع (میلیارد دلار)	۱۰.۶

ارزش سالانه محصولات گازی (میلیارد دلار)	**۳۷.۳**

دستاوردهای بیع متقابل به روایت آمار در نفت ۶۰ دلاری

طرح های اجرا شده نفتی	
تولید نفت (هزار بشکه در روز)	۷۰۰
ارزش سالانه تولیدات (میلیارد دلار)	۱۵.۱
قراردادهای منعقد شده و در حال اجرا	
تولید (هزار بشکه)	۵۵
ارزش سالانه تولیدات (میلیارد دلار)	۱۱.۹
جمع (میلیارد دلار)	**۳۷**

جمع کل ارزش محصولات نفتی و گازی بیع متقابل (میلیارد دلار)	**سالانه۷۴ میلیارد دلار معادل حدود ۱۵ درصد GDP**

دستاوردهای بیع متقابل

عوامل افزایش هزینه های سرمایه ای :

۱. تغییرات ناگهانی و غیر قابل پیش بینی بازار
۲. رفتار غیر قابل پیش بینی مخزن که منجر به تغییر برنامه توسعه و تولید گردد
۳. عدم ارزیابی صحیح اولیه

چه اتفاقی در قراردادهای بیع متقابل افتاد؟

۱. افزایش قیمت ناگهانی نفت از سال ۲۰۰۵ به بعد
۲. افزایش تحریم ها
۳.در برخی مواردتغییر رفتار مخزن که طبیعتا غیر قابل پیش بینی بود

مهمترین محدودیت های قراردادهای بیع متقابل

۱	عدم پیوستگی مراحل اکتشاف و توسعه در صورت کشف میدان تجاری
۲	عدم حضور موثر پیمانکار در دوره تولید
۳	سختی تغییر پذیری شرح کار بر اساس رفتار مخزن
۴	بستن سقف هزینه های سرمایه ای و عدم امکان بازپرداخت هزینه های بالاتر از سقف
۵	محدود بودن دوره بازپرداخت و عدم امکان بازپرداخت هزینه های باقیمانده
۶	قراردادهای بیع متقابل صرفا برای توسعه میادین مکشوفه طراحی شده بود
۷	زمان بر بودن گرفتن تاییدیه ها و فرایند تصمیم گیری
۸	عدم ارتباط منطقی با تحولات بازار بین المللی

تشکیل کمیته بازنگری

در مهر ماه سال ۱۳۹۲ به دستور وزیر محترم نفت این کمیته با دستور کار ذیل تشکیل شد:

- ***کاربرد الگوهاي قراردادي مناسب براي اجراي برنامه هاي توسعه ميدان هاي نفت و گاز و افزايش ظرفيت توليد کشور.***
- **مطالعه و ارزيابي قراردادهاي بيع متقابل نفتي که الگوي جاري کشور است.**
- **فراز و نشيب هاي اين خانواده قراردادي در طول قريب به بيست سال گذشته بويژه سالهاي اخير.**
- ***مدل جديد بايد در چهارچوب سياستهاي کلي ابلاغي ، قانون نفت و ديگر اسناد بالادستي باشد.***
- **اصلاح ساختار الگوي قراردادي با هدف حفظ هر چه بهتر منافع کشور و تداوم حاکميت ملي بر منابع هيدروکربوري.**
- **بررسي الگوهاي منطقه اي و ارزيابي نقاط قوت و ضعف آنها در ارتباط با صنعت نفت ايران.**
- ***جلب سرمايه ها و بهترين فن آوري هاي نوين و استفاده از تجارب صنعت نفت کشور.***

مطالعات کارشناسی

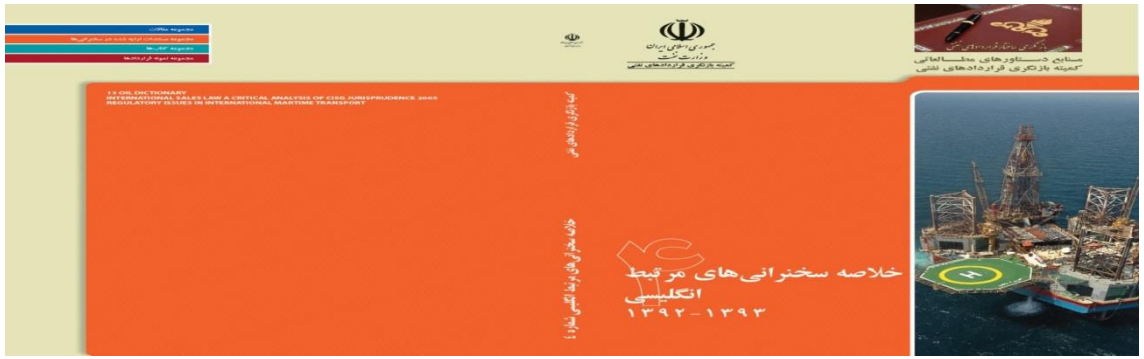
- قراردادهای ۳۳ کشور تولید کننده نفت
- پایان نامه های نوشته شده در مورد قراردادهای بالادستی در دانشگاههای داخل و خارج از کشور (۷۱ پایان نامه)
- گزارش اداره برنامه ریزی شرکت ملی نفت ایران
- مطالعه مقالات و تحقیقات انجام شده در مورد قراردادهای جدید در منطقه و کاربردی بودن یا عدم کاربردی بودن آن
- ارزیابی وضع موجود از دیدگاه :
- کارشناسان و شرکتهای داخلی و بین المللی
- مقایسه قراردادهای کشورهای تولید کننده نفت
- بررسی ساختار مدل مفهومی قرارداد نفتی
- مجموعه مقایسه ای مواد قراردادهای نفتی

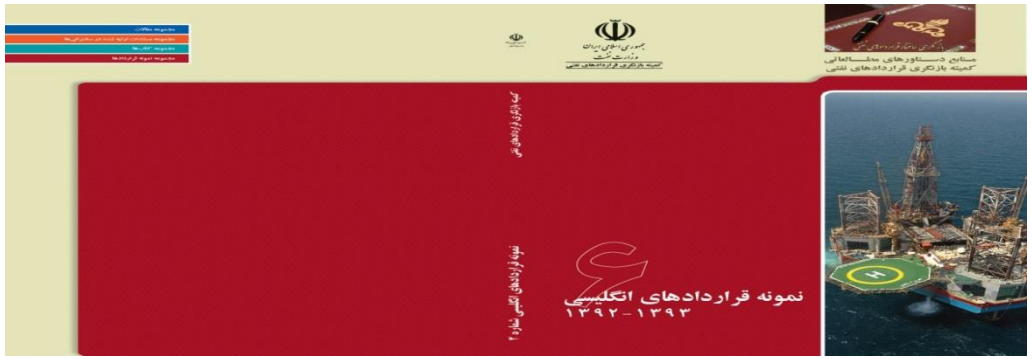
اسناد گردآوری و تولید شده کمیته بازنگری

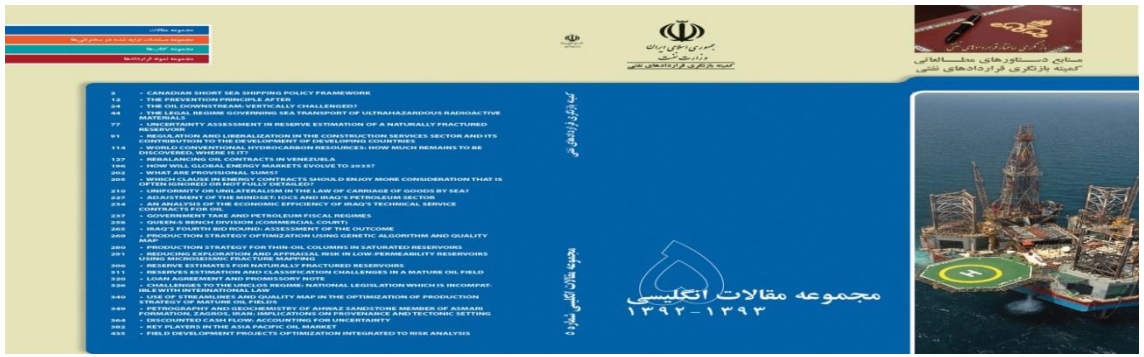
مقالات ۱۸۱ عنوان قراردادها ۳۲ عنوان

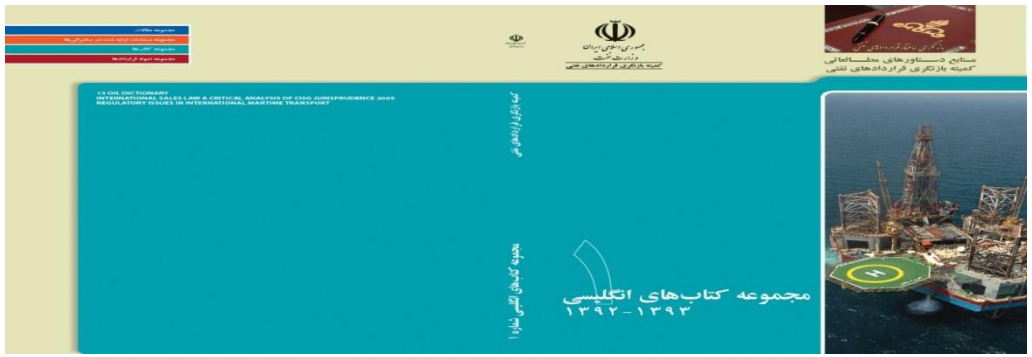
کتاب‌ها ۵۷ عنوان ارایه ها: ۱۲۳ عنوان

بیش از ۵۰ جلد کتاب چاپ شده









مهمترین دلائل بازنگری

- ضرورت توسعه ميادين نفت و گاز بويژه ميدان های مشترک
- ضرورت نزديك شدن به رويه هاي پذيرفته شده بين المللي
- رشد رقابتي سرمايه گذاري هاي نفتي در منطقه
- ۲۰ سال تجربه قراردادهاي بيع متقابل
- ضرورت افزايش جذابيت قراردادها در مقايسه با بيع متقابل براي افزايش سرمايه گذاري
- ضرورت جذب فناوری روزآمد
- تغييرات مثبت فضاي سياسي

مهمترین اهداف بازنگری

- ایجاد تحول در فرایند توسعه ، اکتشاف و بهره برداري بهينه ميادين نفت و گاز كشور
- تسریع در بهره برداری از میادین مشترک
- افزايش ضريب بازيافت از مخازن نفت و گاز
- انتقال دانش و فناوري روز دنيا به ظرفيت هاي داخلي و بومي سازي آن
- كاهش هزينه ها و ريسك كشور در اكتشاف ، توسعه و توليد از ميادين
- هم سو سازي منافع سرمايه گذار و كشور
- جلب سرمايه لازم در بخش هاي اكتشاف ، توسعه و بهره برداري ميادين نفت و گاز
- كمك به روند بين المللي شدن صنعت نفت
- كمك به تسريع روند كاهش تحريم ها

ضرورتهای صنعت بالادستی نفت

نکات مهم بند های ۱۲ تا ۱۴ اصول اقتصاد مقاومتی در خصوص صنعت بالادستی نفت

- افزایش ذخایر راهبردی نفت و گاز کشور
- توسعه پیوندهای راهبردی و گسترش همکاری و مشارکت با کشورهای منطقه و جهان بویژه همسایگان

در جهت

افزایش صادرات گاز و فرآورده های نفتی

Iran Petroleum Contract (IPC)

مدل جدید قراردادهای نفتی

اصول مدل جدید

۱	حفظ حاکمیت و مالکیت دولت بر مخازن نفت و گاز
۲	حفظ حداکثری منافع ملی
۳	انطباق با قوانین و مقررات داخلی کشور
۴	ایجاد شرایط برد برد برای طرفین قرارداد
۵	هم سو سازی منافع طرفین
۶	ثبات و پایداری روابط قراردادی طرفین
۷	همکاری در انجام عملیات توسعه و تولید
۸	بهره برداری بهینه و کارآمد
۹	بهبود روند انتقال تکنولوژی
۱۰	بین المللی شدن صنعت نفت

مدل جدید برای مناطق و شرایط زیر انعطاف پذیر است

۱ اکتشاف

۲ اکتشاف و توسعه توامان

۳ افزایش ضریب بازیافت (EOR/IOR)

۴ میادین مشترک

۵ اکتشاف، توسعه و تولید در مناطق پر ریسک و آب های عمیق

۶ اکتشاف، توسعه و تولید و افزایش ضریب بازیافت بصورت پیوسته

۷ توسعه میادین مکشوفه

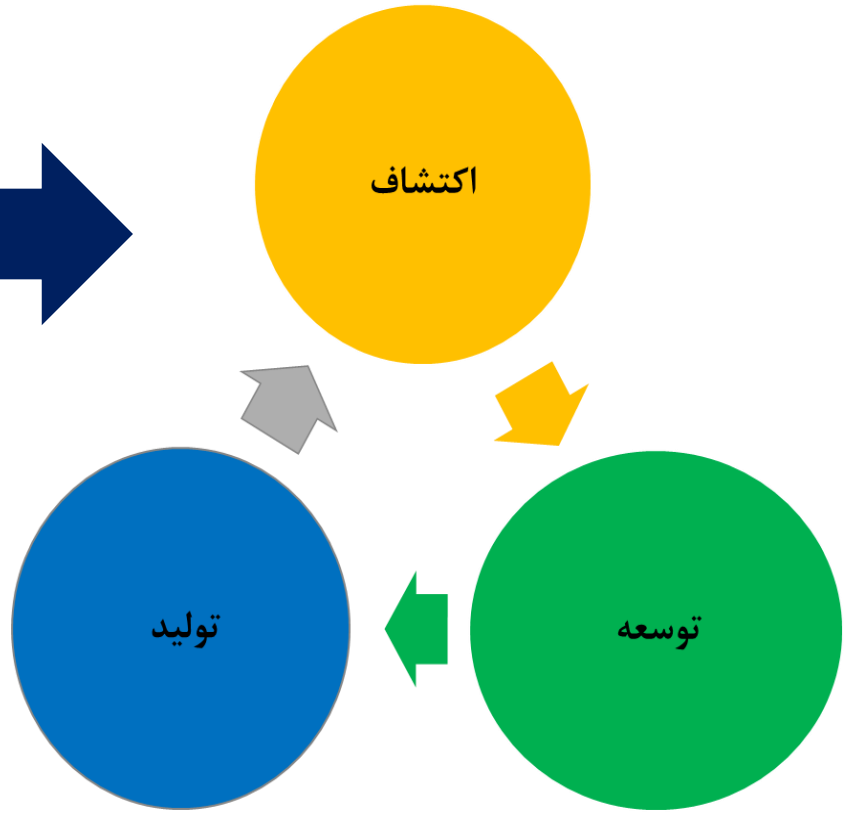
کاربرد مدل جدید قراردادهای نفتی

دسته اول - قراردادهای اکتشاف و در صورت کشف میدان / مخزن تجاری ، توسعه میدان/مخزن و در ادامه، بهره برداری از آن

تعریف بلوکهای اکتشافی بر اساس نتایج مطالعات (G&G) و شناخت نسبی پتانسیل منطقه و تعیین میزان ریسک اکتشافی آن توسط شرکت ملی نفت ایران

انعقاد قرارداد

IPC



کاربرد مدل جدید قراردادهای نفتی

دسته دوم – قراردادهای توسعه میدان ها/مخزن های کشف شده (Green Field)و در ادامه، بهره برداری از آن ها به ترتیب و تا مدت مقرر در قرارداد

تهیه طرح توسعه و ارزیابی اقتصادی اولیه توسط شرکت ملی نفت ایران (صرفا به عنوان راهنما در برگزاری مناقصه)

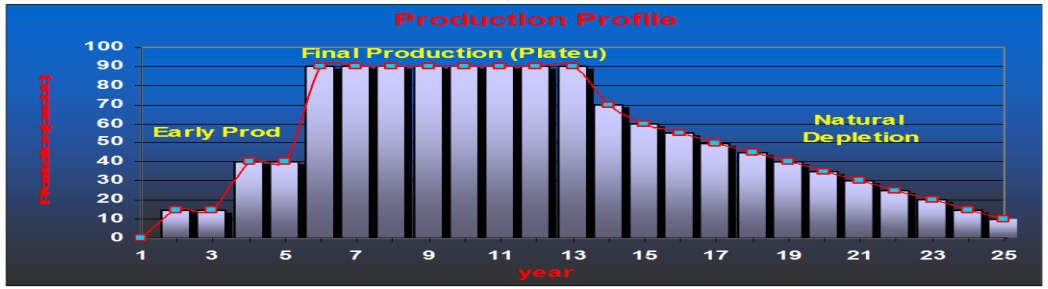
تایید طرح پیشنهادی پیمانکار

انعقاد قرارداد

مدل جدید(IPC) Iran Petroleum Contract

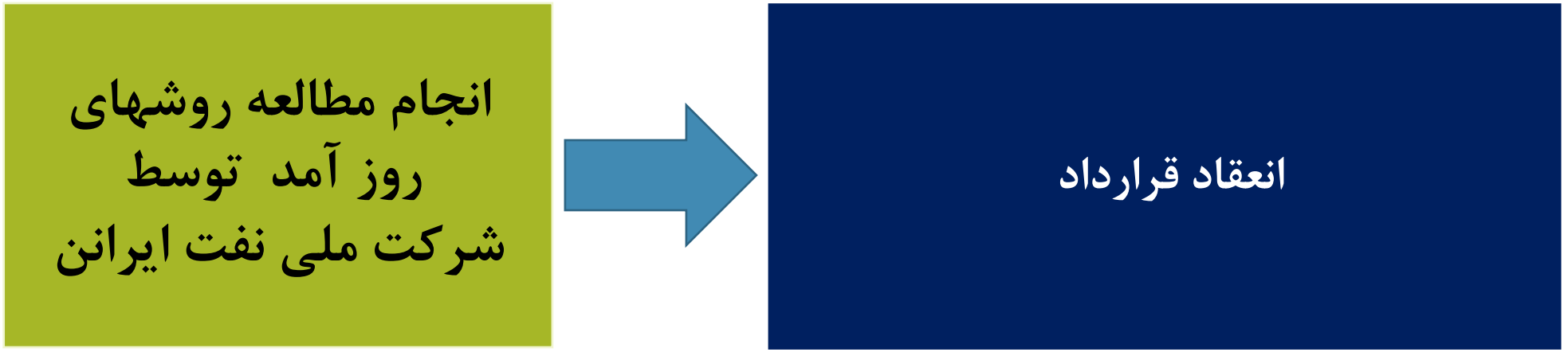
توسعه پلکانی

عملیات توسعه میدان:



کاربرد مدل جدید قراردادهای نفتی

دسته سوم –قراردادهای انجام عملیات بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت (EOR / IOR)در میدان‌ها/مخزن های در حال بهره برداری بر پایه مطالعات مهندسی مخزن و در ادامه، بهره‌برداری از آن‌ها به ترتیب و تا مدت مقرر در قرارداد.



دوره حضور شرکت نفتی بین المللی در میدان

در بیع متقابل

ش ق — فاز اکتشاف — توسط شرکت نفتی بین المللی → در صورت کشف میدان تجاری → پ ق → مناقصه

ش ق — فاز توسعه — توسط شرکت نفتی بین المللی یا جوینت ونچر → فاز تولید — توسط شرکت ملی نفت ایران → پ ق

در IPC

ش ق — فاز اکتشاف — توسط شرکت نفتی بین المللی یا جوینت ونچر ۷-۹ سال → در صورت کشف میدان تجاری

ش ت — ورود به مرحله توسعه → فاز توسعه و تولید — ۲۰-۲۵ سال → پ ق

توسط شرکت نفتی بین المللی در قالب شرکت مشترک عملیاتی

انتقال تکنولوژی

شیوه های ارتقا سطح تکنولوژی داخلی در مدل جدید قراردادهای نفت

۱. الزام مشارکت با شرکت های صاحب صلاحیت نفتی ایرانی

۲. الزام به خرید خدمات و کالا ی ایران به میزان حداقل ۵۱ درصد طبق قانون مربوطه

۳. الزام به اجرای برنامه های آموزشی بر اساس نیازهای روز صنعت نفت ایران در هر پروژه

۴. الزام به استخدام حداکثری پرسنل ایرانی در تمام سطوح

مهم ترین چالش فناوری دربخش بالادستی نفت افزایش ضریب بازیافت نفت ازمخازن است .

همکاری با ظرفیتهای داخلی

بین المللی شدن

عملیات بهره برداری بهینه

شفافیت بیشتر هزینه ها

دخالت کمتر در عملیات

انتقال تکنولوژی روز دنیا و مهارت های مدیریتی

شرکت مشترک جهت انجام عملیات

هزینه ها

IPC

هزینه های پروژه :

1. Direct Capital Costs (DCC)
2. Indirect Costs (IDC)
3. Operating costs (Opex)
4. Cost of Money (CoM)

بیع متقابل

هزینه های پروژه

1. Capital Costs (CAPEX)
2. Non-Capital Costs
3. Operating costs (Opex)
4. Bank Charge

بازپرداخت هزینه ها

در IPC

۵-۷ سال بازپرداخت هزینه ها از زمان شروع تولید اولیه (First Production) و از محل درآمد حاصله از میدان می باشد.

نحوه محاسبه دستمزد

IPC

دستمزد (Fee): از زمان تولید اولیه به میزان تولید اولیه

فی برای هر بشکه تولید روزانه اضافی نفت و یا میعانات گازی بصورت دلار در بشکه

فی برای تولید هزار فوت مکعب تولید گاز در روز

بیع متقابل

دستمزد (Remuneration Fee): از زمان تولید نهایی به میزان تعیین شده در قرارداد

دستمزد قرارداد درصدی از هزینه های سرمایه ای در نظر گرفته می شد

در مدل جدید رابطه دستمزد با هزینه قطع گردیده و رابطه با تولید برقرار شده است

در نظر گرفتن ریسکها در مدل جدید

IPC

ایجاد انگیزه جهت ورود به میدان ها و مناطق پر ریسک و پر هزینه و میدان های مشترک:

شرکت ملی نفت ایران مناطق اکتشافی کشور را به پنج بخش زیر تقسیم خواهد کرد و برای میدان های با ریسک بالا دستمزد بیشتری در نظر خواهد گرفت :

۱ مناطق ریسک خیلی کم خشکی
۲ مناطق با ریسک کم
۳ مناطق ریسک متوسط خشکی و ریسک کم دریایی
۴ مناطق ریسک بالای خشکی و ریسک متوسط دریایی
۵ مناطق با ریسک خیلی بالای خشکی، دریا و نیز میادین مشترک

بیع متقابل

این ملاحظات در قرارداد بیع متقابل وجود ندارد

کنترل درآمدهای پیمانکار

بیع متقابل

CONTRACTOR'S ECONOMIC EVALUATION
Cash Flow Table and ROR Calculation
SAMPLE PROJECT

FIGURES IN MUSD — #REF! — ROR% = 18.50%

		Total	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Cash Out														
CAPEX Phase	100 %	3,830,000	122,560	497,900	972,820	1,103,040	884,730	248,950	-	-	-	-	-	-
Non CAPEX Phase	100 %	383,000	12,256	49,790	97,282	110,304	88,473	24,895	-	-	-	-	-	-
TOTAL CASH OUT		4,213,000	134,816	547,690	1,070,102	1,213,344	973,203	273,845	-	-	-	-	-	-
Cash In														
CAPEX Recovery	100 %	3,830,000	-	-	-	-	-	321,496	639,498	637,751	637,751	637,751	639,498	316,255
NON CAPEX Recovery	100 %	383,000	-	-	-	-	-	32,150	63,950	63,775	63,775	63,775	63,950	31,625
BANK CHARGES(Recovery)	100 %	2,055,676	-	-	-	-	-	172,557	343,238	342,300	342,300	342,300	343,238	169,743
REMUNERATION	100 %	3,754,105	-	-	-	-	-	315,126	626,826	625,113	625,113	625,113	626,826	309,988
TOTAL CASH IN		10,022,781	-	-	-	-	-	841,328	1,673,512	1,668,939	1,668,939	1,668,939	1,673,512	827,611
CASH FLOW or NPV(0%)		5,809,781	134,816-	547,690-	1,070,102-	1,213,344-	973,203-	567,483	1,673,512	1,668,939	1,668,939	1,668,939	1,673,512	827,611
CUM.CASH FLOW			134,816-	682,506-	1,752,608-	2,965,952-	3,939,155-	3,371,672-	1,698,160-	29,220-	1,639,719	3,308,658	4,982,170	5,809,781
NPV(%)	18.5 %	0	159,757-	547,690-	903,040-	864,067-	584,855-	287,793	716,204	602,741	508,642	429,234	363,215	151,580
Max Contractor Share USD		11,240,154	-	-	-	-	-	943,517	1,876,778	1,871,650	1,871,650	1,871,650	1,876,778	928,133
IRR		18.50 %	0.18											

Development Phase :	66 Months (From Jan 2014 To End of Jun 2019)	TOTAL CASH IN		Mapna share	T/M	B.Ch/CASH FLOW	35.38%
Amortization Period:	72 Months (From July 2019. To End of Jun 2025)	10,022,781	./	11,240,154	89.17%	Rem/CASH FLOW	64.62%
		Intrest Rate	7.80				
Contract Term :	138+138 Months (From Jan 2014 To End of Jun****)	Remuneration / Capex = **98.02%**					

IPC

کلیه درآمدهای پیمانکار در پایان سال مالی مورد ارزیابی

$$RI = \frac{\text{کلیه درآمدهای پیمانکار در پایان سال مالی مورد ارزیابی}}{\text{کلیه هزینه های انجام شده}}$$

بازپرداخت هزینه ها و پرداخت دستمزد :

از محل حداکثر ۵۰٪ تولید میدان که بعنوان " Costs Petroleum " شناخته می شود بازپرداخت می گردد.

انعطاف پذیری مدل جدید

۱.برنامه و بودجه پروژه بصورت سالیانه بر اساس رفتار مخزن و واقعیتهای پروژه تعیین می گردد

۲. کلیه هزینه های انجام شده پروژه پس از شروع تولید اولیه در صورت انجام کلیه تعهدات قراردادی طی دوره معین باز پرداخت میگردد

۳. توازن و همخوانی مثبت بین ریسک ها و درآمد های طرفین وجود دارد

۴. سود سرمایه گذار بصورت فی برای تولید هر بشکه نفت یا هر هزار فوت مکعب و تعیین درصدی انعطاف پذیر در برابر تغییرات بازار نفت

۵. سود متفاوت برای میادین با ریسک های متفاوت

انعطاف پذیری مدل جدید

۶. اصلاح ساختار ها و شیوه های تصمیم گیری

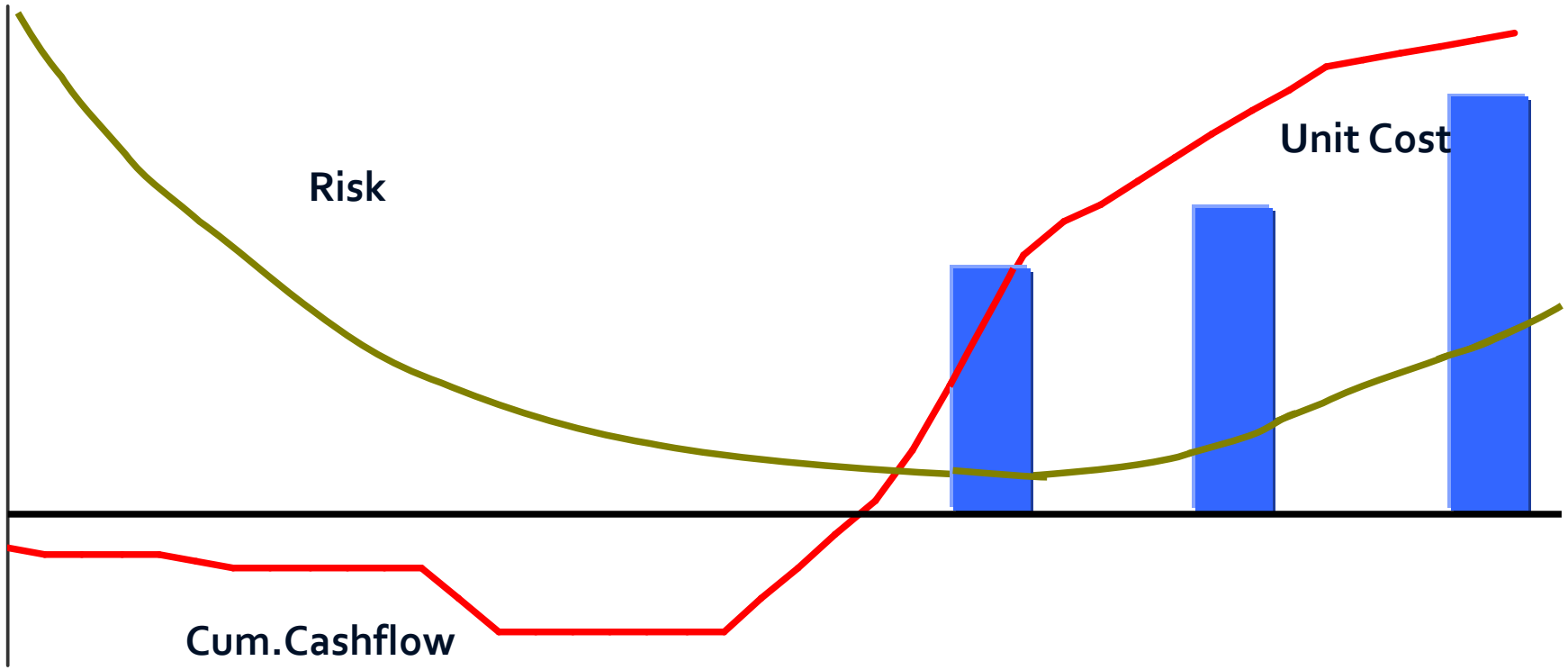
۷. شانس اکتشاف در بلوکهای جانبی در صورت عدم موفقیت در اکتشاف

۸. انعطاف پذیری برای همکاری بلند مدت از طریق تشکیل شرکت مشترک

۹. انعطاف پذیری برای افزایش زمان همکاری در صورت نیاز به انجام عملیات افزایش ضریب برداشت EOR

۱۰. انعطاف پذیری دستمزد در برابر تغییرات بازار نفت

باتشکر



Unit costs and risks in increase with a shift to IOR