



دفتر هیئت دولت رسیده، تعیین شده است. حداکثر نرخ بازگشت سرمایه پیمانکار در سقف ۱۴/۹۸ درصد (شامل سود و بهره بانکی و حق الزحمه و ریسک پیمانکار) خواهد بود.

چنانچه میزان تولید واقعی میدان در هر دوره سه ماهه بهره‌برداری معادل (۱۱/۷) درصد بیش از تولید پیش‌بینی شده در همان دوره مندرج در طرح جامع توسعه (MDP) باشد، حق الزحمه و ریسک پیمانکار در مقابل افزایش هر یک درصد مازاد بر ۹۵ هزار بشکه در روز معادل یک درصد افزایش خواهد یافت. در این صورت، امکان افزایش سقف نرخ بازگشت سرمایه پیمانکار به تناسب از ۱۴/۹۸ درصد تا حداکثر ۱۶/۵ درصد وجود دارد.

بر همین اساس در صورت کاهش هر یک درصد در میزان تولید واقعی در هر دوره در قیاس رقم پیش‌بینی شده در همان دوره، مندرج در طرح جامع توسعه، یک درصد از میزان حق الزحمه و ریسک پیمانکار کسر خواهد شد.

بر اساس این مصوبه، بازپرداخت هزینه‌های طرح شامل اصل سرمایه‌گذاری، سود تسهیلات بانکی و حق الزحمه ریسک پیمانکار از محل تولیدات و درآمد محصولات میدان نفتی یادآوران انجام می‌شود.

### سرمایه گذاری دوباره برای افزایش تولید فازهای ۷، ۶ و ۸

نمایندگان ویژه رئیس جمهور در امور نفت با طرح توسعه فازهای (۶)، (۷) و (۸) پارس جنوبی به روش بیع متقابل با هدف افزایش ظرفیت تولید گاز طبیعی از ۳ میلیارد فوت مکعب به ۳ میلیارد و ۹۰۰ میلیون فوت مکعب در روز موافقت کردند البته به شرط که سایر تولیدات طرح شامل میعانات گازی از ۱۲۰ هزار به ۱۵۸ هزار بشکه در روز و گاز مایع از یک میلیون تن به یک میلیون و ۶۰۰ هزار تن در سال افزایش یابد.

بر این اساس، مجموع هزینه‌های سرمایه‌گذاری طرح مزبور معادل ۴ میلیارد و ۸۴۱ میلیون دلار شامل ۲ میلیارد و ۴۷۰ میلیون دلار هزینه‌های سرمایه‌ای، ۲۱۳ میلیون دلار هزینه‌های غیرسرمایه‌ای، ۶۷۸ میلیون دلار هزینه‌های بهره بانکی در سقف تسهیلات (۶/۲۵ درصد) (نرخ لیبر + ۷۵ درصد) به یک میلیارد و ۴۸۰ میلیون دلار حق الزحمه و پاداش پیمانکار به منظور جبران بخشی از افزایش هزینه‌های سرمایه‌گذاری خواهد بود.

البته نرخ بازگشت سرمایه (IRR) معادل ۱۴ درصد تعیین شده است و شرکت ملی نفت ایران موظف است گزارش پیشرفت فیزیکی طرح را در مقاطع شش ماهه به معاونت برنامه‌ریزی و نظارت راهبردی رئیس جمهور ارائه کند.

### برداشت از حساب ذخیره ارزی برای ساخت پتروشیمی گلستان

کمیسیون اقتصادی دولت با اختصاص ۲۷۷ میلیون یورو از حساب ذخیره ارزی برای ساخت پتروشیمی گلستان موافقت کرد. به گزارش خبرگزاری مهر، عملیات اجرایی پتروشیمی گلستان از سال ۱۳۸۵ آغاز شده و تاکنون نزدیک به یکصد هزار نفر از مردم استان گلستان در پذیره نویسی این طرح پتروشیمی مشارکت کرده‌اند.

برای اخذ تسهیلات مالی این واحد پتروشیمی روز گذشته کمیسیون اقتصادی دولت با برداشت ۲۷۷ میلیون یورو از حساب ذخیره ارزی برای ساخت این طرح موافقت کرد و به این ترتیب پیش‌بینی می‌شود مشکل تأمین منابع مالی مورد نیاز این طرح مرتفع شود.

در همین حال شرکت ملی صنایع پتروشیمی اعلام کرده است: با اخذ مجوزهای قانونی به زودی انتشار اوراق مشارکت برای پتروشیمی گلستان آغاز می‌شود. هدف از ساخت مجتمع پتروشیمی گلستان تولید سالانه بیش از یک میلیون تن اوره و نزدیک به ۷۰۰ هزار تن آمونیاک است که با بهره‌برداری از این طرح علاوه بر تأمین کود شیمیایی مورد نیاز کشاورزان استان‌های شمالی زمینه صادرات این محصول را نیز فراهم می‌شود.

### سرمایه گذاری ۴۳۸ میلیون دلاری توسعه میدان جفیر

**گروه خبر:** دولت با اجرای طرح توسعه میدان نفتی جفیر به روش بیع متقابل، برای افزایش ظرفیت تولید نفت کشور به میزان ۲۵ هزار بشکه در روز و تولید گاز همراه به میزان ۶ میلیون و ۳۰۰ هزار فوت مکعب در روز موافقت کرد. به گزارش پایگاه اطلاع‌رسانی دولت، بر اساس تصمیم نمایندگان ویژه رئیس جمهوری در امور نفت، به استناد اصل ۱۲۷ قانون اساسی، طرح توسعه میدان نفتی جفیر در استان خوزستان به روش بیع متقابل با رعایت بند «ج» ماده ۱۴ قانون برنامه چهارم توسعه و قانون حداکثر استفاده از توان فنی و مهندسی تولیدی و صنعتی و اجرایی کشور در اجرای پروژه‌ها و ایجاد تسهیلات به منظور صدور خدمات، تولید نفت خام به میزان ۲۵ هزار بشکه در روز و گاز همراه به میزان ۶ میلیون و ۳۰۰ هزار فوت مکعب در روز اجرا می‌شود. با اجرای این طرح، ظرفیت تولید و انتقال نفت خام کشور تا سقف ۲۵ هزار بشکه در روز در سه مرحله افزایش می‌یابد.

سرمایه‌گذاری این طرح در ۶۳ ماه تا سقف ۴۳۸ میلیون دلار است که ۷۲ میلیون دلار برای تولید زود هنگام به صورت مقطوع است. هزینه‌های غیر سرمایه‌ای طرح نیز تا ۸۷ میلیون و ۶۰۰ هزار دلار تعیین شده؛ همچنین نرخ بازگشت سرمایه پیمانکار (IRR) حداکثر ۱۴ درصد و هزینه‌های بانکی تا سقف ۹۰ میلیون و ۶۰۰ هزار دلار و براساس نرخ (Libor + ۰/۷۵) درصد است.

بر اساس این مصوبه، حق الزحمه، ریسک و پاداش پیمانکار به میزان ۱۵۱ میلیون دلار و مجموع بازپرداخت در هفت سال معادل ۸۳۹ میلیون و ۲۰۰ هزار دلار تعیین شده است. دریافت و پرداخت تسهیلات هم در جدولی که به تأیید دفتر هیئت دولت رسیده، مشخص شده است.

بر این اساس، بازپرداخت هزینه‌های طرح، حق الزحمه ریسک پیمانکار از محل درآمد تولیدات میدان نفتی جفیر انجام می‌شود؛ اجرای این طرح به دریافت تأییدیه سازمان حفاظت محیط زیست وابسته است.

### سرمایه گذاری ۳،۶ میلیارد دلاری برای توسعه فاز نخست یادآوران

با موافقت دولت و با اجرای فاز نخست طرح توسعه میدان نفتی یادآوران به روش بیع متقابل، ظرفیت تولید نفت کشور ۸۵ هزار بشکه در روز افزایش می‌یابد. به گزارش پایگاه اطلاع‌رسانی دولت، بر اساس تصمیم نمایندگان ویژه رئیس جمهوری در امور نفت به استناد اصل ۱۲۷ قانون اساسی، طرح توسعه میدان نفتی یادآوران به روش بیع متقابل با رعایت بند «ج» ماده ۱۴ قانون برنامه چهارم توسعه و قانون حداکثر استفاده از توان فنی و مهندسی تولیدی و صنعتی و اجرایی کشور در اجرای پروژه‌ها و ایجاد تسهیلات به منظور صدور خدمات، به منظور تولید نفت خام به میزان ۲۵ هزار بشکه در روز اجرا می‌شود.

بر اساس این مصوبه، با اجرای طرح توسعه فاز نخست میدان نفتی یادآوران به روش بیع متقابل، ظرفیت تولید و انتقال نفت خام کشور تا سقف ۸۵ هزار بشکه در روز افزایش می‌یابد، همچنین اجرای فاز دوم توسعه میدان نفتی یادآوران پس از انجام مطالعات در مرحله نخست توسعه و تصویب شرکت ملی نفت ایران، برای تصویب به مراجع قانونی ذی ربط ارائه خواهد شد.

بر این اساس، برآورد کل اعتبار طرح در فاز نخست معادل سه میلیارد و ۶۳۳ میلیون دلار شامل دو میلیارد و ۱۰۰ میلیون دلار هزینه‌های سرمایه‌ای و ۲۰۹ میلیون دلار هزینه‌های غیرسرمایه‌ای، ۴۶۴ میلیون دلار هزینه‌های بانکی و ۸۶۰ میلیون دلار حق الزحمه و ریسک پیمانکار تعیین شده است.

همچنین زمان‌بندی دریافت و بازپرداخت تسهیلات مطابق جدولی که به تأیید

A petroleum law setting out the legal framework for foreign oil development has been marooned in Parliament, and a new government next year could object to the current contracts.

Technical worries also persist. Fields, especially untapped ones, often prove more technically challenging than expected or result in fewer reserves than anticipated.

For currently producing fields, decades of overproduction under Saddam Hussein may have caused irreparable reservoir damage, oil analysts warn. Contrary to expectations, U.S. firms bowed out of the most recent bidding.

Still, interest from foreign firms was high. Executives from more than 30 international oil companies came to Baghdad to bid for the oil fields despite the nation's volatility. A series of coordinated bombings in Baghdad last month killed more than 100 people.

A consortium led by Shell and Malaysia's Petrolia National Bhd. won the giant Majnoon field, which could hold about 12 billion barrels of reserves. The consortium proposed receiving \$1.39 a barrel and pledged to increase output to 1.8 million barrels a day.

Lukoil along with Statoil ASA secured a deal Saturday to develop another big field, West Qurna Phase 2. They proposed a fee of \$1.15 a barrel and a production plateau of 1.8 million barrels a day.

Initial agreements are to be worked out and then sent to the cabinet for approval. Mr. Shahrstani said he expects the contracts to be signed early 2010.

The two days of bidding produced deals on only seven of the 15 fields on offer. Of those, four were in the stable southern Shiite heartland while two in the north went to the only company that expressed interest: Angola's Sonogal. The last was in central Iraq, in a province where violence has remained low.

The auction was key for Iraq. Its oil bidding in June the first in over three decades largely failed, with only one giant field awarded out of eight offered. The hope was for a better showing this time. The deals are critical for boosting Iraq's oil exports and bringing in revenue to help rebuild after the 2003 U.S.-led war and decades of neglect and international sanctions under Saddam Hussein.

Iraq has not been able to raise output to even close to pre-2003 levels and is limping along at roughly 2.5 million barrels per day using technology desperately needing an overhaul. That's well short of Iraq's goal of joining the ranks of other OPEC heavyweights and reaching 12 million barrels a day in six years.

**By: HASSAN HAFIDH And CHIP CUMMINS; Wall street journal writers.**

### **Gazprom group to invest \$2bn in Iraq**

A consortium led by Russian oil firm Gazprom Neft will invest \$2 billion in developing the Iraqi oilfield it won at a recent auction and expects to pump the first crude from Badrah within three years.

Gazprom Neft, the oil arm of Russian gas giant Gazprom, plans to book some of the reserves at Badrah and to reach full production of 170,000 barrels per day (bpd) within six to seven years of signing the contract, a company executive said.

"Two levels of output are defined for this field. We expect to reach initial commercial production of 15,000 bpd in three years," Boris Zilbermints, Gazprom Neft's deputy chief executive for exploration and production, said. Gazprom Neft and partners - South Korean state-run firm Kogas, Malaysia's Petronas and Turkish state-owned petroleum company TPAO - agreed to a remuneration fee of \$5.50 per barrel in winning the rights to Badrah at the auction.

Gazprom Neft, Russia's fifth-largest oil producer, estimates the Badrah field's reserves at two billion barrels. This could increase with further exploration, Zilbermints said.

### **Sinopec's crude imports to hit 138 mln tons in 2009**

China Petrochemical Corp, the largest oil refiner in the country also known as Sinopec Group, is expected to import 138 million tons of crude oil this year, accounting for 70% of the total crude imports of the country.

It is estimated that China's total crude imports will reach 195 million tons in 2009.

Sinopec Group's equity interest in oil blocks abroad is expected to exceed 10 million tons this year. In the first eight months of this year, Sinopec Group signed 26 oil refining contracts overseas, with a total value of US\$6.99 billion.

The contract value of overseas oil refining facility construction projects reached US\$2.61 billion in 2008, compared with US\$180 million in 2003.

### **Japan's Inpex kicks off gas output at Indonesia field**

Japan's Inpex Corp. has begun producing natural gas at the North Belut gas field in Indonesia.

Through a subsidiary, Inpex owns a 35 per cent interest in the field, which was developed with partners including U.S. oil major ConocoPhillips Co. Daily production is expected to reach some 200 million cu. feet next year. Natural gas will be shipped via pipeline and sold in Malaysia, while liquefied natural gas will be supplied to Indonesia.

Inpex churns out around 400,000 barrels a day of crude oil and natural gas across the globe. Indonesia is a key location for the company, which has 11 oil and gas fields in operation or development there.