

Die Entwicklung des Ölschieferprojekts El Lajjun in Jordanien

The development of the oil-shale project Al Lajjun in Jordan

Eike von der Linden

Jordan Energy & Mining Ltd

Zusammenfassung. Jordan Energy & Mining Ltd (JEML) entwickelt die Ölschieferlagerstätte Al Lajjun in Jordanien. Syncrude aus Ölschiefer wird zur globalen Rohölversorgung beitragen, getragen von der langfristigen Ölpreisprognose von USD 90/Barrel. Das Projekt ist durch eine vollständige Machbarkeitsstudie gegangen mit 80.000 Ingenieursstunden. Es sind Verdichtungsbohrungen und ein Versuchsbergbau durchgeführt worden. Mit einer repräsentativen 500t Probe ist die Verfahrenstechnik in einer ATP Pilotanlage in Calgary ausgelegt worden. Die Ausgaben sind durch eine nicht börslich Emission mit einer aufgenommenen Finanzierung von USD 32 Mio. getragen worden. Das Projekt wird im Einklang mit geltenden Vorgaben des Umweltschutzes bezüglich CO₂-Emissionen, Wasserverbrauch und sonstigen anwendbaren Kriterien entwickelt. Die wesentlichen Ergebnisse der bankfähigen Machbarkeitsstudie sind:

- Basierend auf NI 43.101 zertifizierten sicheren und wahrscheinlichen Reserven erreicht die Konzession im nördlichen Al Lajjun Feld eine Lebensdauer von 29 Jahren
- Der bergbaulich gewonnene Ölschiefer beträgt 210 Mio. t mit 140-150 Mio. extrahierbaren Barrels
- Die netto CO₂ Emissionen sind 210kg/Barrel
- Der Wasserverbrauch (vorwiegend Brackwasser) ist ca. 0,5 m³/barrel
- 70 MW Gasturbinenkraftwerk mit teilweiser Abgabe ins Netz
- Planungs- und Bauzeit 42 Monate
- Investitionen vor Finanzierungskosten USD 1.500 Mio.
- Ausgabenwirksame Kosten USD 22/Barrel, Vollkosten ca. USD 55/Barrel

Abstract. Jordan Energy & Mining Ltd (JEML) is developing the oil-shale deposit Al Lajjun in Jordan. Syncrude from oil-shale will contribute to the global supply of oil supported by a long term oil price forecast of USD 90/bbl. The project has gone through a full FS with 80,000 engineering hours and including infill drilling, trial mining and processing of 500t representative samples in the ATP pilot plant in Calgary. The expenditures were born by a private placement which raised funds of USD 32m. The project will be in compliance with environmental thresholds related to carbon emissions, water consumption and other relevant criteria. The key findings of the bankable FS are:

- based on NI 43.101 certified 2p reserves 29year mine life in the northern Al Lajjun concession field
- Total oil-shale mined 210m t containing 140-150m extractable barrels
- Barrels per stream day approx 15,800
- Net carbon emission 210 kg CO₂/bbl
- Water used (predominantly brackish water) about 0.5 m³/bbl
- 70 MW power generated partly for power export
- Engineering and construction 42 months
- Total initial capex before financial costs USD 1,500 million
- Cash unit costs approx. USD 22/bbl, full costs approx. USD 55/bbl.