

FAKTEN ■ ANALYSEN ■ WIRTSCHAFTLICHE HINTERGRUNDINFORMATIONEN

Erdöl und Erdgas im Iran

Hilmar Rempel

EINLEITUNG

Der Iran steht mit seinem Atomprogramm gegenwärtig im Visier der US-Administration. Gelegentlich wird von unterschiedlichen Seiten in dem Kontext auch ein Zusammenhang mit den reichen Kohlenwasserstoff-Vorkommen des Irans hergestellt. Denn der Iran belegt mit seinen Kohlenwasserstoffreserven¹ in Höhe von 37,9 Gtoe² (Erdöl und Erdgas zusammengenommen) weltweit Platz 3 hinter Russland (45,6 Gtoe) und Saudi-Arabien (40,7 Gtoe).



Abbildung 1: Karte des Iran

Quelle: EIA 2003

¹ Reserven sind zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Mengen einer Kohlenwasserstoff-Lagerstätte.

² Gtoe = Gigatonnen Öläquivalent = Milliarden Tonnen Öläquivalent = 10^9 Tonnen Öläquivalent

ERDÖL

Historie

Diese Ausführungen basieren i.w. auf EICKHOFF (1995). Die Geschichte der KW-Exploration geht zurück bis in die 1870er Jahre. Die ersten Arbeiten waren jedoch nicht erfolgreich und die Konzessionen liefen 1894 aus. Seit 1896 explorierte die Russo-Persia Naphta Company in den fünf nördlichen Provinzen, die unter russischem Einfluss standen. Einen großen Teil dieser Konzessionen übernahm dann die Sinclair Consolidated Company, die ihre Rechte aber 1925 zurückgab.

Im Jahre 1901 erwarb D'Arcy die von den britischen Firmen zurückgegebenen Explorationsrechte für den gesamten übrigen Iran (ca. 1,3 Mio. km²). Seine First Exploration Company begann 1903 mit der Exploration, aber echte Erfolge blieben aus. Unter Beteiligung der Burmah Oil Company gründete D'Arcy die Concession Syndicate Ltd. Sie änderte 1904 ihren Namen in Anglo-Persian Oil Company (APOC), die 1914 mehrheitlich in britischen Besitz kam. 1908 entdeckte die APOC das erste große Ölfeld (Masjed-e-Suleyman). Die Förderung wurde bereits 1909 aufgenommen, das Erdöl ab 1913 über eine Pipeline nach Abadan transportiert und von dort exportiert. Dies war der Beginn der Erdölexporte aus den Golfstaaten.

Die APOC konnte in den 1920er Jahren mehrere sehr große Erdölfelder nachweisen (Naft Sahah, Haft Kel, Gachsaran). Im Jahre 1933 musste die APOC gut die Hälfte ihres Konzessionsgebietes zurückgeben. Zur Vermeidung weiterer Zwangsrückgaben wurde die Exploration intensiviert, wobei bis zum 2. Weltkrieg die sehr großen Erdölfelder Agha Jari und Naft Safid gefunden wurden. Im Jahre 1935 änderte die APOC

ihren Namen in Anglo-Iranian Oil Company (AIOC). Diese behielt bis zur Nationalisierung der iranischen Erdölindustrie (1951) das Monopol in der Exploration und Produktion.

Im Jahre 1951 wurden alle Aktivitäten auf dem Erdölsektor (Exploration, Produktion, Verarbeitung und Vertrieb) der neu gegründeten staatlichen National Iranian Oil Co. (NIOC) übertragen. Infolge dieser Verstaatlichung gingen die Aktivitäten in der Exploration und Produktion drastisch zurück (letztere auf 3 %) und erholten sich erst wieder, als (nach dem Sturz der Regierung Mossadegh im Jahre 1953) die Regierung des Schahs internationalen Ölgesellschaften wieder Zugang gestattete. Mit der Iranian Oil Participants Ltd. (IOP) wurde ein Konsortium gegründet, das zunächst aus 8, später aus 14 internationalen Gesellschaften unter Führung der AIOC (der späteren BP) bestand und 1954 im SW-Iran eine Fläche von 250.000 km² als Konzessionsgebiet erhielt.

Bei der NIOC lag die Verantwortung für Service-Arbeiten und die Aufsicht über zwei neue Tochtergesellschaften mit den Aufgabenfeldern Raffinerie sowie Exploration & Produktion. Ab 1957 konnte NIOC auch „Joint-Venture-Verträge“ mit ausländischen Firmen abschließen, bis 1971 wurden insgesamt 12 Verträge (50:50%) geschlossen.

Infolge der Islamischen Revolution (1979) wurden alle Verträge zwischen NIOC und IOP aufgelöst. Die NIOC übernahm wieder die Kontrolle über den gesamten Erdölsektor. Die Exploration ging zeitweilig wieder auf nahezu Null zurück. Nach dem Abschluss des Waffenstillstandes mit dem Irak (20.7.1988) wurde die Exploration erheblich verstärkt.

Artikel 44 der iranischen Verfassung stellt die Industrien der Grundstoffherzeugung, der Energieerzeugung sowie Stauwerke und Wasserversorgung unter staatliches Eigentum und schließt damit einen Eigentumserwerb durch Private bzw. Ausländer aus. Gegenwärtig wird der Inhalt des Artikels auch als ein Verbot eines Production Sharing interpretiert.

Zur Finanzierung der Investitionen in den iranischen Ölsektor mit ausländischem Kapital wurde daher 1995 mit der Einrichtung der Buy-back-Verträge eine Möglichkeit zur Öffnung des Upstream-Bereichs geschaffen. Unter dem Buy-back-Schema wurden seit 1997 Verträge im Gesamtwert von US\$ 11,5 Mrd. abgeschlossen.

Das Vertragsmodell Buy-back überlässt dem ausländischen Partner die Erschließung von Ölreserven mit

allen anfallenden Kosten. Die Förderung übernimmt das nationale iranische Unternehmen. Aus den Erlösen der Förderung werden zuzüglich einer vereinbarten Gewinnmarge die Aufwendungen für die Erschließung zurückgezahlt. Die Laufzeit eines Buy-back-Vertrags liegt bei 4-7 Jahren (Im Rahmen dieser Verträge agierende ausländische Firmen sind den Tabellen 2 und 4 im Anhang gelistet).

Erdöl Iran (Stand 2003)	
Erster Fund	1908
Erste Förderung	1909
Förderung	187 Mt ³
Verbrauch Produkte	64 Mt
Export	120 Mt
Verarbeitungskapazität	74 Mt/a
Kumulierte Förderung	7.554 Mt
Reserven	18.129 Mt
Ressourcen	3.900 Mt

Erdölreserven

Der Iran verfügt mit ca. 18,1 Gt nach Saudi Arabien über die weltweit zweitgrößten konventionellen Erdölreserven. Sein Anteil an den Welt-Erdölreserven beträgt 11,1 %. Zum Ende des Jahres 2002 erfolgte eine Höherwertung der iranischen Reserven um ca. 5 Gt, insbesondere basierend auf geplanten EOR⁴-Maßnahmen (AOG 2003).

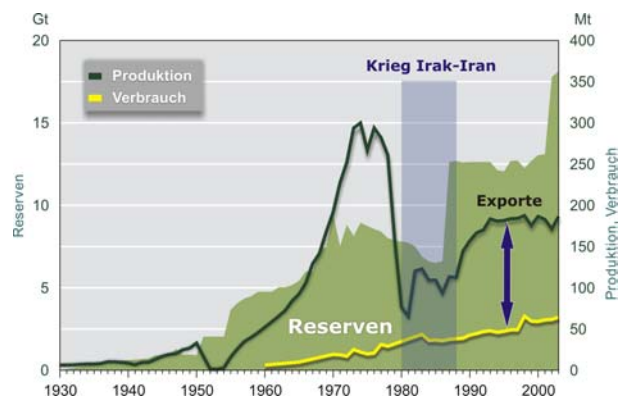


Abbildung 2: Reserven, Förderung und Verbrauch von Erdöl im Iran

Bei der Betrachtung der vorherigen Entwicklung der iranischen Erdölreserven (Abb. 2) fällt eine quasi Verdopplung der Reserven im Jahr 1987 auf. Dies steht im Zusammenhang mit einer Erhöhung der Erdölreserven der meisten OPEC-Staaten. Hierbei steht der Verdacht im Raum, dass es sich um eine politisch

³ Mt = Megatonnen = Millionen Tonnen = 10⁶ Tonnen

⁴ EOR - Enhanced Oil Recovery: Verfahren zur Verbesserung des natürlichen Entölungsgrades einer Erdöllagerstätte, tertiäre Gewinnungsverfahren

bedingte Erhöhung handelte. Denn die OPEC-Förderquoten werden in Abhängigkeit von den Erdölreserven festgelegt. Andererseits könnte es sich auch um eine Angleichung an die tatsächlichen Reserven handeln, da die vormals privaten Ölgesellschaften zu

einer Unterbewertung der Reserven neigten. CAMPBELL (2003) geht davon aus, dass es sich um politische Reserven handelt und diskontiert sie auf 9,2 Gt.



Abbildung 3: KW-Infrastruktur Iran

Quellen: IEDS 1999, Petroleum Economist 1999, ergänzt

Gegenwärtig sind im Iran mehr als 100 Ölfelder bekannt, die hauptsächlich im Südwesten des Landes konzentriert sind (Abb. 3). Eine Übersicht über die wichtigsten produzierenden Felder vermittelt Tabelle 1 im Anhang. Unter den bisher nachgewiesenen Feldern befinden sich mindestens 5 „supergiants“ (mit initialen Reserven >680 Mt), von denen es weltweit nur etwa 100 gibt, sowie ca. 40 „giants“ (>68 Mt), von denen bisher nur ein Teil entwickelt ist.

Erdölförderung

Seit Beginn der Erdölförderung wurden im Iran insgesamt 7.564 Mt Erdöl gefördert. Im Jahr 2003 belegte der Iran mit einer Förderung von ca. 187 Mt (etwa 5 % der Weltförderung) den weltweit vierten Rang. Die höchste Erdölförderung wurde 1974 (ca. 300 Mt) erreicht. Während des Krieges mit dem Irak erfolgte ein starker Einbruch (65 Mt in 1981). Seit den 1990er Jahren liegt die Erdölförderung auf einem Niveau von ca. 180 Mt (Abb. 2) – vorgegeben durch die Förderquoten der OPEC. Diese liegt für den Iran seit November 2004 bei knapp 4,0 Mb/d, die zweithöchste Quote nach Saudi Arabien (ca. 8,8 Mb/d). Damit entspricht sie der gegenwärtig vermutlich möglichen Förderkapazität, ebenfalls die zweithöchste unter den OPEC-Ländern. Der Iran ist bestrebt, die Förderkapazität bis Ende 2006 auf 5 Mb/d auszuweiten. Hierzu sind die Entwicklung neuer Felder (Tab. 2) und EOR-Maßnahmen in alten Feldern vorgesehen.

Das iranische Erdöl lagert in Teufen von knapp 1000 m bis zu ca. 4.000 m. Infolge der hohen Ergiebigkeit der Erdölbohrungen sind die Gesteungskosten gering (ca. 4,5 \$/b). Die Erdöle schwanken in ihren Dichten zwischen 19° und 45°API.

Im Jahr 2003 waren ca. 40 Felder in Förderung, davon ein Viertel offshore. Die vier größten Erdölfelder lieferten knapp 40 % der Förderung, die sieben größten knapp 53 %.

Der Iran exportierte im Jahr 2003 ca. 120 Mt Erdöl (knapp 6 % der Weltexporte, Rang 4 hinter Saudi Arabien, Russland und Norwegen). Knapp die Hälfte des iranischen Erdöls wurde in den asiatisch-pazifischen Raum (davon nach Japan ca. 27 %) und knapp 34 % nach Westeuropa exportiert (OPEC 2004).

Erdölpotenzial

Die recht beachtlichen Neufunde der letzten Jahre unterstreichen das hohe Erdölpotenzial des Iran sowohl on- als auch offshore. Bezogen auf Ende 2003

schätzen wir das Gesamtpotenzial an Erdöl auf ca. 29,6 Gt (215 Gb). Davon sind 7,6 Gt bereits gefördert, 18,1 Gt Reserven und 3,9 Gt Ressourcen⁵ (4,8 % der Weltressourcen/Rang 5). Der USGS geht in seiner Bewertung (USGS 2000) von Ressourcen in Höhe von ca. 9 Gt aus, bei einem Gesamtpotenzial von ca. 29 Gt.

Transportsysteme

Die Raffinerien im Landesinnern werden über Pipelines mit Öl aus dem Südwesten des Landes versorgt (Abb. 3). Im Rahmen eines Swaps mit Ländern der GUS im Kaspischen Raum werden seit einigen Jahren auch geringe Mengen kaspischen Öls (aus Kasachstan und Turkmenistan, seit 2002 auch aus Russland) in der Raffinerie in Teheran verarbeitet und im Gegenzug Öl am Golf exportiert. Diese Mengen können mit Fertigstellung der Pipeline Neka-Teheran zunehmen. Die von der Mehrzahl der Experten als die wirtschaftlichste angesehene Exportroute für das kaspische Erdöl zum Persischen Golf durch Iran wird bisher auf Druck der USA verhindert.

Iranisches Erdöl wird ausschließlich per Tanker über den Persischen Golf exportiert. Für den Transport des Öls zu den Terminals existieren Pipelines großen Durchmessers, die bei den großen onshore-Feldern ihren Ausgangspunkt haben. Iran verfügt über 7 Verladeterminale am Persischen Golf, von denen Kharg Island, Sirri Island und Lavan Island die größten sind.

Erdölverarbeitung

Der Iran verfügt über 9 Raffinerien mit einer Verarbeitungskapazität von ca. 72 Mt/a (OPEC 2004). Die größten Raffinerien (mit Kapazitäten >5 Mt/a) sind Abadan, Isfahan, Bandar Ab, Teheran, Arak und Tabriz (Abb. 3). Um den Inlandsbedarf an Produkten zu decken, ist eine Erweiterung der Kapazität auf ca. 100 Mt/a durch den Neubau von zwei Raffinerien in Shar Bandar und Queshm Island geplant. Die Nettoexporte an Erdölprodukten erreichten 2003 ca. 13 Mt.

⁵ Ressourcen sind nachgewiesene, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Mengen an Kohlenwasserstoffen.

ERDGAS

Erdgas Iran (Stand 2003)

Erste Förderung	1940
Förderung (kommerziell) ⁶	79 G.m ³
Verbrauch	80 G.m ³
Export	4 G.m ³
Import	5 G.m ³
Kumulierte Förderung	974 G.m ³ ⁷
Reserven	26.621 G.m ³
Ressourcen	11.000 G.m ³

Erdgasreserven

Erdgas hat für den Iran eine wesentlich größere Bedeutung, als dies im benachbarten Irak der Fall ist. Der Iran verfügt mit 26.500 G.m³ (16,3 % der Weltreserven) nach Russland (47.578 G.m³) über die weltweit zweitgrößten Erdgasreserven. Mehr als zwei Drittel der Reserven entfallen auf freies Erdgas in Erdgasfeldern. Große Mengen assoziiertes Erdgas enthalten auch die Erdölfelder. Etwas mehr als die Hälfte der Reserven dürfte in offshore-Feldern enthalten sein. Allein das größte Erdgasfeld – South Pars – hält mit ca. 12,5 T.m³⁸ fast die Hälfte der iranischen Reserven. Das South Pars Feld ist die Fortsetzung des katarischen North Field, mit dem gemeinsam es die weltweit größte Kohlenwasserstoffakkumulation bildet (mit >17 Gtoe Reserven eines der wenigen Felder der Kategorie „megagiant“). Einen Überblick über die wichtigsten Erdgasfelder Irans vermittelt Tabelle 3 im Anhang.

Erdgasförderung und -verbrauch

Die Erdgasförderung hat im Iran eine lange Tradition. Bereits in den 1940er Jahren wurden aus dem Pazanan-Feld insgesamt ca. 4 G.m³ Erdgas gefördert (VYSOTZKI 1968). Einen bedeutenden Aufschwung nahm die Erdgasförderung Ende der 1960er Jahre. In den 1970er Jahren erreichte die wirtschaftlich genutzte Erdgasförderung gut 20 G.m³. Fast die Hälfte davon wurde in die damalige Sowjetunion exportiert. Nach dem Sturz des Schahs und durch den Krieg mit dem Irak ging die Förderung drastisch zurück. Die Exporte kamen zum Erliegen.

⁶ Die kommerzielle Förderung umfasst nur das tatsächlich genutzte Erdgas. Abgefackeltes oder reinjiziertes Erdgas sowie sonstiger Schwund aus der Aufbereitung des Erdgases (Reinigung, Entschwefelung, Abtrennung von Flüssiggas) bleiben dabei unberücksichtigt.

⁷ G.m³ = Gigakubikmeter = Milliarden Kubikmeter

⁸ T.m³ = Terakubikmeter = Billionen Kubikmeter = 10¹² Kubikmeter

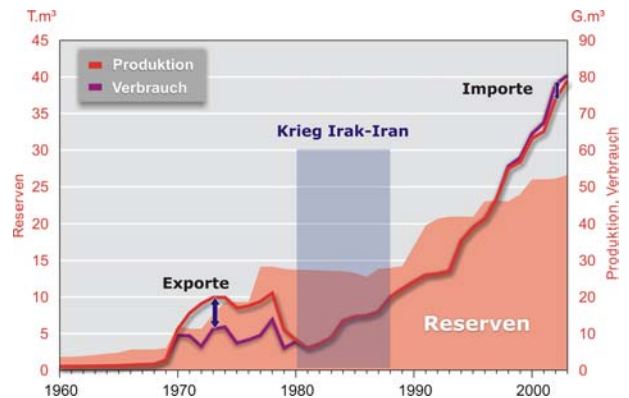


Abbildung 4: Reserven, Förderung und Verbrauch von Erdgas im Iran

Seit Mitte der 1980er Jahre ist ein stetiger Anstieg der kommerziellen Erdgasförderung bis auf fast 80 G.m³ im Jahr 2003 zu verzeichnen (Abb. 4). Damit belegte der Iran mit einem Anteil von knapp 3 % an der Weltförderung Rang 6. Der Anstieg der Erdgasförderung war u. a. durch die verstärkte Nutzung von Erdgas für die Elektrizitätserzeugung verursacht.

Große Mengen des gefördert Erdgases werden unmittelbar wieder in Erdölfelder injiziert, um deren Ausbeute zu erhöhen. Im Jahr 2003 wurden zu diesem Zweck ca. 28 G.m³ Erdgas reinjiziert. Das anschließend bei der Erdölförderung erneut anfallende Gas wurde früher nach der Abtrennung abgefackelt. Der Iran ist inzwischen bemüht, dieses Gas einer Nutzung zuzuführen. So hat sich die Menge des abgefackelten Erdgases von über 12 G.m³ im Jahr 1999 auf ca. 7 G.m³ im Jahr 2003 fast halbiert.

Mit der Entwicklung des South Pars Feldes (Tab. 4) wird in den kommenden Jahren ein starker Anstieg der Erdgasförderung erwartet. Bis zum Jahr 2010 soll die Bruttonproduktion von gegenwärtig 115 G.m³ auf ca. 292 G.m³ mehr als verdoppelt werden.

Erdgaspotenzial

Wie beim Erdöl unterstreichen die Neufunde der letzten Jahre das hohe Erdgaspotenzial des Landes. So werden dem Land neben den bekannten Reserven weitere ca. 11.000 G.m³ Erdgasressourcen zugeschrieben (BGR 2003). Damit belegt der Iran mit ca. 5,3 % der Welt-Erdgasressourcen Rang 3 nach Russland und den USA. Neben den klassischen Gebieten am Persischen Golf wird auch mit Erdgasfunden im Kaspischen Meer gerechnet.

Transportsysteme

Für den Transport von Erdgas, insbesondere zum Export und zur Versorgung des bevölkerungsreichen Nordens des Landes, wurden zwei Ferngasleitungen gebaut. Die erste, IGAT-1 (Iranian Gas Trunkline), wurde 1970 fertig gestellt und für die Exporte assoziierten Erdgases aus den Erdölfeldern Agha Jari, Ahwaz und Marun in die ehemalige Sowjetunion genutzt. Mit dem Bau einer zweiten Pipeline (IGAT-2) zum Transport von Erdgas in die Türkei und nach Westeuropa (von Kangan nach Bazargan an der Grenze zur Türkei) wurde 1975 begonnen. Nach einer Unterbrechung (seit 1985) wurden die Arbeiten erst Ende der 1990er Jahre weitergeführt. Ab 2002 fließt iranisches Erdgas in die Türkei – im Jahr 2003 wurden ca. 4 G.m³ exportiert. Die Exporte sollen bis 2010 auf 10 G. m³ steigen.

Trotz seines Erdgasreichtums musste der Iran zur Deckung des Inlandbedarfs Erdgas importieren. Die Erschließung neuer Felder konnte nicht mit der steigenden Nachfrage mithalten. Deshalb wird durch eine mit iranischen Mitteln finanzierte Pipeline seit 1998 Erdgas aus Turkmenistan in den bevölkerungsreichen Norden des Iran importiert. Im Jahr 2003 betragen die Importe ca. 5 G.m³.

Mit dem Ausbau der Förderung steigen auch die iranischen Exportmöglichkeiten. So sind schon seit langem Pläne zum Bau einer Erdgaspipeline nach Pakistan und Indien im Gespräch. Eine weitere Option für den Export ist die Errichtung von Erdgasverflüssigungsanlagen im Zuge der Entwicklung des South

Pars Feldes. Schließlich ist die Errichtung von GTL-Anlagen (gas to liquid) zur Herstellung von synthetischen Treibstoffen eine weitere Option (Tab. 4).

Ausblick

Der Iran verfügt über ein großes Kohlenwasserstoffpotenzial, das für die zukünftige Versorgung des Weltmarktes einen wichtigen Beitrag leisten kann. Hierzu ist jedoch die Erschließung weiterer Erdöl- und Erdgasfelder erforderlich. Diese Erschließung erfordert enormes Kapital. Nach Angaben des iranischen Ölministers Bijan Zanganeh beträgt der Investitionsbedarf für die Entwicklung der Öl- und Gasprojekte bis zum Jahr 2015 ca. 100 Mrd. US\$. Diese Summe kann der Iran allein nicht aufbringen – internationale Ölkonzerne und Geldgeber sind gefragt. Dem entgegen steht zum einen die Politik der iranischen Regierung, aber auch die der USA gegenüber dem Iran (einschließlich der verhängten Sanktionen). Bei entsprechender Entspannung könnte der Iran seine Förderkapazität für Erdöl deutlich ausbauen. Auf dem Erdgassektor ist ohnehin mit einer stark steigenden Rolle des Iran als Exporteur zu rechnen. Das betrifft sowohl Lieferungen in die Türkei und möglicherweise weiter nach Westeuropa, wenn das Nabucco-Projekt – eine Erdgaspipeline von der Türkei über den Balkan bis nach Österreich – verwirklicht werden sollte. Auch bei der Belieferung Südostasiens mit Erdgas dürfte dem Iran zukünftig eine wichtige Rolle zukommen.

LITERATUR

AODG (2003): Arab Oil & Gas Directory 2003, Arab Petroleum Research Center, Paris.

AOG (2003): Iran's Oil Reserves: Development from 1999 to 2002. – *Arab Oil & Gas*, 1.12.2003: 44-50.

AOG (2005): Preliminary Agreement Concluded for India to Import Iranian LNG. *Arab Oil & Gas*, 16.1.2005: 23-25.

BGR (2003): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung (Nägele und Obermiller)

CAMPBELL (2003): Regular oil production to 2075. ASPO-ODAC NEWSLETTER No 26 – February 2003, p. 5.
<http://www.energiekrise.de/e/news/aspo/Newsletter026.pdf>

EIA (2003): Iran Country Analysis Brief. <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/iran.html>

EICKHOFF, G. (1995): Erdölgeologischer Länderbericht: Persischer Golf und Anrainerstaaten. – Archivbericht Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. Hannover.

IEDS (1999): Middle East II: Annual Synopsis 1998. – Integrated Exploration and Development Services Limited.

OPEC (2004): OPEC Annual Statistical Bulletin 2003
<http://www.opec.org/library/Annual%20Statistical%20Bulletin/asb2003.htm>

PETROLEUM ECONOMIST (1999): Millennium Energy Atlas. The Petroleum Economist Ltd, London, CD-ROM.
USGS (2000): U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000 – Description and Results. USGS Digital Data series DDS-60
VYSOTZKIY, I.V. (1968): Geologiya nefi. Spravochnik. Tom 2, kniga 2: Neftyanye mestorozhdeniya zarubezhnykh stran. Nedra Mosva.

HANNOVER, DEN 14.03.2005

BUNDESANSTALT FÜR
GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE
STILLEWEG 2
D-30655 HANNOVER

h.rempel@bgr.de

TEL 0511-643-2363

FAX 0511-643-3661

COMMODITY TOP NEWS

<http://www.bgr.de/b121/commo.html>

WEITERE INFORMATIONEN ZUM THEMA “ENERGIEROHSTOFFE”

<http://www.bgr.de/b123>

Tabelle 1: Ausgewählte produzierende Erdölfelder im Iran (Ende 2002)

Name	Fundjahr	Beginn Förderung	Urspr. Reserven Mt	Verbl. Reserven Mt	Förderkapazität kb/d*	Teufe m	Dichte °API
Festland							
Ahwaz-Asmari	1958	1959	1.382	839	800	2.500	32,0
Gachsaran	1928	1940	2.210		600	1.050	32,0
Marun-Asmari	1963		2.990	1.085	570	2.900	34,0
Parsi	1964		3.810	256	200	1.430	33,9
Agha Jari	1936	1944	3.802	204	190	2.250	34,0
Rag-e-Safid	1963		4.995	1.628	160	2.200	28,6
Bibi Hakimeh	1961	1964	5.670	1.560	150	1.400	29,9
Karanj	1963	1964	5.730	398	125	1.630	34,4
Offshore							
Darood	1961	1964	464	286	145	3.350	34,0
Salman	1965	1968	228	144	85	2.300	34,0
Aboozar	1969		163	90	125	850	26,0
Sirri E	1967	1998	136	125	85	3.000	33,0

Quellen: AOG 2003, AOGD 2003, BGR-Datenbank B 1.23

* 1 kb/d entspricht ca. 0,05 Mt/a; 1 t Erdöl entspricht ca. 7,35 b

Tabelle 2: Erdölfelder im Iran, für die eine Entwicklung in näherer Zukunft vorgesehen ist

Name	Fundjahr	Ursprüngl. Reserven Mt	Förderkapazität kb/d*	Kosten Mrd. \$	Gesellschaft
Festland					
Azadegan	1999	680	500	3,0	Japex/Pertamina
Darkhovin	1993	400	160	1,0	ENI
Offshore					
Dasht-e-Abadan	2001	600			
Darood	1961	464	286	1,0	Total/ENI
Salaman	1965	228	144	0,9	Statoil
Foroozan & Esfandiar	1966	272	109	1,9	Petrolran

Quellen: AOG 2003, AOGD 2003, EIA 2003, BGR-Datenbank B 1.23

* 1 kb/d entspricht ca. 0,05 Mt/a; 1 t Erdöl entspricht ca. 7,35 b

Tabelle 3: Ausgewählte Erdgasfelder im Iran (Ende 2002)

Name	Fundjahr	Beginn Förderung	Ursprüngl. Reserven G.m³	Verbl. Reserven G.m³	Förderkapazität MMcf/d*	Teufe m
Festland						
Kangan	1973		812			
Nar	1975		364			2.100
Khangiran	1968		322			2.200
Aghar			238			
Asaluyeh			224			
South Gashu			208			
Sarkhoun	1969		179			
Kabir Kouh			157			
Hama	2000		133			
Dey	2000		103			
Offshore						
South Pars	1988	2002	12.500	12.500	2.000	3.350
North Pars	1961		1.416		2.400	2.300

Quellen: AOGD 2003, BGR-Datenbank B 1.23

* 1 MMcf/d entspricht ca. 10,3 M.m³/a.

Tabelle 4: Entwicklung des South Pars Feldes (bisher geplante 18 Phasen)

Phases	Contractors	Status
1	Petropars Petronas (supervision)	Entered production in early 2004 after the work ran into considerable delay.
2 and 3	Total (40%) Petronas (30%) Gazprom (30%)	Started up in March 2002. Phases 2 and 3 were the first to be completed. Peak production attained in November 2002. All facilities handed over to NIOC in 2003.
4 and 5	Agip (60%) Petropars (20%) NafIran (20%)	Production started in October 2004. According to Pars Oil and Gas Company, the two phases will be fully operational by February 2005. The onshore plant was built by Hyundai Engineering & Construction Co. It has a capacity of 20 billion cu m/year of gas.
6, 7 and 8	Petropars Statoil (40%)	Following its takeover of Enterprise Oil, which had an option to acquire a 20% interest in these phases, Shell decided not to exercise this option. The buyback contract was finally signed with Statoil at the end of October 2002. Development drilling started in early 2004. The facilities are scheduled to come on stream in 2006.
9 and 10	Petropars	A consortium led by LG (of South Korea) and also including OIEC and IOEC was awarded the contract for these two phases in mid-September 2002. The contract is worth an estimated \$1.6 billion. Start-up is scheduled for 2007.
11		Total (30%) and Petronas (20%) are negotiating for the Pars LNG project to be launched as part of phase 11. An agreement was concluded in December 2004 laying down the main commercial terms for the future project, enabling engineering studies to be carried out in 2005 with a view to a final decision being taken in late 2005/early 2006. The liquefaction plant is to have a capacity of 10 million tons/year through two trains.
12, 13 and 14		These phases are due to engender liquefied natural gas (LNG) export projects and possibly a gas-to-liquids (GTL) project. Phase 12 would be reserved for NIOC LNG and phase 13 for Persian LNG (NIOC/Shell/Repsol YPF).
15 and 16		In early January 2005 Iran announced that a consortium composed of Aker Kvaerner, Sadra and Khatamolambia had submitted the best bid. As with phases 9 and 10, these two phases are to be undertaken under the terms of an engineering, procurement and construction contract, not a buyback contract.
17 and 18		To speed up the award of the contract, Pars Oil and Gas wanted to invite the same consortia that bid for phases 15 and 16 to also bid for these phases.

* Iran has indicated that some 30 phases are planned for the full-field development of South Pars.

Quelle: AOG 2005