

Bewertung und Due Diligence von Öl-Projekten 1. Teil

von Thomas Göhler (aktualisiert 2015)

Neben der Sicherung seines Vermögens in Edelmetalle, welches ich als spekulativ orientiertes Investment definiere, ist die Investition in Öl- und Gasfelder als Sachwert ein unternehmerisches Investment mit realer Wertschöpfung, ähnlich dem Betreiben einer eigenen Firma. Grundsätzlich ist es bei allen Aktivitäten vorab nötig, eine sorgfältige Unternehmensbewertung zu machen. Man nennt die in der Wirtschaft auch due diligence.

Ich wehre mich immer etwas konkrete Investmentempfehlungen zu geben und beantworte die Frage, in was man denn investieren solle am häufigsten damit dies zuerst in Wissen und Bildung, z.B. bzgl. des Finanzsystems, zu tun.

Eigenverantwortung ist eine herausragende Eigenschaft erfolgreicher Unternehmer und Investoren. Sie lassen die Entscheidungen für eigene Lösungen nicht Andere treffen, sondern suchen diese für sich selbst.

Zudem sei festgestellt, dass der strategische Investor im Gegensatz zum normalen Anleger eher ein Typ ist, welcher sich seine Engagements weniger verkaufen lässt, sondern selbst recherchiert und dann kauft. Der Vorteil darin ist, dass er sein Investment verstanden hat, was beim Anleger nur selten der Fall ist. Beim Investment ist also die Arbeit vorher: **1. mussten Sie das passende finden, 2. mussten Sie eine due diligence machen und es verstehen und 3. eine Entscheidung treffen.**

Natürlich spricht hierbei nichts dagegen, die nötigen Informationen aufbereitet dazu zur Verfügung zu stellen. Dieser zweiteilige Artikel soll tiefere Einblicke in eine Investmentmöglichkeit in die Ölindustrie vermitteln. Im ersten Teil geht es um die praktischen Verhältnisse, im zweiten Teil um die Einschätzung des Marktes.

Bei der Investition in Öl allgemein stehen natürlich verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung, u.a. Aktien, Futures, reiner Lizenzhandel, Öl-Fonds, Genussscheine (Vorsicht: Doppelbesteuerung!), gemischte Rohstofffonds, Kombinationsprojekte (Exploration, Land Lease, bestehende und Erweiterungsbohrungen) sowie die **direkte Beteiligung an Erdöl- und Erdgasförderanlagen**. Eines haben alle gemeinsam.

Nur eine kleine Minderheit nutzt diese derzeit schon und die Informationen für Anleger wie Investor dazu sind hierzulande noch recht spärlich. Die meisten kennen eigentlich nur Aktien. Daß man selbst Erdöl- und Erdgasproduzent ist oder sein kann wird meist unglaublich belächelt.

Eingangs stelle man sich doch mal die Frage, ob man mit Aktien überhaupt **Geld verdienen kann?**

Ich verneine das eher. Man kann nur **spekulativen Gewinn oder Verlust** machen. Um Geld zu verdienen braucht es **ein regelmäßiges Einkommen - eigene Arbeit**, die eines Investors oder Unternehmers. Ein Aktieneinkommen haben durch Dividenden höchstens 1 % und das, weil diese Millionen investieren konnten. Schlafen, wie Kostolany mal propagierte, sollte man dabei auch nicht. Solche Aussagen sind dazu da, die Masse über die Börse zu entreichern.

Ich möchte daher mit diesem Artikel die Nische der direkten Beteiligung an Erdöl- und Erdgasförderanlagen erläutern, da diese vergleichsweise eine der rentabelsten unternehmerischen Beteiligungen darstellt.

Explorations-und Erweiterungsprojekte

Bei direkten Investments in Öl- und Gasbeteiligungen ist man prozentual bzgl. der Beteiligungssumme Miteigentümer (passiver Produktionspartner) an den gesamten Produktionsanlagen und den Rohstoffen im Boden samt deren Verkaufserlöse. Neben verschiedenen Kombinationsprojekten gibt es unterschiedliche Klassifizierungen. Es gibt explorative Projekte sowie Erweiterungsbohrungen oder bestehende Produktionen .

In Explorationen zu investieren ist hier das größte Risiko, daher nur für große Ölmultis lukrativ. Einzelne kleinere Explorer bieten das zwar auch dem Anleger an nur sollte man sich klar darüber sein, dass von 10 Bohrungen 9 scheitern können. Man sollte sich auch nicht von „kostengünstigerem“ Equipment verleiten lassen, da Explorer z.B. wegen der Verlustquote billigere Rohre einsetzen. Eine Explorationsbohrung ist damit preiswerter als unten beschriebene Produktionen, da ja bei Explorern auch zunächst keine Infrastruktur und Technik mit finanziert werden muß.

Mit Explorationen sind zudem auch sehr viel öfters Totalverluste möglich. Daher sollte man hier die Finger von lassen. In den USA bezeichnet man allerdings jedes nach Öl bohrende Unternehmen pauschal mit dem Wort „*exploration*“, so dass anhand dieser Angabe die tatsächliche Ölförderungsmethode nicht zwingend definiert ist.

Erweiterungsbohrungen

Bei Erweiterungsbohrungen bestehen in einem erschlossenem Gebiet mit **bekanntem Reserven** noch freie Flächen mit bestehender Infrastruktur, vergleichbar mit Baulücken in der Innenstadt wo eine Mietrendite absehbar ist. Hier erwirbt man Förderrechte von unterschiedlichen privaten Grundstückseigentümern, deren Familienname meist das Lease bezeichnet. Dabei ist die **Trefferquote** je nach Formation (z.B. Sandstein, Schiefer usw.) zwischen **80 bis 90 %**. Daher investiert man auch nie alles in nur eine Bohrung, sondern entweder in mehrere oder gleich in Multiprojekte, vorzugsweise noch in unterschiedliche Fördergebiete. Damit glättet man die Ausschüttungen von guten und schlechten Ergebnissen. Ich kenne selbst auch ein Multiprojekt, wo eine Quelle unrentabel ist, diese aber als Wasserentsorgungsquelle rentierlich umgenutzt wurde. Wie in jedem Unternehmen sind die Ausschüttungen aufgrund des sich an dem aktuellen Ölpreis orientierten Kaufpreises der Felder sowie deren geologischen Optimierung anfänglich geringer (im Erfolgsfalle ca. 15 bis 20% p.a.) . Später, wenn alles eingestellt ist und die Preise weiter steigen, erhöhen sich oft auch die Ausschüttungen, bis Sie nach einem Peak in der Erschöpfungsphase wieder sinken können.

"Können" deshalb, weil z.B. in 10 Jahren man für nur noch ein Viertel der früheren Fördermenge wegen des gestiegenen Ölpreises gleichzeitig den x-fachen Preis dafür erzielen kann. Es gibt Ölquellen, welche noch nach über 80 Jahren Ausschüttungen von über 30% p.a. generieren. Die jüngste Vergangenheit hat gezeigt, dass Ölproduktionen, welche vor wenigen Jahren zu günstigen Förderkosten um die 25 \$/bbl gekauft wurden, bei Ölpreisen um 130 \$ damit auch eine dreistellige Performance erreichen können.

Außerdem wird die Bohrtechnik ständig weiter entwickelt und man kann gar weitere Schichten rentabel anzapfen. Auch gibt es einen Zweitmarkt in den USA, wo man unrentabel werdende Felder ggf. verkaufen kann. Diese werden dann entweder aufwendig neu aufgearbeitet (Reworks) bzw. wartet man einige Jahre und spekuliert auf eine Preiserhöhung. Auch hier gibt es Beteiligungsmodelle am Markt. Aktiengesellschaften interessiert übrigens bei Öl- u. Gasfeldern - im Gegensatz zu Förderunternehmen – zunächst mehr der **Bilanzwert** des Rohstoffes im Boden, weniger der aktuelle **Ertragswert**, der durch die Förderung zustande kommt. Der Verkauf zum Bilanzwert ist ähnlich dem Sachwert einer Immobilie höher, weil die Bodenschätze auf Jahre preislich hochgerechnet werden und dies **höherwertig in die Bilanz der AG gebucht werden** können, was den Firmenwert der AG ebenso hebt. Der Bilanzwert setzt nicht unbedingt eine derzeitige Förderung voraus. So bemisst sich z. B. der Wert von *Exxon mobile* auch von dessen bekannten noch nicht geförderten Ölreserven im Boden. Je höher dieser durch den Ölpreis steigt, desto wertvoller wird der Konzern, was natürlich Auswirkungen auf die Aktien hat. Der (temporäre) Fall der *BP*- Aktie auf die Hälfte wegen der Ölpest im Golf von Mexico hat aber gezeigt, dass auch dies nicht zwingend schützt. Der Wert der BP-Aktie entsprach damals natürlich auch nicht dem Bilanzwert deren Öl- und Gasfelder. Sie war stark unterbewertet.

Beachtet werden sollte bei Erweiterungsbohrungen, dass man einen längeren zeitlichen Vorlauf einkalkuliert. Praktisch muß ja erst das Kapital zum Kauf der Förderrechte und Produktionsanlagen bereit stehen sowie gebohrt und die Förderanlagen fertig gestellt werden. Langjährig erfolgreiche Unternehmen mit guter Liquidität finanzieren nach Möglichkeit zwar schon vor um die Bohrungen beginnen zu können. Trotzdem kann es bis zum Abschluß des Bohrplanes eines mittleren Multi-Quellen-Projektes gute 1 bis 2 Jahre dauern bis die ersten Teilauszahlungen zur Ausschüttung kommen können. Währenddessen werden sukzessive aber auch schon fördernde Quellen abgerechnet. Kommen besondere Umstände hinzu, man stellt z.B. ungeplante förderfähige Gasreserven in einem Ölfeld fest, muß man mit dem Öffnen der Bohrungen warten bis das Gaswerk die Leitungen verlegt hat. In den USA z.B. finanziert das Gasunternehmen die Pipeline dann über einen ca.20%-igen Abschlag auf den Gaspreis. Trotz ausgezeichneter Infrastruktur vergeht auch hier etwas Zeit.

Des weiteren kann es erforderlich sein, **zusätzliche Wasserent –oder Versorgungsquellen** zu erstellen, weil der Anteil an Wasser anfänglich höher ist als geplant. Quellen in Schiefer –oder Kalksandstein fördern meistens immer Wasser mit, welches überirdisch separiert und in Entsorgungsquellen wieder abgeleitet wird. In vielen Ölfeldern wird der Rohstoff mittels eingeleitetem Wasser hochgedrückt. Bei härterem Schiefergestein wird mit aufwendiger **Frac- Technik** aller paar Jahre das Gestein mit Wasserdruck freigespült um das sich im Schiefer gebundene Öl und Gas zur Quelle hin weiter fließfähig zu halten. Derartige Fracs in 4000 m Tiefe in Texas kosteten 2008 bis 240.000 \$. Das dadurch freigesetzte Öl- und Gasgemisch kommt danach allerdings in großer Menge mit hohem Eigendruck heraus, nimmt nach Monaten ab und wird mit Pump- Jacks abgesaugt um ab einem Förderlimit wiederholt durch Fracs aktiviert zu werden. Diese dafür gebohrten Entsorgungswasserquellen werden übrigens ebenfalls rentierlich betrieben (bis 20% p.a. Ertrag möglich).

Wie vielleicht schon bemerkt, wird bei den Projekten auch bzgl. der geologischen Gesteinsformation unterschieden. Im Schiefergestein (z. B. *Barnett Shale* Texas) wird bis in ca. 4500 m Tiefe gebohrt. Danach erfolgt- wie auch bei anderen Gesteinsformationen- eine Ultraschall- Logmessung zur Lokalisierung der Öllager, damit die Frac-Tiefe eingestellt werden kann. Im Kalksandstein (z. B. Kansas) geht man häufig nur auf ca. 1000 m Tiefe, teure regelmäßige Fracs entfallen. Das Öl wird abgepumpt und ggf. mit unterschiedlichen Stimulierungsmaßnahmen fließfähig gehalten.

Es sei darauf verwiesen, dass es bislang weltweit keine technische Lösung gibt **ohne Bohrung** konkret die genauen Öllager zu eruieren. Einzige Hilfsmittel sind 3-D- Seismicmessungen die mittels Schallauswertung dreidimensionale Ansichten tiefliegender Schichten liefern können. Erfahrene Geologen wissen aber über die Formationsausdehnung u.a. auch aufgrund der Quellen in der Umgebung und schließen dann auf die Bohrposition. Es kommt hin und wieder vor, dass sich trotz guter Fördergebiete einige Regionen wegen punktueller geologischer Besonderheiten (Wasseradern, Abbruchzonen) als unrentabel erweisen könnten.

Sollten sich daher nach ersten Logmessung bzw. Probeförderung im Lease die Messergebnisse als unwirtschaftlich erweisen, so werden angrenzende Quellen verworfen und das zur Verfügung stehende Kapital in bessere Gebiete umgeroutet. Solche Szenarien werden bei guten Unternehmen eingeplant. Hierbei unterliegen natürlich die Ausschüttungen auch einem Zeitrisko, da Ersatzprojekte eben auch erst einmal erschlossen werden müssen.

Das aufgegebene Gebiet kann u.U. später über das gute **Beziehungsnetzwerk** an größere Ölunternehmen verkauft werden, welche mit wesentlich umfangreicherer Technik, als es kleinere Operatoren vermögen, derartige Gebiete bearbeiten können.

Man muß neben o.g. Verzögerungen auch berücksichtigen, dass sich in den Gebieten gebohrte **Quellen gegenseitig positiv wie auch negativ geologisch beeinflussen** können, jede Quelle erst empirisch mit unterschiedlichen Mitteln (Druckprogramme, chemische Stimulierung) **optimal über Wochen hinweg eingestellt werden muß**. In Gebieten wo mittels Wasserdruckbeaufschlagung der Schichten von unten her ein Druck der Formation erreicht wird ergibt auch die Entwicklung des unterirdischen Wasserverlaufes Ergebnisse über die Positionierung weiterer geplanter Quellen. Für den Investor kann dies zu zeitlichen Verzögerungen der Ausschüttungen führen. Daher sind diese ersten Ergebnisse natürlich unrepräsentativ für das Projekt.

Wie bei jedem Unternehmen muß dieses ja ebenso erst aufgebaut werden und man macht einen ersten Schnitt ehestens nach drei Jahren oder nach Ablauf des *return on investment* (ROI), im Erfolgsfalle nach ca. 5 bis 7 Jahren. Der Investmenthorizont ist also ganz klar mittel – bis langfristig. Eventuell ist ein Exit durch den Verkauf möglich. Deren Bewertung richtet sich dann natürlich nach dem jeweiligen Marktwert und der Verfügbarkeit eines Zweitmarktes, was nicht immer gegeben ist.

Erweiterungsbohrungen samt Fördertechnik kosten im texanischen Schiefer aufgrund der größeren Fördertiefen oftmals wesentlich mehr als z.B. im Sandstein von Kansas wo man i.d.R. schon in 1000 m wirtschaftlich fördern kann. Bei letzterem sind die Förderkosten derzeit durchschnittlich bei 25 \$ /bbl. Es wird hochwertiges WTI-Öl gefördert. Die Fördermengen sind hierbei weniger volatil, Fracs erfolgen ca. alle 7 bis 10 Jahre und das Öl wird mangels Eigendruck oft mit Pumpen gefördert.

Im Schiefer der *Barnett Shale* sind die Förderkosten auch wegen den regelmäßigen Fracs mit ca. 40 \$/bbl höher. Dort wird auch oftmals bis zu ca. 2 /3 Erdgas gefördert. Somit hat der Gaspreis hierbei stärkeren Einfluss auf den Ertrag. Wegen der extremen Preisvolatilität von *Natural Gas* konnte sich hier auch das Aussetzen von geplanten Projekten und Tausch in günstigere Gebiete als langfristig vorteilhafter erweisen. Bestehende Förderungen werden unterdessen ebenfalls schon mal auf „Sparflamme“ zur Deckung der Selbstkosten gefahren bis der Gaspreis wieder wirtschaftliche 6 bis 8 \$ pro Kubikfuß erreicht.

Es ist natürlich ökonomisch sinnvoller den Rohstoff im Boden zu schonen und erst bei besseren Preisen intensiver zu fördern. Finanzstärkere Investoren splitten daher zur Glättung dieser möglichen Sonderfälle das Kapital in verschiedene Standorte und Projekte.

Die Art der Beteiligung als **grundbuchlich eingetragenes Eigentum** bringt es mit sich, dass die Operatoren natürlich die Eigentümer vierteljährlich über den aktuellen Produktionsstatus informieren. Im Gegensatz beispielsweise zum Fondsanleger, der nur jährlich informiert wird, bekommt der Investor im Ölgeschäft auch **das Auf und Ab des Anfangsgeschäftes** hautnah mit.

Die Beurteilung dieser Berichte erfordert daher natürlich einige Kenntnisse über das Gewerbe. Personen mit geringer unternehmerischer Denkweise kommen da schon mal ins schlingern. Allerdings kann man die Einstellung auch erlernen.

Produzierende Felder

Wesentlich einfacheres Anfangshandling haben da **die pdp-Produktionen (proved developed productions)**. Bei diesen besteht ja schon mind. eine nachweislich laufende Quelle mit Reserven, die dem Eigentümer zügig erste Erträge beschert. Damit kann man natürlich besser kalkulieren. Diese Felder sind aber auch etwas teurer wegen dem geringeren Risiko, der Vorarbeit und weil die mit heutiger Technik förderbaren Reserven auf Basis aktueller Rohstoffpreise eingekauft werden müssen. Daher lohnt sich der Erwerb nur in Zeiten niedriger Öl- und Gaspreise. Es ist verständlicherweise wesentlich schwieriger geworden überhaupt an lukrative pdp-Produktionen mit noch ausreichenden Reserven heran zu kommen, denn wer verkauft schon ohne Not eine sprudelnde Geldquelle?

Dazu benötigt man jahrzehntelange Connections auf privater Beziehungsebene zu den Operatorfamilien sowie natürlich auch die besten Geologen und Geophysiker zur Prüfung dieser. Solche erfahrenen Unternehmen haben dann auch eine hohe Erfolgsquote ertragreicher Fördermengen aus den Projekten.

Wenn man gute Beziehungen hat, gibt es gelegentlich hier noch einen Königsweg. Man beobachtet z.B. einige Monate die ersten Bohraktivitäten von Operatoren in erschlossenen Gebieten, welche manch einer auf eigenes Risiko in Vorleistung erbringt. Je nach Ergebnis kann der Kapitalgeber bei guten Perspektiven einsteigen und sich am Fortgang des Projektes beteiligen. Daß der Kaufpreis wegen dem „Vorschussrisikos“ seitens des Operators dann natürlich deutlich höher liegt ist verständlich, lässt sich aber einkalkulieren. Bei guten Quellgebieten können somit schon Erstausschüttungen von ca. 8 % erfolgen, welche durch künftige Folgedrills diese dann auf 2-stellige Performancewerte anheben können.

Qualitätsnachweise, Kredite, finanzielle Reserven

Der Leser wird feststellen, dass es hierbei auch stark auf die Auswahl von gute Operatoren ankommt.

Der konservativ orientierte Kapitalgeber wird sich hier immer an eingeführte Familienbetriebe mit Erfahrungen über mehrere Geologengenerationen hinweg halten, welche bestenfalls mit **50% am Projekt** aus eigenem Vermögen beteiligt sind, um die primäre Interessenlage von vorne herein zu fixieren.

Selbstverständlich qualifiziert sich die Performance des optimalen Ölinvestments **unsubventioniert** (wenn man mal von den vorteilhaften steuerlichen Abschreibungen als Form von Subvention absieht). Es ist **frei von Fremdkrediten**, auch wenn US-Banken diese Produktionen oftmals höher beleihen als Immobilien. Außerdem macht man sich mit Bankfinanzierungen wiederum abhängig, was dem Ziel der finanziellen Unabhängigkeit bei Ölinvestments widerspricht. Freie Projekte sind mit Cash finanziert und so kann das Projekt auch nicht "*unter Wasser stehen*" wie z. B. bei Schiffsbeteiligungen (3/4 kreditfinanziert), wo trotzdem die Raten weiter laufen, der Gewinn aber eingebrochen ist.

Ausreichende **Qualitätsnachweise** z.B. in Form von laufenden Abrechnungen bestehender Projekte ist obligatorisch und sollte von transparent agierenden Anbietern vorgelegt werden können.

Gegenüber den großen Produktionskonzernen nutzen Operatoren häufig den Vorteil **schnellerer** Zahlungsabwicklungen sowie sehr **zeitnahe** Bohrtermine zusagen zu können. Für den Grundstücksinhaber sind dies maßgebliche Beweggründe, Förderrechte bevorzugt an derartige Projektinitiatoren zu verkaufen. Der Vorteil liegt hier auch in der schlankeren Kostenstruktur. Es brauchen nicht wie bei Großgesellschaften Rückstellungen und Kosten für z.B. Exploration, Forschung, Pipeline und Transport berücksichtigt werden, da lediglich produziert wird.

Selbstverständlich bekommt der gute Investor auch nicht wie bei **Blind-Pool-Fonds die Katze im Sack**. Er weiß meist vorab, in welches Gebiet investiert wird, kann es selbst wie unten beschrieben recherchieren und trägt nicht das Akkumulationsrisiko eines Fondsinitiators. Letztlich sei auch erwähnt, dass Projekte nur zum Festpreis erworben werden sollten und der Initiator über ausreichende Reservemittel verfügt, um eventuelle Reparaturen umgehend begleichen zu können. Ansonsten besteht die Gefahr, dass der Operator in Vorleistung geht und dem Miteigentümer diese nach dem „*Standard Operation Agreement*“ mit üppigen Aufschlägen bis 300% aus der Produktion einfordert. Manch Fondsanbieter kommt da z.B. schon ins schleudern. Daß ein Projekt natürlich grundsätzlich auch einen Liefervertrag zur Raffinerie bzw. zum Gaswerk beinhaltet sei noch am Rande erwähnt.

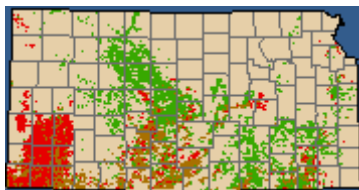
Vor Ort Recherche im Fördergebiet

Das mit Abstand beste Investitionsland ist aus vielen Gründen zweifelsfrei die USA. Darüber handelt der zweite Teil dieses Artikels. Um die Ölfelder zu beurteilen kann man natürlich direkt in die USA fliegen und die Quellen besichtigen. Sporadisch werden solche Reisen auch angeboten. Einfacher ist der Weg übers Internet.

Für den investigativen Investor an direkten Beteiligungen an Erdöl- und Erdgasförderrechten ergibt sich durch die staatlichen Aufsichtsbehörden eine ausgezeichnete Möglichkeit, **sein Fördergebiet vorab und laufend online abzurufen**.



Wenn man z.B. für Kansas über die **Geological Survey** auf das Menü **Interactive Maps** (<http://www.kgs.ku.edu/PRS/petroMaps.html>) klickt bekommt man eine interaktive Karte ähnlich der hier abgebildeten:



Über diese kann man jede Quelle samt Status mit Produktionsdaten einsehen. Hier ist dazu mal ein Beispiel einer Fördermengentabelle:

Widener--Oil and Gas Production

Additional information on this field is available in the [Digital Petroleum Atlas](#)

Discoveries currently listed:

Operator: Friedman and Autry Lease: Widener, Well 1 Location: 21S-12W: SE SE NE 26 Discovery Date: 03/09/1954 Producing zone: Arbuckle Oil	Operator: Kansas Petroleum and Sage Drilling Lease: Wilson, Well 1 Location: 21S-12W: SW SW SW 24 Discovery Date: 04/04/1972 Producing zone: Lansing Oil
Operator: Helm Energy Lease: Widener OWWO, Well 1 Location: 21S-12W: NW NE SE 26 Discovery Date: 06/01/1993 Producing zone: Viola Oil	

Counties: Stafford

[View Field Boundary](#)

Leases and Wells: [View Production by Lease for this Field](#) || [View Wells Assigned to this Field](#)

Producing Formations

Name	Depth (ft.)	Thickness (ft.)	Oil Grav	Produces	Temperature
LANSING	3375	2	-	Oil	-
VIOLA	-	-	-	Oil	-
ARBUCKLE	3574	7	-	Oil	-

Field Map (opens in new window): [View Field Map](#)

Map presented is our new mapping system—Oct. 13, 2008.

Production Charts

[View Simple JPEG chart](#) || [View Flash chart](#)

Year	Oil			Gas		
	Production (bbls)	Wells	Cumulative (bbls)	Production (mcf)	Wells	Cumulative (mcf)
1966	21,568	11	351,532	-	-	0
1967	21,148	12	372,680	-	-	0
1968	20,450	12	393,130	-	-	0
1969	19,022	12	412,152	-	-	0
1970	16,318	12	428,470	-	-	0
1971	15,017	12	443,487	-	-	0
1972	17,580	13	461,067	-	-	0
1973	15,761	13	476,828	-	-	0
1974	15,209	13	492,037	-	-	0
1975	13,876	13	505,913	-	-	0
1976	15,218	13	521,131	-	-	0
1977	14,791	13	535,922	-	-	0
1978	24,096	13	560,018	-	-	0
1979	22,735	13	582,753	-	-	0
1980	20,655	14	603,408	-	-	0
1981	42,877	17	646,285	-	-	0
1982	33,352	18	679,637	-	-	0
1983	27,109	19	706,746	-	-	0
1984	20,754	18	727,500	-	-	0
1985	35,347	20	762,847	-	-	0
1986	22,849	20	785,696	-	-	0
1987	19,160	20	804,856	-	-	0
1988	15,693	20	820,549	-	-	0
1989	17,018	20	837,567	-	-	0

1990	18,513	17	856,080	-	-	0
1991	17,503	17	873,583	-	-	0
1992	15,577	17	889,160	-	-	0
1993	16,124	17	905,284	-	-	0
1994	14,573	17	919,857	-	-	0
1995	15,411	17	935,268	-	-	0
1996	13,955	15	949,223	-	-	0
1997	12,203	15	961,426	-	-	0
1998	11,386	15	972,812	-	-	0
1999	11,380	15	984,192	-	-	0
2000	48,539	16	1,032,731	-	-	0
2001	58,639	16	1,091,370	-	-	0
2002	38,030	17	1,129,400	-	-	0
2003	18,649	17	1,148,049	-	-	0
2004	13,308	17	1,161,357	-	-	0
2005	11,612	17	1,172,969	-	-	0
2006	10,700	17	1,183,669	-	-	0
2007	9,559	17	1,193,228	-	-	0
2008	9,620	17	1,202,848	-	-	0
2009*	8,421	17	1,211,269	-	-	0

*2009 data incomplete at this time. Data from previous years may still change.

Note: bbls is barrels; mcf is 1000 cubic feet.

Jede Bohrung bekommt vom **American Petroleum Institute eine API-Klassifizierung** (z.B. Ölquelle, Wasserquelle, Öl- und Gasquelle). Diese API-Nummer, die natürlich erst nach Produktionsbeginn vergeben werden kann, wird auch in den Grundbüchern auf den Eigentümer eingetragen.

Diese unabhängige Transparenz ist u.a. ein wesentlicher administrativer Grund für die Wahl der USA als Ölstandort, da Abrechnungsmanipulationen seitens der Investmentverwalter wegen der staatlichen Kontrollorgane ausgeschlossen sind und wie man am obigen Beispiel erkennt, für jedermann übers Internet einsehbar.

Sicherheitsnetze

Zudem kann man sich unter Zuhilfenahme der Ergebnisse der Nachbargebiete, der laufenden Kosten, der Steuern und Förderabgaben sowie des Öl- und Gaspreises in Bezug auf die eingesetzte Kapitalsumme eine einfache Ertragsberechnung des eigenen Feldes ermitteln.

Der Ölpreis wird bei den Szenarien der Initiatoren meist konservativ kalkuliert, Erdgas oft gar nicht eingepreist. Da dies auch unter den üblichen Förderkosten der großen Off- Shore -Projekte liegt, sollte der Preis künftig nicht mehr langfristig unter diesen Boden fallen. Falls doch liegt oft ein weiteres Sicherheitsnetz ja durch die Förderkosten von ca. 35 - 40 \$ /bbl in den hier behandelten Beispielen.

Darüber hinaus sind aber noch weitere Details zu berücksichtigen, da man wie oben schon erwähnt, nicht allein nur aus einem Nachbar-Lease auf die Ergebnisse schließen kann. Erfolgreiche Öl- Investfirmen haben nicht nur eigene Geologen (die können auch mal irren) sondern holen sich weitere unabhängige Gutachten zum beabsichtigtem Projekt ein und lassen allesamt erneut durch weitere Geologen, Geophysiker wie auch Fördertechniker gegen prüfen.

Abschließend ist eine juristische Bewertung des Gebietes nötig, um eventuelle Rechte von Dritten am Lease zu erkennen und möglichst vorher auszulösen. Die kaufmännisch beabsichtigte Zielperformance soll zwischen 18 bis 36 % p.a.in unterschiedlichen Ausschüttungsszenarien liegen.

Durch derartige Rasterung fallen dann schon mal 9 von 10 beabsichtigten Projekten durch. Das übrig gebliebene Feld hat dann mit besserer Wahrscheinlichkeit langfristige Erträge. Hierbei berücksichtigt man, dass die Performance eine Glockenkurve ist d.h. langsam ansteigend mit einem Kapitalrückfluss nach möglichst ca. 6 Jahren, einer langjährigen Produktion von kalkulierten 10 Jahren und danach abfallender Förderung bei mutmaßlich höheren Ölpreisen als zu Projektbeginn. Gelegentlich kommt es vor, dass man ein Projekt vorzeitig verkauft, wenn man in Abhängigkeit der wirtschaftlichen Marktsituation einen ausgezeichneten Preis damit erzielen kann. Der Kaufpreis wird dann natürlich prozentual an die Eigentümer ausgeschüttet wenn dieser dem Verkauf zustimmt. Verluste sind aber auch möglich.

Steuerliche Beurteilung

Öl-Investments als Direktbeteiligung unterliegen in den USA der dortigen unternehmerischen Steuergesetzgebung und werden durch das Doppelbesteuerungsabkommen lediglich unter Progressionsvorbehalt im europäischen Heimatland berücksichtigt. Es fallen i.d.R. also hier keine Steuern (auch keine Abgeltungssteuer) an.

In den ersten 7 Jahren können natürlich die vollen Investitionskosten in den USA abgeschrieben werden. Bei kleinen Beteiligungshöhen zahlt man wg. der Freibeträge (ca. 4000\$ /Jahr/Person in 2015) eh kaum etwas. Das bedeutet, erst wenn der Kapitaleinsatz größtenteils zurück geflossen und die Abschreibungen ausgeschöpft sind, werden die Auszahlungen als Gewinn steuerlich relevant.

Investiert man z. B. nach dieser Zeit die Einnahmen erneut kann man weiterhin steuerfrei bleiben. Ansonsten zahlt man derzeit ab dem o.g. Steuerfreibetrag bis 8000 \$ Gewinn 10 % Steuer auf diese Summe.

Leistungsstarke Anbieter von Beteiligungen bieten hier ihren Partnern mittlerweile gar subventionierten Full-Service über eine Fachkanzlei an. So etwas liegt in diesem Falle dann bei jährlich ca. 240 € netto.

Das bei kleinen Beteiligungen möglicherweise diese auch einen Teil der jährl. Auszahlungen verzehren kann ist klar. Für geringe Summen ist die Beteiligung somit auch nicht gedacht. 15.000 € sollten schon investiert sein. Damit stellt sich hierzulande eh die Ausnahmesituation derartiger Industriebeteiligungen dar. Normalerweise bekommt man so was nicht unter 100.000 €. In den USA müssen Sie mind. 150.000 \$ investieren, dafür einen Eigenkapitalnachweis erbringen und ein Jahreseinkommen von 100.000 \$ belegen. Man will dort wohl nur eine Elite rein haben.

Soweit zunächst die wichtigsten Punkte zu den praktischen Vorgängen und Besonderheiten einer direkten Beteiligung an Erdöl- und Erdgasproduktionen.

Im zweitem Teil betrachten wir den Ölmarkt und den Investitionsstandort im allgemeinen.

Dipl.-Ing. Thomas Göhler ist Unternehmer aus Mecklenburg. Er ist über www.erdoelquelle.com zu erreichen. Dieser informelle Beitrag stellt keine Anlageempfehlung dar. Haftungen jedweder Art oder daraus abgeleitete Aktivitäten werden ausgeschlossen.