

BuyBack-kontrakter i Irans petroleumssektor

Kandidatnummer: 326

Veileder: Ola Mestad

Leveringsfrist: 25.04.2006

Til sammen 14515 ord

<u>1. INNLEDNING</u>	- 3 -
1.1. HISTORIE	- 3 -
1.2. IRANS POLITISKE MAKTSTRUKTUR	- 5 -
1.3. ISLAMSK LOV	- 6 -
<u>2. RETTSLIG GRUNNLAG</u>	- 10 -
2.1. BESKYTTELSE UNDER IRANSK LOV	- 13 -
<u>3. BUYBACK-KONTRAKTEN I LETE- OG UTBYGGINGSPERIODEN</u>	- 15 -
3.1. JOINT MANAGEMENT COMMITTEE	- 20 -
3.2. MASTER DEVELOPMENT PLAN	- 21 -
3.2.1. KOSTNADSTAK	- 21 -
3.2.2. TIDSKJEMA	- 25 -
3.2.3. PRODUKSJONSPROFIL	- 25 -
3.3. OLJESELSKAPETS TEKNISKE OG FINANSIELLE PLIKTER	- 26 -
3.4. NIOC PLIKTER	- 29 -
<u>4. TILBAKEBETALINGSAVTALEN</u>	- 30 -
<u>5. HEVNING AV KONTRAKTEN</u>	- 34 -
5.1. KORRUPSJONSBESTEMMELSE	- 36 -
<u>6. VOLDGIFT</u>	- 37 -
<u>7. VURDERING AV BUYBACK-AVTALER</u>	- 38 -
7.1. KONSESJONSSYSTEMET	- 39 -
7.2. PRODUKSJONSDDELINGSAVTALE	- 40 -
7.3. ETTER MIN MENING ER SVAKHETENE MED KONTRAKTEN DISSE:	- 43 -

1. Innledning

Oppgaven handler om buyback-kontrakter som iranske myndigheter inngår med utenlandske oljeselskaper for lete- og utbygging av petroleumsforekomster i Iran.

Ulike land har ulike metoder for å organisere og utvikle petroleumsvirksomheten på. Hovedformålet for det enkelte land er å utnytte sine ressurser på best mulig måte. I Iran brukes såkalte buyback-kontrakter. Buyback er en kontraktsform mellom iranske myndigheter og et eller flere oljeselskap for utbygging av et gitt oljefelt. Deretter kan oljeselskapet få tilbakebetalt kostnadene opptil på forhånd avtalt tak. Tilbakebetalingen skjer over en på forhånd bestemt periode, og starter ved produksjonsstart med utgangspunkt i for eksempel 60 % av produksjonen. I tillegg får oljeselskapet et godtgjørelseselement i form av en på forhånd avtalt prosentandel av det avtalte investeringsbudsjett. Muligheten for gevinst for oljeselskapet ved denne type avtale ligger i at selskapet forhandler seg til et høyt nok investeringsbudsjett (kostnadstak) og høyt nok godtgjørelseselement.¹ Et eksempel på en slik avtale er Statoils kontrakt for utbygging av fase 6, 7 og 8 av South Pars feltet i Persiabukten².

For å forstå bakgrunnen for slike kontrakter er man nødt til å sette seg inn i Irans historie, politiske styresett og religion. På denne bakgrunn har jeg valgt å redegjøre for landets historie, politiske maktstruktur og islamsk lov. Deretter går jeg inn på selve buyback-avtalen, kontraktsbetingelser, svakheter og tilslutt sammenligning med andre kontraktuelle regimer innenfor petroleumssektoren.

1.1. Historie

Irans oljeeventyr startet da den første oljen ble oppdaget i 1908. Konesjonen ble tildelt engelskmannen W.K. D`Arcy på en varighet av 60 år, som dannet selskapet Anglo-Iranian oil company (AIOC). I denne perioden var Iran delt inn i innflytelsessoner mellom England og Russland. Under 1.verdenskrig besatte de to stormakter landet. Dette

¹ Kilde: wikipedia.org , et informasjonsside på nettet som kan suppleres av personer med kjennskap om emnet.

² Erichsen, Arne VP. Project Tech. Statoil INT ME

i tillegg til utbredt korrupsjon og ineffektivt statsapparat førte til revolusjon i 1921. Under den andre verdenskrig invaderte begge stormaktene landet og avsatte Reza Khan. Han ble erstattet av sin sønn, som var utdannet i Europa og mye mer ettergivende for de utenlandske interesser.

I 1949 ble det utarbeidet en ny forfatning som begrenset utenlandske krefters innflytelse. Mohammad Mossadegh som var president i Iran på dette tidspunktet ønsket å nasjonalisere det utenlandske oljeselskapet (AIOC). I hans forsvar uttalte han: "Det er bedre å være uavhengig og årlig kun produsere et enkelt tonn olje, enn å produsere 32 millioner tonn som slaver for England"³. Iran var i 1950 verdens største oljeeksportør, men landets inntekter av oljen var skarve 45 millioner dollar, mens aksjeeierne i det britiske Anglo-Iranian oil company håvet inn enorme rikdommer og AIOC betalte tre ganger Irans oljeinntekter i skatt til den britiske regjeringen. I 1951 ble NIOC (The Iranian Oil Company) opprettet for å overta all eksisterende oljeproduksjon i landet. Dette førte til kollaps i oljeproduksjonen.

I 1953 overtok det pro-vestlige shah-regimet makten i Iran og inviterte utenlandske oljeselskaper til å gjenoppta oljeproduksjonen i landet. Dette var svært vellykket da produksjonen økte og nådde toppen i landets historie i 1974 med over 6 millioner fat per dag (bbl/d). Irans økonomi blomstret. Denne økonomiske utviklingen av landet kom kun et mindretall til gode. Sjahens selv hadde blitt en av verdens rikeste menn. Inntekter fra petroleumsvirksomheten ble i liten grad benyttet til å bygge opp landet, tvert imot ble pengene brukt på overdådige middager og pleie av utenlandske relasjoner. Den urbane middelklassen, som ikke var blant den rike eliten som dro nytte av sjahens storforbruk av penger og som støttet et konstitusjonelt demokrati, var svært misfornøyd med situasjonen. Opposisjonen mot sjahen var delt i tre grupper, den viktigste og mektigste var den religiøse opposisjonen som var dominert av den shiitiske leder Ayatollah Khomeini. Khomeini var i eksil i Paris, men fra sitt hjem der, spilte han inn predikter som ble kopiert i tusenvis og spredt rundt i Iran. De hadde sterkt organiserende effekt som førte til omfattende streiker og demonstrasjoner. I 1979 brøt det ut revolusjon i Iran og den 16. januar ble sjahen tvunget til å gå av. Ayatollah Khomeini overtok da rollen som landets

³ historie.cappelen.no

øverste leder og innførte et teokratisk styre i Iran. Begrepet teokrati blir brukt for å beskrive en styreform hvor religion eller tro spiller en dominerende rolle.

Året etter begynte en åtte år lang krig med Irak som tappet Iran for menneskelige og økonomiske ressurser. Mange av produksjonsanleggene for olje ble skadet, og oljeutvinningen har ennå ikke kommet opp på samme nivå som før krigen. Frem til 1995 var det ingen deltakelse av utenlandske selskaper i Iran. Noe som i kombinasjon med OPECs produksjonstak og opprettholdelse av USA sanksjonen mot å investere mer enn 20 mill dollar i olje og gas i Iran, har ført til at oljesektorens andel av BNP har minket fra 30-40 prosent på 70-tallet til 10-20 prosent i dag.

Oljereservene som er kartlagt så langt utgjør nærmere ni prosent av verdens oppdagede oljeresurser. I tillegg har Iran verdens andre største gassreserver.

I dag har Iran 32 oljefelt i drift, 25 på land og syv i Persiabukta. Kapasiteten for råoljeproduksjon ligger på rundt 3,5 millioner oljefat per dag, en årlig produksjon på 1,28 milliarder fat. Dette er en beskjeden andel av de over 100 milliarder fatene Iran eier⁴.

1.2. Irans politiske maktstruktur

Iran er en konstitusjonell islamsk republikk som har et politisk system som har sitt grunnlag i grunnloven av 1979 kalt „Qanun e Asasi“. Iran har flere intrikat sammenbunnede styringsorgan, noen er demokratisk valgte og noen velges på grunnlag av deres religiøse ekspertise.

Irans politiske maktstruktur er oppbygd med en religiøs leder på toppen – en Ayatollah (Vali-e-faqih). Denne innehar den høyeste politiske og religiøse makten, over både presidenten og parlamentet. Ayatollah Khomeini hadde denne rollen frem til sin død i 1989⁵. Etter Khomeines død ble denne rollen overtatt av Ayatollah Ali Khamenei.

⁴ Okkelmo, Stine : økonomisk rapport

⁵ Lundvall, Søren Sweden's charge d'affaires in Tehran

Den lovgivende makten ligger hos den folkevalgte parlamentet (majlis-e-shura-ye islami) med 290 medlemmer, også kalt nasjonalforsamlingen. Det er nasjonalforsamlingen som skal godkjenne alle buyback-kontrakter og eventuelle endringer i disse.

Presidenten velges for en periode på 4 år. Etter presidentvalget i 2005 ble Mahmoud Ahmadinej president. Han overtok sitt embete 3. august.

Vokterrådet (shura-ye negahban), som kan sammenlignes med et overhus, har en overvåkende rolle som øverste beskytter av islam. Ayatollah utpeker medlemmer i vokterrådet.

Vokterrådet skal sørge for at lover som blir vedtatt av parlamentet er i samsvar med islamske prinsipper. Det er også deres oppgave å tolke Grunnloven. Vokterrådet består av 12 personer, hvor seks av dem er teologer mens resterende 6 er jurister. En annen viktig oppgave som Vokterrådet innehar er nominasjon av parlamentsmedlemmer og presidentkandidater. Med andre ord, det er kun kandidater som er godkjent av Vokterrådet som kan stille til valg. Dette er bakgrunnen for den lave oppslutningen ved presidentvalget i Iran. Befolkningen opplever det ikke som et demokratisk prosess, tvert imot føler de at valget består mellom flere onder.

For å løse tvister mellom vokterrådet og parlamentet finnes et særskilt råd «council for determination of Expediency» (shura-e-maslahat) med 31 medlemmer. Meglerrådet har også myndighet til å endre grunnloven dersom det skulle anses å være nødvendig i regimets interesse. Rådet som ble opprettet i 1988, har i de senere årene oppnådd stor innflytelse innenfor iransk politikk. Ordføreren i rådet er den tidligere presidenten Rafsanjani.

1.3. Islamsk lov

Etter den islamske revolusjonen i 1979 innførte Iran, som de fleste muslimske land, islamsk lov også kalt sharia (Allahs lov). All iransk lov skal være i samsvar med islamske prinsipper.. Jfr. iranske grunnloven art 4.

“All civil, penal financial, economic, administrative, cultural, military, political, and other laws and regulations must be based on Islamic criteria. This principle applies absolutely and generally to all articles of the Constitution as well as to all other laws and regulations, and the fuqaha' of the Guardian Council are judges in this matter”

Islams lov eller Shari`a er en av verdens største rettssystemer. Det er ikke et rettssystem i vestlig forstand men en ”vei” å følge for troende muslimer⁶. Sharia inneholder både religiøse og ikke-religiøse regler.

Islam trekker ikke noen grenser mellom spesifikt religiøst og sekulært liv i likhet med de fleste klassiske religioner⁷. Derfor dekker ikke sharia bare religiøse ritualer, men også mange aspekt ved dagliglivet som eksempel regler for politikk og økonomi, samt rettsregler på området for kontraktsrett og annen generell forretningsjuss. Det er fire kilder i følge islamsk rett: Koranen, sunna, Ijma og Qiyas.

Koranen er det høyeste rettskilde og gis forrang i motstridstilfeller. Som vi kjenner til fra våre studier er ikke alltid rettskilden uttømmende, og situasjoner oppstår hvor en rettslig avgjørelse kreves, men som ikke fullt ut behandles i Koranen. Dette er bakgrunnen for de ulike tolkningsresultater i forskjellige land som praktiserer sharialovene.

Sunna er profet Mohammed sin livsførsel, praksis og tradisjoner. Anekdoter fra profetens og de 12 imamer. Tilhengere for bruk av sunna blir kalt tradisjonister. Disse mener at enhver sunna er et sterkere rettsgrunnlag enn for eksempel analogislutninger.

Ijma`a er konsensus blant det islamske rettslige kollegium av skriftlærde lovtolkere. Fast og langvarig praksis blant de på enkelte områder vil kunne vinne frem som gjeldende rett. Dersom man ikke finner en løsning for det aktuelle rettslige problemet i koranen eller i sunna tyr man til enighetsprinsippet eller analogisk tolkning.

Qiyas er basert på analogislutninger fra allerede eksisterende rettssetninger. Som nevnt er

⁶ (texas international law journal-the impact of Islamic revivalism on contract and usury law in Iran, Saudi Arabia and Egypt)

⁷ wikipedis.org/wiki/sharia

ikke Koranen uttømmende og rettsforhold som ikke er regulert i koranen kan bli løst ved hjelp av analogislutninger.

Blant lærde muslimer eksisterer det en sekundær kilde for tolkning av rettsspørsmål. Hvis en regel fører til urimelig resultat, kan den fravikes dersom det er hensiktsmessig. Dette er kalt «maslahat». Myndighetene i et muslimsk land kan fravike en regel hvis det er hensiktsmessig og er til stor nytte for samfunnet i helhet. Hensiktsmessighetsvurdering i Iran er tillagt council of Expediency, noe som fremgår av ordet ”expediency”-hensiktsmessighet.

I praksis er det en viss uenighet om de supplerende kilder og deres vekt. Dette er bakgrunnen for at det er dannet flere skoler innenfor islam. Alle muslimer skal holde seg til en lovskole, en madhahib, som gir veiledning i lov og rett. Den mest sprikende forskjellen er blant sunni- og shia- muslimer.

De ortodokse sunniskolene er maliki, hanafi, shaffei og hanbali.

Shiamuslimer tror på koranen og jafari (kjent som den tolvte imamen). Ordet shia betyr etterfølger, tilhenger, venn eller medlem av en gruppe. Shia betyr etterfølgeren av 12 imamer etter profet Mohammed. Shia muslimer mener at Ali, Muhammeds fetter, var profetens rettsmessige etterfølger som imam, og at denne stillingen er arvelig. De tror at det har vært tolv imamer og den siste fortsatt ikke er død og vil vende tilbake for å gjenopprette rettferdighet.

Den viktigste shia-gruppen er tolv-sekten. I Iran er den tolvte jafari skolen statsreligion, jfr Article 12 i grunnloven:

“The official religion of Iran is Islam and the Twelver Ja'fari school [in usual al-Din and fiqh], and this principle will remain eternally immutable. Other Islamic schools, including the Hanafi, Shafi'i, Maliki, Hanbali, and Zaydi, are to be accorded full respect, and their followers are free to act in accordance with their own jurisprudence in performing their religious rites. These schools enjoy official status in matters pertaining to religious education, affairs of personal status (marriage, divorce, inheritance, and wills) and related

litigation in courts of law. In regions of the country where Muslims following any one of these schools of fiqh constitute the majority, local regulations, within the bounds of the jurisdiction of local councils, are to be in accordance with the respective school of fiqh, without infringing upon the rights of the followers of other schools”

Innenfor sjiismen har de lærde en sterkere stilling enn i sunnismen. Enhver sjiamuslim er pålagt å følge en spesiell lærds lovtolkning. En ayatollah innehar en slik stilling i Iran. Det er bakgrunnen for samfunnsstrukturen i Iran slik den er i dag.

Islam erkjenner i prinsippet privat eierskap men ikke en absolutt rett. I islam tilhører alt Allah. Dette er kommet til uttrykk i Koranen:

”Allah, He is who created the heavens and the earth and causeth water to decened from the sky , thereby producing fruits as food for you, and maketh the ships to be of service unto you, that they may run upon the sea at His command, and hath made of service unto you the rivers, and maketh the sun and moon, constant in their service unto you, and hath made of service unto you the night and the day”

Ibid 14:32-34⁸

Allah har tilrettelagt alt for menneskene og det er deres oppgave å forvalte det mest mulig forsvarlig.

Den hellige Koranen er taus med hensyn til eierskap av mineraler. Det er overlatt til muslimer selv å bestemme. Islamsk lov skal fungere som en ramme rundt en slik lovgivning. Etter den iranske grunnloven er staten eier av naturforekomster, jfr.

“article 45:

”Public wealth and property, such as uncultivated or abandoned land, mineral deposits, seas, lakes, rivers and other public waterways, mountains, valleys, forests, marshlands, natural forests, unenclosed pastures, legacies without heirs, property of undetermined ownership, and public property recovered from usurpers, shall be at the disposal of the Islamic government for it to utilize in accordance with the public interest. Law will

⁸ minerals investment under the shari`a law s45.

specify detailed procedures for the utilization of each of the foregoing items.”

Forsvarlig forvaltning av naturressursene er lagt til Staten. Det skal komme samfunnet om helhet til gode. Som tidligere nevnt ble det gitt konsesjoner til utenlandske selskaper som omfattet store områder og det som hørte til av naturressurser. Staten mistet råderetten og satt i praksis kun igjen med ubetydelige summer og utbygde felt som var ferdig utvunnet. Etter den islamske revolusjonen ønsket myndighetene å ta tilbake alt Iran eide fra “ikke-troende”. Noe som ble trumfet gjennom ved lovendringer. Utenlandske selskaper ble kastet ut av landet og nektet innblanding i petroleumssektoren. Dette har ført til en slags hybridløsning for utvinning av olje i Iran. De er avhengig av utenlandsk ekspertise for å øke produksjonen samtidig som de frykter tap av rådighet over ressursene.

2. Rettslig grunnlag

Den gamle petroleumsloven av 1974 tillott bruk av servicekontrakter. Derimot var eierskap av utvunnet petroleum forbudt. På denne tiden hadde Iran inngått flere kontrakter med utenlandske selskaper om leting og utvikling av petroleumsreservoarene. Etter den islamske revolusjonen og vedtakelsen av den nye petroleumsloven av 1987, måtte alle investeringer foretatt av utenlandske selskaper opphøre. Bestemmelsen i petroleumsloven art 6 bestemmer at:

“All capital in vestments shall be proposed through the Ministry of Oil on the basis of the budget of the operational units and be included upon approval of the General Assembly, in the General State Budget. Foreign investment in these operations in any manner will not be allowed whatsoever.”

Som ordlyden indikerer, skal alle forslag om kapital investering i petroleumssektoren komme fra oljeministeren og godkjennes av general forsamlingen. Utenlandsk innblanding i form av investering er ikke tillatt ”whatsoever”. Etter en naturlig forståelse av ordlyden er utenlandske investeringer i petroleumssektoren forbudt etter loven. Neste problemstilling som slår man er hva Iran gjorde med de gamle pågående kontrakter de hadde etter den nye loven ble vedtatt. Alle kontrakter opphørte og for å hindre tildeling

av nye konsesjoner og kontrakter, ble det vedtatt en regel i loven som skal tilsidesette bestemmelser i motstridstilfeller. Dette er kommet til uttrykk i Art 12 : "Any law and regulation contrary to this Act shall be abrogated and stand null and void by approval of this Act."

I tillegg til at bestemmelser i petroleumsloven setter skranker for iranske myndigheter ved forvaltning av landets naturressurser, har også Grunnloven en lignende bestemmelse jfr art 81.

"The granting of concessions to foreigners for the formation of companies or institutions dealing with commerce, industry, agriculture, services or mineral extraction, is absolutely forbidden".

Spørsmålet er om forbudet i de nevnte bestemmelser vil ramme buyback-avtaler.

Etter en streng tolkning av ordlyden er all utenlandsk deltakelse i oljesektoren absolutt forbudt. Til og med service kontrakter. Siden krigen med Irak tømte Iran for menneskelig og økonomiske ressurser, har iranske myndigheter vært nødt til å foreta en mer utvidende tolkning av ordlyden for å tiltrekke seg utenlandsk ekspertise.

Etter grunnloven er "concession" forbudt. Den iranske betydning av ordet: "emtiaz"⁹ er og kan oversettes som en slags avtale som gir en særrett eller en spesiell fordel. Det brukes i sammenhenger hvor man tildeles noe spesielt eller belønnes. Det ble brukt om de tidligere utvinningstillatelser som ga vidtrekkende rettigheter til utenlandske selskaper. Selskapene fikk særrett til å utvikle og utvinne feltet, landet satt igjen med så å si ingenting. Slike tillatelser er forbudt etter loven.

Utenlandske selskaper kan ikke tildeles spesielle fordeler eller foreta investeringer som gir de slike fordeler. Slikt er det ikke under en service kontrakt. Å la et selskap yte service kan neppe falle inn under en slik særrett. Noen vil kanskje hevde at selskapet får en slik særrett ved å ha muligheten til å utvikle feltet men her vil landet ha like stor utbytte av

⁹ Iranske grunnloven art 81.

handlingen. Å gi konsesjon til noe innebærer et monopol på noe i en viss tid. Under en buyback-kontrakt får oljeselskaper risikoen for å utvikle et felt. De yter service til landet og får betalt for tjenesten. De blir verken eier av utvunnet petroleum eller får bedre betalt hvis produksjonen er høyere enn antatt.

Dette kan neppe oppfattes som monopol da de ikke engang får mulighet til å utvikle ferdig feltet dersom kommersielt felt blir oppdaget jr. ovenfor om rene lete undersøkelses avtaler. Selv om de har en slik rett må selskapet trekke seg ut av prosjektet når produksjonen starter. Dermed er det vanskelig å hevde at utenlandske selskaper under buyback-avtaler får en såkalt "emtiáz".

Etter petroleumsloven kan ikke utenlandske selskaper investere i " these operations" jr. art 6. Det er altså forbudt for utenlandske selskaper å investere i prosjekter tiknyttet petroleumsvirksomhet underlagt iransk jurisdiksjon. Myndighetene har tolket dette slik at så lenge selskapet ikke blir eier av reservoarer, installasjoner og utstyr, er det ikke forbudt etter loven. Investeringer som gir eiendomsrett er forbudt etter loven. Å yte service mot betaling faller dermed utenfor ordlyden. Med en slik utvidende tolkning er det igjen duket for bruk av buyback-kontrakter i Iran.

I muslimske land har myndighetene lov til å fravike eller foreta utvidende tolkning av rettsregler hvis det er hensiktsmessig. Dette er kalt "maslehat"¹⁰. Dette er hensiktsmessighetsvurdering som også er utbredt i andre rettsystemer. Det er en tolkningsmetode eller nærmere en sekundær rettskilde for muslimer. De bruker denne metoden i tilfeller hvor en streng tolkning av rettsregler vil føre til et urimelig resultat. I Iran er det «council for determination of Expediency» (shura-e-maslahat) som foretar denne vurderingen. I tilfeller hvor en fravikelse av en rettsregel kan tilgodesette samfunnet som helhet, vil det være hensiktsmessig å foreta en slik tolkning. Behovet for utenlandsk teknologi og kapital har bidratt til en mer utvidende tolkning av Grunnloven slik at service kontrakter kan tillates. Denne tolkning har ført at buyback-avtaler kan tillates.

"The fourth law of the five- year economic, social and cultural development plan" som er

¹⁰ Walied El-Malik : "minerals investment under the sharia law"

en erklæring fra myndighetene om deres politiske agenda i likhet med soria-moria erklæringen, har uttrykkelig tillatt bruk av buyback-avtaler for å tiltrekke utenlandske oljeselskaper. Hovedformålet med loven var å fjerne veksthindring på økonomien etter Iran-Irak krigen, og vokse i takt med resten av verdensøkonomien. Note 29 i loven gir myndighetene tillatelse til å inngå buyback-kontrakter gjennom banksystemet, som forøvrig er statseid, for å imøtekomme landets energibehov. Loven tilrettelegger forholdene for utenlandske selskaper, slik at det blir lettere å investere i Iran.

2.1. Beskyttelse under Iransk lov

Utenlandske investeringer i Iran er beskyttet av "foreign investment promotion and protection law" (FIPPA) som trådte i kraft i 2002¹¹. Den avløste den tidligere LAPFI (law for the attraction and protection of foreign investments). Den nye loven gir bedre beskyttelse i form av den dekker alle investeringer foretatt av utenlandske investorer jfr.

"Article (3)

Foreign investments admitted in accordance with provisions of this Law shall enjoy the incentives and protections available under this Law. Such investments may be admitted under the following two categories:

a) Foreign direct investment in areas where the activity of private sector is permissible;"

Buyback-kontrakter er uttrykkelig nevnt. jr. article 3 b:

"Foreign investments in all sectors within the framework of "civil participation", "buyback" and "build-operate-transfer" arrangements where the return of capital and profits accrued is solely emanated from the economic performance of the r project in which the investment is made, and such return of capital and profit shall not be dependent upon a guarantee by the Government, state-owned companies or banks."

Noe som kan skape usikkerhet rundt den nye investeringsloven, er at den strider mot en

¹¹ Brexendorff, Alexander og Ule, Christian oil & gas journal

streng tolkning av Grunnloven. Etter art 3 a, kan utenlandske selskaper kun investere i virksomheter som iransk "private sector is permissible". Med andre ord kan de bare investere hvor iranske private selskaper har investeringsadgang.

Etter en tolkning av ordlyden i Grunnloven, er det kun 10 % av markedet som er åpen for private investorer, art 44 jfr. 45. Det meste er underlagt offentlig styring.

Petroleumssektoren er et av områdene som uttrykkelig skal være myndighetsstyrt.

"Article 44

The economy of the Islamic Republic of Iran is to consist of three sectors: state, cooperative, and private, and is to be based on systematic and sound planning. The state sector is to include all large-scale and mother industries, foreign trade, major minerals, banking, insurance, power generation, dams and large-scale irrigation networks, radio and television, post, telegraph and telephone services, aviation, shipping, roads, railroads and the like; all these will be publicly owned and administered by the State. The cooperative sector is to include cooperative companies and enterprises concerned with production and distribution, in urban and rural areas, in accordance with Islamic criteria. The private sector consists of those activities concerned with agriculture, animal husbandry, industry, trade, and services that supplement the economic activities of the state and cooperative sectors. Ownership in each of these three sectors is protected by the laws of the Islamic Republic, in so far as this ownership is in conformity with the other articles of this chapter, does not go beyond the bounds of Islamic law, contributes to the economic growth and progress of the country, and does not harm society. The [precise] scope of each of these sectors, as well as the regulations and conditions governing their operation, will be specified by law."

"Article 45

Public wealth and property, such as uncultivated or abandoned land, mineral deposits, seas, lakes, rivers and other public water- ways, mountains, valleys, forests, marshlands, natural forests, unenclosed pastureland, legacies without heirs, property of undetermined ownership, and public property recovered from usurpers, shall be at the disposal of the Islamic government for it to utilize in accordance with the public interest. Law will

specify detailed procedures for the utilization of each of the foregoing items.”

I praksis er det ikke slik. Iranske private selskaper er engasjert i store deler av de nevnte markedsandelene som er forbeholdt det offentlige. Selv om iranske selskaper er involvert bør utenlandske selskaper være påpasselig med å involvere seg i markedet. Det er usikkert om loven kommer til anvendelse i slike tilfeller. Art 3 h i ”foreign investment promotion and protection law” nevner uttrykkelig beskyttelse av buyback-avtaler, men dette strider mot ordlyden i Grunnloven som eksplisitt nevner mineralreservoarer som typisk underlagt statens myndighetsutøvelse. På denne bakgrunn er utenlandske investorer på usikker grunn mht buyback-kontrakter. En annen problemstilling er om en buyback-kontrakt faller inn under investering?

Buyback er som tidligere nevnt en service-kontrakt av en spesiell type. Selv om utenlandske selskaper investerer i seismiske undersøkelser og boring av letebrønner, får de tilbakebetalt sine investeringer. De finansierer prosjektet og ”selger” det tilbake til iranske myndigheter. Selskapet blir ikke eier av installasjoner og produsert petroleum. Kravet er forhåndsavtalt og økt produksjon gir ikke økt profitt. Etter en helhetsvurdering kan man neppe hevde at buyback-avtaler kan defineres som investering. Hvorfor er buyback nevnt uttrykkelig i loven? Antageligvis er buyback nevnt for å skape klarhet for utenlandske investorer. Siden utvikling av oljereservoarer har stor betydning for iransk økonomi, og iranske myndigheter er avhengig av utenlandsk økonomi og ekspertise kan de ikke ha usikkerhetsmomenter rundt buyback-kontrakter. Dette bidrar til at utenlandske selskaper kan føle seg trygg mht sine investeringer innenfor petroleumssektoren.

3. Buyback-kontrakten i lete- og utbyggingsperioden

Siden åpning av oppstrømsnett til utenlandske selskaper i 1995, har Iranske myndigheter brukt buyback-kontrakter (tilbakekjøpskontrakter). Hovedsakelig er en buyback-kontrakt en form for service kontrakt mellom internasjonale oljeselskaper (heretter selskap/kontraktør) og NIOC (national iranian oil company) om å drive lete- og utvikling av petroleumsforekomster. NIOC er heleid av oljedepartementet. De to viktigste operative selskaper som eies av NIOC er Pars Oil & Gas Company (POGC) og Petroleum

Engineering & development company (PEDEC)¹².

Det er vanskelig å få full oversikt over beslutningsprosessen ved tildeling av buyback-kontrakter i Iran. Prosessen vil variere fra sak til sak, den er gjerne langvarig og involverer flere selskaper/myndigheter.

Den formelle beslutningsprosessen ved tildeling av buyback-kontrakter starter gjerne med en anbudskonkurranse. PEDEC eller POGD vurderer de innkomne anbudene og gir sin anbefaling til NIOCs administrative ledelse. For større transaksjoner forelegges saken deretter for en særskilt komite, før saken går til styret i NIOC: sistnevnte gir sin innstilling til oljeministeren, som igjen forelegger sin beslutning for ”majlis”, et organ som må godkjenne alle buyback-avtaler med utenlandske selskaper. Majlis er et særskilt organ i nasjonalforsamlingen.

Gjennomgangen bygger på egen tolkning av kontrakten. Det var svært vanskelig å få tak i en kopi av kontrakten. Jeg bygger mine tolkninger på en modell av kontrakten. Siden disse avtalene er konfidensielle, kan jeg dessverre ikke oppgi kilde.

Staten oljevirkosomhet er organisert gjennom det nasjonale oljeselskap (NIOC) og det er de som er ansvarlig etter kontrakten, ikke staten.

En buyback-kontrakt består av to separerte deler. Den første delen regulerer lete- og utbyggingsperioden, den andre kostandsdeknings perioden jfr. avsnitt 4.

Selskapet yter service for leting og utvikling av felt. De finansierer prosjektinvesteringene. Når produksjonen på feltet starter, vil NIOC ”kjøpe tilbake” feltet og produksjonsanleggene, og kontraktørens rolle avsluttes. Etter et vellykket prosjekt får selskapet tilbakeført sine kostnader pluss en fortjeneste som ligger mellom 15 % til 18 %, for investeringsrisikoen.

Buyback er en type risikokontrakt. Utenlandske oljeselskaper tar risikoen for leteundersøkelser og utvikling av feltet. De har risikoen hvis de skulle mislykkes å finne

¹² Advokat Erik keiserud, Hjort

og utvikle et kommersielt felt på grunn av geologiske eller tekniske årsaker.

I begynnelsen når de første service-kontrakter ble inngått, var det kun servicekontrakter mht letevirkosomhet eller utbygging. Selskapet fikk altså enten en leteundersøkelses kontrakt eller utbyggingsrett av allerede påviste funn. Under en leteundersøkelses kontrakt har ikke selskapet en særrett til å utvikle feltet selv om det er påvist nye lønnsomme petroleumsressurser. De har kun en rett til å forhandle om en slik adgang. Dette har bidratt til at buyback har fått en dårlig rykte innenfor den kontraktuelle regimen i petroleumssektoren. På bakgrunn av dette har iranske myndigheter introdusert en kombinert modell. I 2003 så den kombinerte modellen først dagens lys med både lete- og utbyggingsrett. Vi har altså per dags dato tre former for buyback:

- En ren leteundersøkelses avtale.
- Kombinert modell med lete- og utvikling.
- Utbyggingsavtale som gir selskaper rett til å utvikle påviste funn.

Hovedtrekkene av buyback er felles for de tre former, med unntak av noen få avvik som jeg vil omtale etter hvert.

Selskapet får kun dekket sine kostnader hvis de finner et kommersielt felt. Et kommersielt felt er et funn med petroleumsforekomster som det vil være lønnsomt å videreutvikle og produsere fra. Hvordan man definerer et kommersielt felt er uklart i kontrakten. Hvor lønnsomt skal det være før feltet blir definert som kommersielt?

Når selskapet oppdager et kommersielt felt må de rapportere til NIOC, en såkalt ”commerciality report”. Basert på denne rapporten må NIOC avgjøre om de anser feltet kommersielt drivverdig. I rapporten må selskapet angi estimert oljeproduksjon i de kommende 15år grunnet på teknisk og geologisk data. I rapporten skal også kostnader ved drift av feltet pluss selskapets fortjeneste basert på investert kapital beregnes. Hvilken kostnad og eventuelt fortjeneste som skal legges til grunn i beregningen, er litt usikkert. Hvilken kostnad som faller inn under kapital kostnaden og kan brukes som grunnlag for krav på fortjeneste er et forhandlingstema. Hvis summen av inntekter minus utgifter gir

NIOC en "nominal internal rate of return" over 30 %, blir feltet ansett som kommersielt¹³. Når feltet er erklært som kommersielt drivverdig av NIOC, kan partene starte nye forhandlinger mht utvikling av feltet. Dersom de ikke blir enige, kan NIOC enten legge oppdraget ut på anbud eller beslutte ikke-utbygging. Selskapet har altså ikke en særrett til å utvikle feltet selv om de har stått for leteundersøkelser, men under rene "exploration service contracts" er NIOC forpliktet til å gi selskapets anbud en viss prioritet. Forskjellige interesserte selskaper legger inn sine anbud og den som vinner, får oppdraget. Dersom selskapet som foretok leteundersøkelsen ikke får lov til å utvikle feltet, kan de få delta i prosjektet med en viss prosentandel. Hvis et annet selskap enn det som har foretatt leteundersøkelsen bygger ut feltet, må de erstatte selskapets kostnader tilknyttet letevirksomheten pluss fortjenesten basert på investert kapital.

I motsetning til andre kontrakter i oljesektoren, slipper oljeselskapet under buyback prisrisikoen. Det er NIOC som har risikoen for svingninger i markedet. Når kontrakten blir inngått, blir selskapets krav fastsatt ut fra en viss andel av produksjonen. Siden selskapet kan få refundert sine kostnader i form av olje og gas, kan det i enkelte tilfeller slå uheldig ut. Dersom oljeprisen faller etter kontraktsinngåelsen, risikerer selskapet å ikke få refundert det de har krav på, jf. Pkt 4. buyback-avtaler er ikke bygd opp slik at selskaper nyter prisøkning på oljen. De blir ikke eier av utvunnet petroleum, og får kun tilbake sine investeringer. Under andre kontrakter i petroleumssektoren ønsker selskaper oftest å bære prisrisikoen selv da dette ofte gir økt profitt. Dagens oljepriser er et stående eksempel på dette.

En service kontrakt varer vanligvis opptil 5 år. Etter kontraktens ordlyd har partene rett til å forlenge kontrakten hvis begge parter er enige. Det er usikkert hvor lenge NIOC kan forlenge kontrakten uten at det krever majlis godkjenning. Under rene leteundersøkelses kontrakter har selskaper rett til å kreve forlengelse en gang. Det er opptil NIOC å avgjøre om en slik forlengelse skal innvilges. Kontrakten gir ikke NIOC rett til å sette nye vilkår for å innvilge kontrakten, men siden de har en rett til å avslå må det antas at resultatet blir som NIOC ønsker i praksis. I enkelte situasjoner har kontraktøren en ubetinget rett til forlengelse av kontrakten. Hvis selskapet har gjort funn som ikke er ferdig oppdaget og

¹³ Beyer, Otto ; juridisk tidskrift for Hydro

verdsatt, har de et ubetinget rett på et års forlengelse. I løpet av denne perioden skal det avgjøres om feltet er kommersielt drivverdig eller ikke. Vanligvis varer buyback-kontrakter mellom 5-7 år. Det er forholdsvis kort periode i petroleumsbransjen. Lignende kontrakter i bransjen varer opptil 10 år med muligheter for forlengelse. I Norge kan selskaper i ”særlige ” tilfeller forlenge konsesjonen opptil 50år, jfr. lov om petroleumsvirksomhet § 3-9. Lengre kontraktsperiode gir selskaper større insentiv til å bruke nyere utstyr og teknolog. De vil oppfatte det som bortkastet å bruke ny, dyr avansert teknologi på et prosjekt som kun vil vare opptil 5 år i tillegg til usikkerheten rundt å finne et kommersielt felt som er grunnleggende for dekning av kostnader. (skriv om muligheter for forlenging)

Etter feltutbyggingen er avsluttet, ved produksjonsstart, overleverer oljeselskapet feltet til statsoljeselskapet(heretter kalt NIOC). Alt av utstyr, installasjoner og råolje blir NIOCs eiendom. Oljeselskapet deltar ikke i produksjonsfasen. NIOC er operatør i driftsfasen.

I motsetning til konsesjonssystemet i Norge blir ikke selskapet eier av utvunnet petroleum i konsesjonsperioden. Tvert imot er det staten som blir eier av produsert petroleum. Selskapet får ikke gevinster i form av økende oljepris eller økt utnyttelse av feltressursene. Selskapet har bare krav på tilbakebetaling av sine investeringer pluss fortjeneste på ca 12-18%.

Under en buyback-kontrakt utleder kontraktøren (utenlandske oljeselskaper) sine rettigheter og plikter fra kontrakten. Det er opprettet et organ som skal ha kontroll over fremdriften, kalt ”joint management committee”. Jfr. nedenfor. Partene inngår også avtale om voldgift. Buyback-kontrakter skal være underlagt iransk jurisdiksjon. De skal tolkes i samsvar med iranske prinsipper.

Lite lukrative avtaler pluss USAs økonomiske sanksjoner mot å investere mer enn 20 mill dollar i Irans energisektor bidrar til lav utenlandsk deltakelse i petroleumsutvinningen.

3.1. Joint management committee

Etter inngåelsen av kontrakten skal partene opprett en komité som skal overvåke at partene holder seg til kontrakten og presterer deretter. Alle avvik fra kontrakten skal meddeles JMC og godkjennes av denne.

JMC må opprettes innen 30 dager etter kontraktsinngåelsen med fem medlemmer fra hver part. Hvert medlem har en stemme hver. Alle beslutninger fra komiteen må være enstemmige. Med andre ord er det svært vanskelig å få gjennom proposisjon som den ene part er uenig i. Dette kravet til enstemmighet tynger beslutningsprosessen. I praksis vil komiteen ha begrenset mulighet til å ivareta sine parts interesser. Så hva er grunnen for en slik ordning?

Det må antas at parter i en kontrakt vil ha mulighet til å fremme forslag og foreslå endringer underveis. Det er også et organ som skal kvalitetssikre arbeidet underveis. Dessuten godkjenner JMC arbeidsplan og budsjett. Noe som er nødvendig å gjøre hvert år. Uten et slikt organ ville kontrakten mangle prosedyre for endringer og fornyelse av arbeidsplanen. Dette ville antageligvis føre til en enda tyngre ordning. Måtte partene hvert år inngå ny kontrakt i mangel av et slikt organ? Det er fornuftig å ha et organ som representerer hver part under forhandlingene. Samtidig har hver av partene kontroll over fremdriften.

Hvor stor reell makt komiteen har i praksis er diskutabelt. I tillegg til at beslutninger må være enstemmige, må NIOC godkjenne endringer i "master development plan". Blir ikke endringen godkjent av NIOC, blir det sendt tilbake til JMC for ny vurdering. Det virker merkelig med en slik toinstans ordning. Først har NIOC 5 representanter i JMC, så skal de godkjenne atter en gang. Hvorfor er det slik? Kontrakten er taus med hensynet bak denne regelen. Formålet med en slik regel kan være kontrollhensyn. Ved å ha en toinstans ordning på godkjenning av endringer, kan NIOC ha full kontroll på utviklingen. Samtidig som de har lettere for å trumfe gjennom i JMC, siden komiteen er klar over at NIOC kan nedlegge veto over forslaget. De har lettere med å komme med utspill under forhandlingene i JMC.

En beslutning må fattes innen 15 dager etter mottakelsen. Blir ikke partene enige, gjelder den opprinnelige master development plan.

Etter at feltet er ferdig utbygd og NIOC overtar driften fortsetter JMC sin funksjon, men begrenset til håndtering av tilbakebetalingsavtalen.

3.2. Master development plan

Før kontraktinngåelsen i buyback-avtaler må selskapet forhandle seg frem til en arbeidsplan og budsjett, kalt ”master development plan” (MDP). ”Master development plan er hovedstyringssystemet i kontrakten og er i kontrakten definert som ”the project plans, including but not limited to, project schedules, seismic plans, reservoir development and management plans, platforms, pipelines and facilities design and construction plans, and production rates, as well as schedules of estimated costs for the development of the contract area”. Planen regulerer altså alt av betydning mellom partene i kontrakten. Denne planen er resultat av forutgående forhandlinger mellom partene og er grunnleggende viktig i kontrakten. I planen binder selskapet seg til tre ting. 1) «cost ceiling» kostnadstak for all investert kapital. 2) tidskjema for første produksjon og overlatelse til NOIC. 3) produksjonsprofil.

3.2.1. Kostnadstak

Den avtalte summen for å utvikle ferdig feltet er maksimalt det selskapet kan kreve dekket av NIOC jf «capex ceiling». Inn under definisjonen faller all kapital utgifter som er nødvendig for å gjøre ferdig prosjektet. Altså må de beregne hvor mye prosjektet vil koste selskapet. Dette er kalt ”capex estimatet”. Siden pengeforbruk alltid er et viktig og grunnleggende forutsetning for inngåelse av kontrakter, er dette svært viktig for begge parter. Selskapets profitt er også basert på kostnadsnivå. Jo høyere beløp de bruker på feltet, jo høyere fortjeneste har de krav på. Dette har skapt et behov for NIOC å ha kontroll på kostnadsnivået og for selskapet å fremforhandle et høyt nok kostnadstak.

Siden leteundersøkelser forutsetter bla seismiske undersøkelser og boring av letebrønner, er det svært vanskelig å beregne kostnader. F.eks. kan trykket i bakken variere, det må foretas flere boringer enn antatt etc. Slikt er vanskelig å forutberegne før man har tatt

eventuelle undersøkelser. Det er nesten umulig å forutberegne hvor mye utvikling av et felt vil koste. Dette bidrar til at man nærmere sagt anslår en viss sum eller en "wild guess" basert på tidligere erfaringer. Denne summen danner grunnlaget for "capex ceiling". Et tak for dekning av kostnader. NIOC betaler altså kun tilbake selskapets utgifter opptil "capex ceiling". La meg belyse det med ett eksempel:

La oss hypotetisk sett anslå selskapets beregninger mht leteundersøkelser eller utbygging til 100mill dollar. Denne summen danner taket for NIOC forpliktelse til å dekke kostnader. Selskapet har da anslått verdien av prosjektet til å være 100 mill dollar. Hvis det viser seg at den reelle kostnaden er på 150mill for selskapet, vil NIOC kun dekke kostnader opp til 100mill dollar. Det er det som er avtalt mellom partene og som danner grunnlaget for "capex ceiling". Mer enn det kan ikke selskapet kreve dekket. På en annen side hvis selskapet overdriver sine beregninger og kostnaden blir lavere enn antatt, eks 80mill, betaler NIOC kun selskapets faktiske kostnader. Selskapets fortjeneste er også basert på "capex ceiling." Hvis selskapet klarer å holde seg under "capex ceiling", får de fortjenesten de har krav på. Dersom de mislykkes kan fortjenesten spises opp av overskridelsen siden de må dekke det av egen lomme. Dette viser risikoen for selskapet i slike kontrakter.

Det som angår inn i "capex estimatet" er den totale kostnaden. Inn under dette faller: kapital kostnader tilknyttet utvikling av feltet, operasjonskostnader og påløpte bankutgifter.

Når det gjelder «non-capital costs» faller utgiftene utenfor capex ceiling og vil bli refundert utenom. "Non capital costs" er alle indirekte kostnader som oppstår som følge av prosjektet, tollavgifter og lovpålagte avgifter.

I den kombinerte modellen er dette forandret, og non-capital costs inngår i capex ceiling og vil berøre remuneration fee. Se nedenfor.

Etter at partene har ferdig forhandlet budsjettet, er begge bundet av kontrakten. Siden NIOC uansett ikke betaler mer enn selskapets reelle kostnader, vil de ikke være bundet av "capex ceiling" i like stor grad som selskapet.

Risikoen for budsjettsprekk ligger hos selskapet. Med mindre de får godkjent forandringer i planen underveis.

Forandringer i planen (MDP) krever godkjennelse av joint management committee (JMC) og NIOC. Enhver forandring i MDP som partene blir enige om, som ikke forandrer formålet med kontrakten men er nødvendig for å nå målet, blir ansett som «change in scope»¹⁴.

Hva som er ansett som «change in scope» kan være vanskelig å fastslå. Hvis forandringen som blir foretatt er en forlengelse av formålet med kontrakten, vil det bli ansett som ”change in scope” og vil ikke berøre ”capex ceiling”. Hvis arbeidet er nødvendig for å nå ”the objective of development plan”, faller det inn under ”change in scope”. Derfor blir det viktig å fastslå formålet med kontrakten og hva partene har avtalt.

For å klargjøre dette har kontrakten angitt en bestemt fastsatt sum som for eksempel slår fast hva som blir ansett som forandring. Alle fravikelser som overskrider 50000 dollars er ”forandring” etter kontrakten. Slike forandringer blir ansett som ”change in scope” og selv om de blir godkjent av JMC og NIOC, skal de ikke berøre det fastsatte kostnadstaket. Det skal ikke forandres ”whatsoever” jfr. 18.3 (avtalen)

Hovedregelen er altså at kostnadsstaket ikke kan forandres. En slik bastant og rigid regel er lite praktisk i slike kontrakter. Det er store og krevende prosjekter, som krever noe fleksibilitet mht endringer av fastsatt utvikling. Hensynet til fleksibilitet, effektivitet, lønnsomhet taler for et unntak fra denne hovedregelen. Hva er det som skal til for å øke ”capex ceiling”?

Hovedregelen er at selskapet er ansvarlig for overskridelser av det fastsatte beløp, men unntak kan tenkes hvis en forandring i planene har vært uunngåelig og dette er foreslått av JMC og godkjent av NIOC.

Dette må godkjennes som «additional work», noe som innebærer økt eller redusert

¹⁴ Beyer, Otto :tidskrift for Hydro

arbeidsmengde i forhold til avtalt arbeids- og utviklingsplan. "Additional work" er definert som "works not envisaged and covered by the MDP attached to the contract as proposed by JMC and approved by NIOC". Hvordan dette blir avgjort avhenger av hva som allerede er avtalt. Det som faller inn under kontrakten, kan ikke godkjennes som "additional work". Har selskapet bundet seg til å foreta for eksempel x-antall boringer, kan de ikke senere kreve dette endret som tilleggsarbeid hvis de sliter med å nå det fastsatte produksjonsmålet uten å bruke mer penger. Forslag om utført tilleggsarbeid må komme fra JMC, selskapet kan ikke ensidig forelå dette. I buyback-kontrakter er det alminnelig praksis at partene blir enige om det meste ved kontraktsinngåelsen jfr. "master development plan". Finner selskapet underveis at de har gjort feilberegninger mht produksjonsmål, boringer etc. må de selv bære risikoen for dette. På en side vil NIOC være velvillig til å godkjenne ekstra arbeid hvis dette vil øke produksjonen utover det fastsatte mengde. Andre endringer som ikke vil komme NIOC til gode, må antas å være vanskelig gjennomførbart.

Man må huske at det er en intrikat prosess siden alle beslutninger i JMC må være enstemmige og disse må igjen godkjennes av NIOC. I tillegg krever vesentlige endringer "majlis" godkjennelse. De er selvsagt svært motvillig til å godkjenne en slik overskridelse da de må erstatte denne summen samtidig som selskapets krav på fortjeneste vil øke forholdsmessig. Blir det ikke endringen godkjent som tilleggsarbeid, og selskapet må gjennomføre det for å kunne fullføre prosjektet slik som foreskrevet i kontrakten, må de bære kostnaden selv.

Etter at MDP er godkjent og selskapet har mottatt det årlige arbeidsplanen og budsjettet, kan partene foreta små forandringer i planen. Dette er betinget av at forandringene ikke skal overskrive mer enn 5 % av det totale budsjettet som er godkjent av NIOC. Men dette påvirker ikke på noen måte capex ceiling. Det er bare en rett selskapet har til å foreta små justeringer uten å gjennomgå en tung beslutningsprosess. Har selskapet grunn til å tro at kostnader ved fraviket vil overskride 5 % av det totale budsjettet, er de pliktet til å informere JMC og NIOC, som da skal godkjenne forandringen.

Dersom det er forandringer i planen som øker eller minker den totale kostnaden, øker

fortjenesten eller reduseres den forholdsmessig med forandringen. Se nedenfor. Dette er svært viktig tema under buyback, da fortjenesten avhenger og er basert på konsensus om investert kapital.

Man kan spørre seg hvorfor utenlandske selskaper vil inngå slike kontrakter med iranske myndigheter. De virker ikke særlig lukrative. Siden olje er en ikke-fornybar ressurs og en livsviktig energikilde er det smart av selskapene å ha en fot innenfor et av verdens mest oljerike nasjoner. Et annet poeng er selskapets mulighet til å kreve olje istedenfor kapital for dekning av sine investeringer. Oljeselskapets verdi på børsen er basert på tilgang på råolje, selv om det i praksis koster selskapet mer i enkelte tilfeller å være engasjert i slike prosjekter.

3.2.2. Tidskjema

Selskapet må i planen angi tidspunktet for når feltet er ferdig utviklet. Dette gjelder den kombinerte modellen og rene utbyggingsavtaler. Som nevnt må selskapet binde seg til produksjons oppstart til en bestemt tid. Det er også utgangspunktet for tilbakebetalingsperioden. Klarer ikke selskapet å holde denne fristen for produksjonstart, vil krav på dekning av kostnader bli forholdsmessig forsinket. Når feltet er ferdig utviklet og klar for utvinning, tar NIOC over og tilbakebetalingsperioden starter.

3.2.3. Produksjonsprofil

Selskapet er i tillegg bundet til en produksjonsprofil både i starten og senere i produksjonsperioden. Hvis NIOC ikke klarer å produsere nok mengde petroleum fra feltet som foreskrevet i planen, kan det foreligge mislighold.

Hvem bærer risikoen for ikke oppnådd produksjonsnivå? Siden selskapet står for utbygging av feltet og overleverer driften til NIOC ved produksjonsstart, kan det være vanskelig å identifisere kilden til problemet. Har problemet vært der siden start eller ligger hos NIOC ved driften av feltet?

I de senere kontrakter har NIOC innført en klausul som gir større insentiv for selskapene å øke produksjonen i den forstand at tilbakebetaling vil skje raskere, samtidig har de innført en straff for svikt i produksjonsnivå. Hvis produksjonen er lavere enn forutsatt, mister selskapet kravet på tilbakebetaling som den ellers ville hatt krav på i denne perioden. Dette kan belyses med ett eksempel:

Hvis produksjonen er x % over målsettingen i kvartalet, vil selskapet raskere få dekket sine investeringer, basert på denne prosenten. Derimot hvis produksjonen er x % under fastsatt mål, mister selskapet sin aktuelle krav i dette kvartalet. (vanligvis har selskapet krav på dekning av kostnader ved produksjonsstart). Uansett har selskapet krav på å få tilbakebetalt hele summen, ved en slik svikt blir det kun en forsinkelse mht tilbakebetalingen.

Som man observerer er det ikke balanse mellom insentiv og straff. Selskapet får uansett kun sine investeringer tilbake, det er bare spørsmål om tid. Om NIOC virkelig ville satt fart på produksjonen, burde de dele gevinsten ved en produksjonsøkning med selskapet. På denne måten hadde selskapet fått større insentiv til å øke produksjon.

3.3. Oljeselskapets tekniske og finansielle plikter

Hovedformålet med kontrakten er å yte teknisk og finansiell service.

Når det gjelder det tekniske, må selskapet foreta seismiske undersøkelser og samle data. Disse skal innleveres til NIOC da dette fortløpende blir deres eiendom. Finansielle service går ut på å skaffe til veie nødvendig kapital for rettmessig oppfyllelse av kontrakten. I kontrakten er eneste kravet til teknisk ytelse at det skal være i samsvar med alminnelig god vare. Det kreves ikke at selskapet skal bruke den nyeste og mest avanserte teknologien på prosjektet.

I noen kontrakter binder selskapet seg til et minimum antall borer og seismiske undersøkelser. Mens andre ganger er det bundet av å bruke en bestemt sum på lettevirkomheten. Holder de seg ikke til det som er avtalt, er det brudd på kontrakten.

Spørsmålet er om hva NIOC kan gjøre i en slik situasjon. Hvis selskapet ikke foretar nok boring enn det som er avtalt, kan NIOC kreve differansen dekket? Hvis selskapet med hensikt unnlater å oppfylle rettsmessig, er det uklart hva NIOC kan foreta seg for å fremtvinge oppfyllelse. Etter kontraktens ordlyd er NIOC eneste misligholdsbeføyelse hevning av kontrakten og krav om erstatning.

I buyback er det fastsatt en erstatningssum som skal betales i misligholdstilfeller. Kontrakten er taus mht erstatningssummen. Etter at den ene part har hevet kontrakten, skal voldgiftsdomstolen fastsette passende erstatningssum. Dette er oftest garantert gjennom en bank, slik at det ikke fungerer godt nok som ris bak speilet for selskapet i tilfeller den ikke ønsker å oppfylle.

Selskapet er bundet til rettmessig oppfyllelse av kontrakten. Dette innebærer utførelse i samsvar med ” master development plan” altså fremdriftsplan og budsjett som er godkjent av NIOC. Selskapet skal holde seg til arbeidsplanen, dette er et vedlegg til avtalen som regulerer fremdriften. Den økonomiske konsekvensen grunnet forsinket produksjonstart, skal deles mellom kontraktøren og NIOC hvis forsinkelsen ikke skyldes forhold på kontraktørens side.

Etter art 968 i civil code er kontrakter som er inngått i Iran underlagt iransk rett. Kilde:iranian oil and gas:a legal framework.. Selskapet er bundet av iransk lov og må utføre sine plikter i samsvar med lov og regler jr. 7.1 i kontrakten. Selskapet må opprette et kontor i Iran for utførelse av visse lovpålagte plikter, som for eksempel: skatt, pålegg og andre utgifter som må føres slik at selskapet kan kreve dette tilbake av NIOC. Utgifter som er pålagt kontraktøren relatert til utførelsen av kontrakten, kan kreves dekket av NIOC. Skatt som betales av selskapets ansatte er ikke refunderbart. De er pålagt til å betale skatt som alle andre innbyggere i Iran.

Oljeselskapets plikter er listet opp under punkt fire i kontrakten. Selskapet må sørge for leveranse av maskiner, utstyr, teknologi, kapital og kompetent personell for oppfyllelse av kontrakten. De skal bære kostnader og risiko for utvikling av feltet og produsere en viss mengde i løpet av kontraktperioden. Dersom selskapet ikke klarer å produsere det

fastsatte kvantum, vil tilbakebetalingen bli redusert tilsvarende. Altså har selskapet kun krav på tilbakebetaling av sine investeringer hvis de oppdager et kommersielt felt og klarer å produsere nok fra feltet. På en annen side har ikke kontraktøren krav på høyere fortjeneste av sine investeringer hvis det produseres mer enn antatt. Det gir lite insentiv til å produsere mer enn det som trengs for å få refundert sine utgifter. Fordelen med høy produksjon på kort tid er muligheten til å få tilbakebetalt sine investeringer raskere. Under buyback-kontrakter er det NIOC som har operatør ansvaret og dette bidrar til at selskapet har lite innvirkningsmulighet på prosessen.

Selskapet er pålagt å rapportere til NIOC og levere innsamlet data.. Arbeidet som blir utført skal holde høy faglig standard. Hva ligger i begrepet ” høy faglig standard”? I følge kontrakten skal normen følge ” international petroleum industry practice”. Arbeidet må holde god internasjonal standard. Verden har en varierende standard på slike prosjekter. Det er svært avhengig av hvilken verdensdel man opererer i. Norge har en sterk petroleums-klynge med store kunnskapsressurser. Når det kommer til teknologiske og kommersielle løsninger, ligger Norge ganske langt fremme i verdensbildet. Kan NIOC forvente og forlange at norske selskaper skal yte sitt beste under en slik kontrakt? Spørsmålet er vanskelig å besvare. Det må antas at under enhver kontrakt skal hver part yte sitt beste. På en annen side er forholdene rundt buyback slik at de ikke oppfordrer til optimal ytelse fra selskapet. Det må antas at selskapet har oppfylt sin leveringsplikt hvis de klarer å opprettholde en viss standard.

Ansvar og forsikring er også lagt til selskapets plikter under kontrakten. Den skal tegne forsikring for utstyr, installasjoner og personell. De skal holde NIOC skadeløs for krav fra tredjemann.

Et annet krav i kontrakten er kravet til lokal innhold jr13. kravet til lokal sysselsetting og opplæring. Som alle andre land begrenser iransk lov bruk av utenlandsk arbeidskraft. Etter kontrakten er selskapet forpliktet til å rekruttere lokal arbeidskraft. Dette selv om selskapet ønsker å bruke sine egne ansatte. Dersom personen er kompetent er selskapet pliktet til å lære opp vedkommende. Dersom det ikke finnes kompetente personer i Iran, kan utenlandske selskaper ansette egne. Eksempel: Hvis selskapet trenger en ingeniør

men en spesiell kompetanse må de først søke etter en slik i Iran, før de kan benytte seg av kvalifiserte utlendinger.

Hensynet bak denne regelen er et bedre sysselsettingspolitikk med sikte på å stimulere økonomisk vekst og utvikling, høyne levestandarden, dekke behovet for arbeidskraft og overvinne arbeidsløshet og undersysselsetting.

Det er også krav om lokal innhold etter loven om “ the maximum usage of the countrys production, industrial, technical and engineering potential in performing projects and facilitating the exploration of services” av 1997 jfr. Art 3. I de siste buyback-kontrakter skal 51% av den totale kapital kostnaden brukes på varer og tjenester fra iranske entreprenører i onshore prosjekter, og 40% i offshore¹⁵. Dette er iranske entreprenører fullstendig klar over og har en tendens til å misbruke det ved å overprise sine tjenester og varer.

Hvor strengt dette kravet håndheves er usikkert. Det er vanskelig å fastslå hva som skal til før det kann defineres som lokal innhold? Praksis viser at dette kravet ikke blir strengt håndhevet. I misligholdstilfeller må selskapet betale en erstatning til NIOC. Hittil er det ingen selskaper som er pålagt denne erstatningssummen.

For nærmere redegjørelse se Gisle Grønlie sin spesialoppgave.

3.4. NIOC plikter

Det som slår en når man ser på kontrakten er differansen mellom NIOC rettigheter og plikter. Mens rettighetene er listet opp i over en side , tar pliktene ikke mer enn halv avsnitt.

NIOC hovedforpliktelse er først og fremst å tilbakebetale selskapets utgifter ved utvikling av feltet. Videre har de noen biforpliktelser bla tilrettelegge det angitte område for selskapet. Dette har skapt problemer i enkelte tilfeller. Etter kontraktens ordlyd skal NIOC stå for anskaffelse og tilretteleggelse av området for kontraktøren. Hvem bærer risikoen for vanskelige forhold? Etter kontrakten er NIOC pliktet til å betale for anskaffelse av området og tilrettelagt vann. Mer enn det er ikke nevnt i kontrakten. Iran er

¹⁵ Hole, Arne : utviklingsdirektør for Statoil i Iran.

et land som har hatt mange konflikter gående med sine naboland. Under Iran-Irak krigen var det nesten konkurranse mellom nabolandene om hvem som kunne legg ut flest miner. Det kan være minelagte områder i leteblokker, seismikklinjer og riggområder.

Myndighetene i landet anslår at det fremdeles finnes over sju millioner miner i grenseområdene. Minerydding krever store ressurser, og det er grunnen til at iranske myndigheter ikke har tatt tak i dette før. Hvis noe slikt skulle skje, hvem bærer risikoen for kostnader tilknyttet minerydding?

I 2003 ble funnet olje i Anaran-blokken i Iran. Hydro inngikk avtale med Norsk Folkehjelp om minerydding. Det kostet selskapet 50millioner kroner¹⁶. Avtalen gikk ut på å rydde miner for selskapet slik at de fikk utviklet feltet som planlagt. Siden kontrakten ikke regulerer slike uforutsette forhold, måtte Hydro bære kostnadene.

Neste naturlige problemstilling er hvorvidt det kan forventes at Hydro bruker penger på å gjøre hverdagen sikrere også for lokalbefolkningen. Ut fra en humanitær synsvinkel kan man kanskje kunne hevde en slik plikt for Hydro, men fra et kontraktuell synspunkt kan det neppe forventes at Hydro skal påkoste dette. Det er iranske myndigheter som er ansvarlig for å ivareta lokalbefolkningens interesser.

I tillegg til nevnte plikter skal NIOC bidra til å lette innreise for selskapets ansatte og skaffe de arbeidstillatelse. Til slutt må de levere all informasjon de har om området til selskapet. Dette innebærer all geologisk-, geofysisk-data, seismisk profiler etc. Oppfyller NIOC disse pliktene har de oppfylt sin medvirkningsplikt.

4. Tilbakebetalingsavtalen

Som nevnt består en buyback-kontrakt av to separerte deler. Den første delen regulerer lete- og utbyggingsperioden, den andre kostandsdekningsperioden. Når selskaper oppdager et kommersielt felt og myndighetene erklærer det som kommersielt drivverdig, kan selskapet starte utbygging. Når utbyggingen er ferdig og produksjonen kan starte,

¹⁶ Kilde: <http://www.folkevett.no/index.php?artikkelid=1107&back=1>

inngår partene en såkalt ” long-term export sales agreement ”(LTEOSA). Det er en avtale som gir selskapet rett til belønning i form av olje og gas, ikke penger. Selskapet betaler kapital-, drifts- og bankkostnader mens utbyggingen pågår og får refundert utlegget etter produksjonsstart. Tilbakebetaling vil altså først skje etter utbyggingen er gjennomført, og vil være knyttet til produksjonsinntekt fra feltet. Etter kontrakten har selskapet krav på andel av produsert hydrokarboner. Kravet på produsert petroleum er prosentbasert da NIOC alltid har en prioritet på en viss mengde før selskapet. Det har vanligvis vært mellom 40-60% av produksjonen. Resterende kan brukes til å nedbetale selskapets krav. Dette er forhåndsavtalt. Det blir ved kontraktinngåelsen bestemt hvor stor andel av produksjonen som skal benyttes til å nedbetale kontraktørens krav.

Hensikten med LTOSA er å sikre at selskapet får tilbakebetalt all investert kapital pluss fortjeneste (remuneration fee). I praksis fungerer det ikke alltid slikt, jr. nedenfor.

LTOSA løper til selskapet har fått tilbakebetalt det de har krav på, altså påløpte kostnader ved utbygging av feltet, driftskostnader, bankutgifter og fortjeneste. Klarer feltet å produsere mer enn antatt, får selskapet raskere pengene tilbake. Nedbetalingen skal skje i løpet av en fastsatt periode. Dette er kalt ”amortization period” i kontrakten.

Tilbakebetalingen er knyttet til en viss mengde av produksjonen fra feltet. Eksempelvis kan kontrakten gi selskapet krav på 40 % av produksjonen fra feltet. NIOC har da krav på 60 % av produksjonen, og selskapet får resterende. Dette kan slå uheldig ut i noen tilfeller. Hvis oljeprisen faller kraftig etter kontraktsinngåelsen, risikerer selskapet å ikke få tilbake det de har krav på. La meg belyse det med ett eksempel: selskapets krav kan være 400mill dollar. Dette blir omregnet til x % av produksjonen.

Tilbakedekningsperioden blir satt til 5-6 år. Hvis prisen på olje faller kraftig etter avtaleinngåelsen, kan den prosentbaserte produksjonen ikke være nok til å betale tilbake 400 mill dollar. Om NIOC er forpliktet til å redusere sin prosentbaserte andel av produksjonen, er usikkert. Tilbakebetalingsperioden er vanligvis lengre enn selve buyback-avtalen. I slike tilfeller der amortization perioden løper ut uten at kontraktøren har fått tilbakebetalt sine investeringer, gir kontrakten rett til forlengelse slik at kontraktøren får dekket sitt kravet.

I selve buyback-kontrakten er kostnadsdekning og fortjeneste delt opp. Den første delen regulerer tilbakebetalingen (reimbursement), og er basert på capex estimatet, det prosjektet vil koste å utvikle, og den andre "remuneratoin fee", (fortjeneste). Dette kalles ROR og er forhåndsavtalt. ROR er avtalen om "reimbursement" og "remuneration fee". Siden selskapets fortjeneste er basert på investert kapital, er det viktig å opprettholde avtalt ROR. Det kan forklares slik at kontraktørens fortjeneste er basert på investert kapital. Jfr. nedenfor

Hva er forskjellen mellom reimbursement og remuneration fee? Reimbursement er tilbakebetaling av investeringer foretatt av selskapet for å fullføre prosjektet. Remuneration fee er fortjeneste basert på investert kapital.

Under investeringer faller:

- kapital kostnader, noe som omfatter alle kostnader som har direkte tilknytning til utvikling av prosjektet. Dette vil innebære finansiering kjøp av utstyr, nødvendig teknologi og ekspertise, oppreisning av installasjoner etc. Det som kreves for å levere kontraktmessig.
- "non capital costs" betyr alle indirekte kostnader som oppstår som følge av prosjektet, tollavgifter og lovpålagte avgifter. Vel og merke er dekning av disse kostnader begrenset til det som er uttrykkelig er listet opp i kontrakten. Dette for å ha kontroll over hva som blir ansett som ikke-kapital kostnader. Ellers kunne det få en vidtrekkende effekt da hvis noe falt utenfor andre refunderbare kostnader, kunne rubriseres under "indirekte kostnader". På denne måten kan selskapet kun få tilbakebetalt det de ha krav på etter avtalen. Verken mer eller mindre.
- Driftskostnader blir også dekket. Det er alle kostnader som selskapet har ved å drive lete- og utvikling men som faller utenfor de to førstenevnte.
- Påløpte bankrenter blir også kompensert etter at kommersiell felt er oppdaget.

Rentenivået skal holde Libor raten (London inter bank offer rate)

Det er enkelte prosedyrer for loggføring av påløpte kostnader som selskapet må følge for å kunne kreve enkelte utgifter tilbake. Selskapet må føre opp sine utgifter i en regnskapsbok som årlig skal leveres til NIOC. Etter kontrakten har NIOC rett til å oppnevne en uavhengig revisor, som skal dobbeltsjekke loggførte kostnader. Hovedårsaken til dette er å hindre feilberegninger og juks fra selskapets side. Selskapet kan overdrive eller skjule andre utgifter under ”capex ceiling”. Det kan føre til høyere fortjeneste for selskapet på uriktig grunnlag.

I rene lete og utviklingsavtaler faller non-capital cost utenfor den totale kostnaden og vil ikke inngå i grunnlaget for beregning av remuneration fee. Dette er forandret i den kombinerte modellen.

I tillegg til dette har selskapet krav på fortjeneste (remuneration fee) av investert kapital. Selskapets krav på fortjeneste finansieres gjennom olje eller fortjeneste fra feltet. Oftest får selskapet krav tilbake i form av olje og gas. Noe som er ønskelig fra begge parter. Totale summen av det selskapet har brukt på å utvikle ferdig feltet danner grunnlaget for utregningen av remuneration fee. Elementene som inngår i beregningsgrunnlaget er listet opp ovenfor. De danner også grunnlaget for capex ceiling. Fortjenesten er basert på capex ceiling. Eksempelvis kan nevnes at selskapet inngår en kontrakt og forhandler seg frem til et kostnadstak på 400 mill dollar. Fortjenesten er for eksempel 10 % basert på 400mill dollar, som er capex ceiling. Selskapet har da krav på 440mill dollar for prosjektet. Klarer ikke selskapet å holde seg under ”capex ceiling”, spises fortjenesten opp av overskridelsen. Har selskapet feilberegnet totale kostnaden og disse overstiger 400mill dollar, må de bruke fortjenesten på gjøre ferdig prosjektet. Hvis prosjektet kommer på 480 mill dollar, risikerer selskapet faktisk å tape penger på det. Risikoen for overskridelsen ligger hos selskapet med mindre de får godkjent overskridelsen som tilleggsarbeid.

Hovedregelen er at fortjenesten er fast og uforanderlig. Den skal ikke rykkes ved etter kontraktsinngåelsen. Unntak kan tenkes i tilfeller joint management committee (JMC) og

NIOC har godkjent at kostnadstaket kan forandres, i så fall skal fortjenesten forandres forholdsmessig.

Endringer som avtales og godkjennes etter kontraktsinngåelsen og som medfører at capex estimatet overstiger capex ceiling får den virkning at remuneration fee oppjusteres forholdsmessig for opprettholdelse av avtalt ROR. Dersom JMC og NIOC godkjenner endringer i scope som resulterer i endringer i capex ceiling utover 10 % (+/-) da skal også remuneration fee økes/redueres tilsvarende. Det er usikkert om hvor mye endringer NIOC har anledning til å godkjenne utover avtalt capex ceiling. Dette er et prekært tema for partene. Det må antas at vesentlige endringer må ha "majlis" godkjennelse. "Majlis" vedtar det årlige statsbudsjettet, og har myndighet til å vedta lover og ratifisere internasjonale avtaler. Majlis kan generelt undersøke enhver sak av interesse for landet. Det står ingenting om dette i kontrakten men fremgår av systemet rundt buyback. Siden alle buyback-kontrakter skal godkjennes i majlis må det antas at vesentlige endringer i disse også krever samme klargjøring. Hensynet bak dette er å ha kontroll på pengeforbruket. Petroleumsinntekter er en viktig og grunnleggende del av Irans økonomi og BNP. Det er av særlig betydning for myndighetene å ha kontroll på transaksjoner. Ofte vil vesentlige endringer innebefatte enorme beløp, og dette må antas å kreve "majlis" godkjennelse. Litt uklart hvor grensen går.

Hvis kontraktør bruker mer capex enn det som er godkjent av JMC/NIOC får de ingen cost recovery for overskridelsen og i utgangspunktet skjer det heller ingenting med remuneration fee.

5. Hevning av kontrakten

Punkt 4 i kontrakten regulerer partenes rett til å heve kontrakten.

Hvor vesentlig må misligholdet være før partene kan heve? I kontrakten punkt 4.1 i står det at NIOC har rett til å heve forutsatt skriftlig varsel om misligholdet 90 dager før og mislykket forsøk på retting fra kontraktøren. Hvis parten etter varsel om mislighold retter feilen, kan det ikke føre til hevning. Hvis partene har rimelig grunn til å anta den andre

gjør sitt for å rette feilen, skal fristen forlenges.

NIOC kan heve dersom kontraktøren misligholder sine betalingsforpliktelser under kontrakten. Kontrakten pålegger kontraktøren visse betalingsforpliktelser. (eksempel : kostnader tilknyttet utvikling av feltet, skattekrav fra den iranske staten, forsikringspremie og lignende.) Hvor forsinket kan betalingen være før det blir ansett som mislighold? Etter bestemmelsen skal betalig skje ved forfall. Man kan tenke seg at visse betalingsforpliktelser ikke er viktige nok for at kravet kan føre til hevning. I kontraktsforhold bør det være samsvar mellom ytelser. Bruker selskapet særdeles mye penger på å utvikle feltet, og misligholder noen mindre betalingsposter underveis kan dette neppe klassifiseres som hevningsgrunn. I buyback-kontrakten skilles det ikke mellom betalingsforpliktelsene og dermed må det antas ut fra ordlyden at enhver betalingsmislighold gir rett til hevning.

NIOC har videre rett til å heve kontrakten dersom kontraktøren ikke har klart å kompensere en vesentlig mislighold. Dette er litt uvant formulering enn det vi er vant til i norsk kontraktsrett. Vanligvis kan en part heve kontrakten hvis misligholdet er ”vesentlig”. Hva som er ansett som vesentlig må vurderes ut fra en helhetsvurdering. Under buyback virker det som det er et system for ”reparasjon” uansett hvor vesentlig misligholdet har vært. Kontraktøren skal få skriftlig beskjed om mangler, og dersom retting ikke blir foretatt kan NIOC heve. Kontrakten gir NIOC adgang til å heve hvis det er brudd på en ”major obligation”.

Hva tilfredsstillende kravet til ”major obligation” under kontrakten? Som nevnt er alle betalingsforpliktelser gjort til en ”major obligation”. Spørsmålet er hvilken andre forpliktelse under kontrakten som gir en slik hevningsrett. Ut fra en kontraktuell vesentlighetsvurdering er vi kjent med at ikke hvilken som helst mislighold vil falle inn under begrepet. Det er en helhetsvurdering som avgjør kravet hvor alle omstendigheter blir tatt i betraktning. Det må antas at alle forpliktelser som påhviler kontraktøren som er nødvendig for å fullføre prosjektet kontraktmessig, blir å regne som ”major obligation”.

Kontraktøren har etter skriftlig varsel 90 dager på seg å rette feilen. Om misligholdet er

vesentlig vil kanskje ikke 90 dagers varsel ikke være tilstrekkelig. Det er et moment i vurderingen.

Videre har NIOC rett til å heve hvis kontraktøren blir insolvent eller går konkurs med mindre det er et ledd i ombygging eller sammenslåing i selskapet.

Kontraktøren har rett til hevning ved "vesentlig mislighold" fra NIOC side. Som nevnt er det NIOC pålagt få plikter etter kontrakten. Det viktigste må være betalingsforpliktelsen av kostnader. Siden denne plikten ikke gjør seg gjeldende før etter feltet er ferdig utviklet, ved produksjonstart, vil kontraktøren allerede ha levert sin ytelse. Buyback ligner mye på entreprenøravtaler hvor hevning kun kan gjøres "ex nunc". Dette innebærer at avtalen heves fra det tidspunktet av havning og fremover, ikke bakover i tid. Selvfølgelig har partene krav på betaling for utført arbeid i slike tilfeller. Hvis NIOC misligholder sin betalingsplikt, og selskapet gir de skriftlig varsel 90 dager før hevning, kan selskapet altså heve avtalen. Hittil har ikke dette forekommet.

I hevningstilfeller skal partene følge voldgiftsregler for erstatningsansvar. Indirekte tap skal ikke erstattes. Kontraktørens krav i hevningssituasjoner skal uansett ikke overstige kontraktøren reelle kapital kostnader i forbindelse med leting og utbygging. Erstatningssummen skal stamme av produksjon fra feltet. Innebærer dette at kontraktøren uansett må gjøre ferdig feltet før de kan heve? Eller kreve erstatning? Etter kontraktens ordlyd er det slik. I hvert fall hvis de vil kreve erstatning i hevningstilfeller. Noe som for meg virker svært ugunstig. På en annen side er det få forpliktelser NIOC har under buyback, og dermed blir realiteten akkurat som foreskrevet i kontrakten.

5.1. Korrupsjonsbestemmelse

Kontrakten inneholder en særegen bestemmelse om korrupsjon. NIOC har rett til å heve kontrakten hvis kontraktøren gir bonus eller kommisjon i form av penger, varer eller tjenester til NOICs ansatte eller andre som opptrer på vegne av NIOC under kontrakten. En slik bestemmelse er vi ikke vant til i norske kontrakter. Bakgrunnen for regelen er korrupsjonshensyn. Det å motta gaver involverer nødvendigvis ikke korrupsjon.

Korrupsjon kommer av latinsk og betyr å forderve, det vil si misbruk av egen stilling og ansvar til egen fordel på bekostning av de interesser, verdier, vedkommende er satt til å ivareta. Erfaring viser at det ikke er mulig å bekjempe korrupsjon gjennom lover og regler uten at det utøves nødvendig kontroll. Petroleumsbransjen er det altfor stor og omfattende virksomhet som involverer for mye kapital og svake mennesker. Korrupsjon er et tilbakevendende tema i Iran. Det har i de senere år vært fremsatt en rekke korrupsjonsanklager mot høytstående personer i Iran. Eksempelvis kan nevnes Statoil innblanding i Horton-saken. Statoil inngikk 12.juni 2002 en tiårig rådgivningsavtale med Horton investment til en verdi av 115 millioner kroner¹⁷. Firmaet Horton investment var registrert på Turks & Caicos-øyene i Det Karibiske hav, men eid av Mehdi Hashemi, sønnen av den tidligere president Ali Akbar Hasemi Rafsanjani. Få måneder etter at kontrakten ble inngått, fikk Statoil operatøransvar for utbygging av deler av gassfeltet South Pars i Iran. Mehdi Hashemi Rafsanjani var også direktør i et av datterselskapene til NIOC. Etter at avtalen ble omtalt i flere medier, ble den terminert og flere ledere i Statoil gikk av. I Iran ble det foretatt en granskning av den iranske nasjonalforsamlingen, hvor Mehdi Hashemi Rafsanjani ble frikjent for korrupsjon.

Bruken av kommisjon er utbredt i iransk handelsliv. For å forstå handelskulturen i Iran må man ta i betraktning at det forventes en kommisjon dersom man på en eller annen måte har koblet noen sammen foretningmessig. For å hindre at personer i viktige stillinger ikke bygger opp sin personlige formue, har NIOC inntatt en slik bestemmelse i kontrakten. Det er korrupsjonshensynet som gjør seg gjeldende i et land hvor personer med mye makt og anseelse synes å regjere.

6. Voldgift

I konfliktsituasjoner er partene forpliktet til å forhandle slik at enighet oppnås. Dersom det viser seg umulig, blir det voldgift. Voldgiftsavtale må inngås skriftlig. Voldgift er enighet om at en tvist mellom en eller flere parter ikke skal avgjøres av domstolene, men med bindende virkning av en eller flere personer som partene selv velger (voldgiftsrett)

¹⁷ Advokat Keiserud, Erik :“rapport til Statoils styre om Horton-avtalen“ juni 2000

NIOC trenger parlaments godkjenning for å møte i voldgiftsretten. . Det er i følge kontrakten tre meglere. Hver part velger en megler, disse to til sammen velger den siste. Dersom de ikke blir enig om sistemann, er det presidenten i den internasjonale handelskammer (ICC) som tar den avgjørelsen. Hvis partene er uenig om prosedyreregler for voldgift, kommer ICC regler til anvendelse. De bestemmer også i felleskap hvor voldgiftsdomstolen skal ha sete. Foretar man ikke et valg, blir det ICC's voldgiftsdomstol i Paris¹⁸. Voldgift kan være en raskere løsning, men den er ofte dyr og begge parter hefter solidarisk for kostnadene. Voldgift, spesielt i utlandet, bør helst begrenses til større kontrakter - og hvor motparten er et seriøst selskap, slik at man ikke ender opp med å betale alle saksomkostningene selv - selv om man vinner.. Ved valg av voldgift er det også viktig at man beholder muligheten til å bruke domstolsapparatet ved f.eks. midlertidige forføyninger og ved inndrivelse av pengekrav. Dommen er endelig og bindende for partene. Partene kan bruke rettsystemet for å få tvangsgrunnlag for sine krav. En problemstilling vedrørende dette er om hvor velvillig Iran er til å tvangsfullbyrde dommer som ikke er i deres favør. Vel og merke har Iran ratifisert New York Konvensjonen av 1958 om fullbyrdelse av voldgiftsavgjørelser. Siden buyback-avtaler blir inngått i Iran er det under iransk jurisdiksjon. Iranske domstoler benytter andre prinsipper enn det vi er vant til her i Norge. Bruk av voldgift har ikke forekommet enda og det gjenstår å se hvordan iranske domstoler vil tvangshåndheve krav utenlandske selskaper har mot Iran. Hittil har NIOC oppført seg ærverdig og oppfylt sine forpliktelser etter kontrakten.

7. Vurdering av buyback-avtaler

Helt siden den første buyback-kontrakten ble signert har modellen blitt kritisert for sine svakheter. Når man setter seg inn i systemet i Iran kan man kanskje forstå behovet myndighetene hadde for å skape en slik hybrid løsning. I midten av 1980 årene og frem til 1990 ble det ofte understreket av høytstående iranske ledere at utenlandsk innblanding i oljesektoren skulle aldri bli tillatt igjen. Dette tatt i betraktning var det ganske vågalt av iranske myndigheter å inngå buyback-avtaler i 1995. Mye har forandret seg siden den tid.

¹⁸ <http://www.iccwbo.org/>

Iran har utviklet seg i de senere årene og innsett at slike avtaler ikke tiltrekker seg utenlandske selskaper i like stor grad som ønskelig. Sammenligner man kontrakten med andre kontraktuelle regimer innenfor petroleumssektoren, vil man finne flere svakheter. For å belyse dette skal jeg redegjøre kort for konsesjonssystemet og produksjonsdelingsavtaler (PSA), som er de to mest brukte avtaleformer innenfor olje og gas.

7.1. Konsesjonssystemet

Konsesjonssystemet er det originale kontraktsformen for lete- og utvinningsvirksomheten og er fortsatt mest brukt i bransjen. En konsesjon er en særrett til å drive med letetundersøkelse og utvinning. Lisenshaver blir eier av utvunnet petroleum. Staten får sin andel i form av skatter og royalties. Denne formen er blant annet brukt i Norge, Storbritannia og nesten i alle OECD land (organisasjon for økonomisk samarbeid og utvikling). Siden vi bruker denne formen i Norge vil jeg redegjøre litt nærmere for dette.

I Norge har vi et konsesjonssystem. Det gir selskaper eksklusiv rett til å drive med utvinning av petroleum¹⁹. En utvinningstillatelse gir rettighetshaver enerett til undersøkelse, leteboring og utvinning av petroleum. I tillegg bli han eier av utvunnet petroleum, jfr. petrl § 3-3.3ledd. Dette er et flertrinns prosess hvor områder først blir utlyst jfr. § 3-1, deretter skal oppfordres selskaper å søke om konsesjon.

Det er myndighetene som avgjør hvem tillatelsen skal påfalle innenfor fastsatte skranker. Både petroleumsloven og internasjonale forpliktelser pålegger norske myndigheter skranker i vurdering jfr. konsesjonsdirektivet artikkel 2.2 og artikkel 5.4, samt EØS-avtalen artikkel 4. Kriteriene for utvelging er basert på objektive, transparente og sakelige grunner. Det er klart at myndighetene kan legge vekt på faglig ekspertise, erfaringer, selskapets økonomi. Det er tross alt et krevende prosjekt som skal gjennomføres. Det er da lettere for store solide selskaper å få konsesjonen. Tillatelsen blir ofte gitt flere

¹⁹ Facts :the Norwegian petroleum sector 2005

selskaper i felleskap, som vanlig tre til fire selskaper.

Når utvinningen starter betaler selskapene 25 % skatt for vanlige tjenester og varer på produksjonsfeltet. I tillegg betaler de en særskatt på 53 % jfr. petrskl § 5-5. slik får Norske myndigheter tilbake en god del penger for å være "eier av naturforekomstene" jfr. prtl § 1.

I tillegg er staten medeier i de største oljeselskapene som opererer i Norge, eks Statoil og Hydro. Slik er de med å dele gevinsten av naturrikdommer i Norge.

7.2. Produksjonsdelingsavtale

En produksjonsdelingsavtale(PSA) er en avtale der et utenlandsselskap, i form av en oppdragstaker for vertslandet/det nasjonale oljeselskap, får tilbakeført sine kostnader og i tillegg har rett til å motta en del av den gjenstående produksjonen som betaing for den risikoen selskapet tar og den servicen de yter ved utvikling og produksjonen av olje hvis kommersielle felt blir funnet. Det er altså en avtale mellom myndighetene og utenlandsk oljeselskap om å drive med lete- og utvinning mot en andel produsert petroleum. Den første PSA avtalen ble signert i Indonesia i 1966²⁰. Det er i dag et utbredt og vanlig form for kontrakt innenfor oljevirkosomhet. Selskapet har investeringsrisikoen. Vertslandet er involvert gjennom et joint venture og eier aksjer i oljeselskapet.. Utenlandske oljeselskap har krav på tilbakebetaling i form av produsert petroleum. Selskapet står for seismiske undersøkelser, boringer etc. Vertslandet har ingen forpliktelse i denne henseende. All oppsamlet data kan kreves utlevert av vertslandet. Selskapet må levere fra seg areal som ikke brukes underveis. Mislighold av disse forpliktelser kan føre til hevning av kontrakten. Partene danner en joint management som skal ta seg av operatøransvaret.

PSA har mange likhetstrekk med buyback men spriker på noen punkter. PSA blir ansett for å være bedre da oljeselskapet har krav på en del av produksjonen. Tilgang på råolje er alltid lukrativt for oljeselskaper.

²⁰ David, Marty and Hodgshon, Susan : Oil & Gas law and taxation review nr 17 1999

Felles for buyback og PSA er at vertsstaten har eiendomsretten over reservoarene i kontraktsperioden. Dette gjelder ikke konsesjonssystemet da utvunnet petroleum blir lisenshavers eiendom.

Land som benytter seg av serviceavtaler som buyback og PSA, er ofte underutviklet og isolert fra resten av verden og har behov for den ekspertise utenlandske selskaper kan tilby. Samtidig er disse landene ofte preget av indre uro. Krysning av flere behov skaper en slags finansiell ordning for utvikling av landets skjulte rikdommer. Utenlandske oljeselskaper tar lete- og utviklingsrisikoen og får kun tilbakebetalt hvis dette er vellykket. Vertsstaten tjener på å utvikle landets petroleumsressurser og slipper selv risikoen for mislykkede funn. Samtidig som vertslandet ikke mister rådigheten over ressursene.

Sammenlignet med buyback er PSA mer attraktivt for utenlandske selskaper. Selskapet er bundet av en kontrakt som beskytter den tross for uroligheter og omveltninger i vertsstaten. Det gir en viss trygghet i deler av verden der statsoverhoder kommer og går og nye lovendringer kan skape problemer for selskapet. Blir det overskridelser fra den avtalte pris, blir dette delt mellom selskapet og vertsstaten. Dette er ulikt buyback, hvor selskapet sitter igjen med tapet. Under PSA kan selskapet foreta utbedringer for å øke produksjonen slik at profitten blir større. Under PSA har altså selskapet krav på mer fortjeneste hvis produksjonen øker i motsetning til buyback. Det er stramme rammer rundt en buyback-kontrakt og selskapet har ikke tillatelse til å foreta seg noe mer eller mindre enn avtalt.

Kontraktsperioden er lenger. Det varer vanligvis opptil 10år.

Under konsesjon og PSA får selskapet lisens til å drive med i alle faser av produksjonen. Altså lete- utvinning og abondenering. Under buyback har vi rene leteundersøkelse og utviklingsavtaler samt en kombinert modell for begge trinn. Denne kombinerte modellen ble introdusert i 2003 og hevdet å gjelde kun for denne runden. Iranske myndigheter har innsett at den kombinerte modellen er mer attraktivt for utenlandske selskaper.

Mer fleksibel regime under PSA og konsesjonssystemet til å foreta endringer.

Under PSA er ROR ubestemt og avhenger av produksjon. Noe som gir større insentiv til selskapene til å prestere. Under buyback er det lite insentiv for selskapet å øke produksjonen, da økning i produksjonen ikke kommer selskapet til gode.

Under PSA og konsesjonssystemet er det oljeselskapet som har prisrisikoen. De vinner eller taper på svingninger i oljemarkedet. Under buyback er prisen fast. Det er NIOC som har risikoen. Kostnadsdekningen er begrenset til en del av inntektene fra produsert petroleum fra feltet. Skulle oljeprisen falle drastisk kan selskapet risikere å ikke få tilbakebetalt alt det de har krav på. Derfor har Selskapet i slike tilfeller mulighet til å kjøpe råolje til markedspris tilsvarende kravet. Under PSA har selskapet krav på en del av produksjonen frem til dekning av alle kostnader. Land med konsesjonssystem får del av produksjonen i form av skatter og royalties og med prioritet til å forsyne landet med energi.

Under konsesjonssystemet er rammen rundt virksomheten fastsatt i lov. Selskapene leverer sine tilbud etter myndighetene har proklamert et åpent område. Under serviceavtaler er partene først og fremst bundet av kontrakten. Enkelte land har vellykket petroleumsgivning som brukes som bakgrunnsrett, men de fleste land som benytter av slike service kontrakter har få eller ingen erfaring fra petroleumsvirksomheten og derfor blir disse kontraktene svært detaljerte. I Iran har de lang erfaring innenfor oljevirksomhet. Siden landet har basert mesteparten av sin virksomhet på servicekontrakter, er ikke petroleumsgivningen helt fullkomment. Dog er obligasjonsretten basert på det belgiske rettsystemet som gjør det pålitelig og lett akseptabelt for utenlandske investorer.

Under et konsesjonssystem er det i større grad balanse mellom risk og belønning enn det er i servicekontrakter. Under PSA og buyback er det mer basert på reservoarene. Dog er PSA å foretrekke fremfor buyback.

En idealistisk kontrakt innenfor petroleumssektoren må være fleksibel, forutsigbar, stabil,

transparent og enkel. Det er flere momenter som er avgjørende for utforming av kontrakter, blant annet miljø, geologisk perspektiv, infrastruktur i landet og graden av risk..

Iranske myndigheter har innsett at det kanskje er på tide å fornye seg for å kunne være med på oljefesten. Buyback-kontrakter tiltrekker seg ikke nok interessenter og bidratt til at Iran ikke har nådd sin produksjonskapasitet de siste 8 årene. Qatar og Algerie har begge innført PSA, og som følge av dette økt produksjon fra forholdsvis 450.000 og 800.000 b/d til 800.000 b/d og 1.3mmb/d²¹.

7.3. Etter min mening er svakhetene med kontrakten disse:

- Avtalt oljepris. Selv om dette kan virke særlig gunstig for oljeselskaper i tider der oljeprisen er lav, er dette vanlig praksis i oljebransjen. Man tar en viss risiko. I det siste har oljeprisen vært veldig høy og dette er det kun vertslendet som tjener noe på.
- Kontraktperioden. Den er som regel opptil 5 år, noe som er unormalt i bransjen. Dette bidrar til at selskapene ikke utnytter feltet på best og mest forsvarlig måte. Det bidrar ikke til å skape felles incentiv for begge parter vedrørende langsiktig produksjon da selskapet må trekke seg ut etter endt periode.
- Rene servicekontrakter. Siden selskaper som har drevet undersøkelse ikke har en fortrinnsrett mht utbygging av feltet er det ikke like attraktivt å gjøre jobben grundig. (dog har iranske myndigheter forsøkt en kombinert modell siden 2005 for å forhindre dette).
- Kontraktsvilkårene er lite fleksible og vanskelig å endre. Ved uforutsette hendelser er det nesten ikke mulig å endre betingelsene i kontrakten. Parter i slike kontrakter er avhengig av fleksibilitet da det kan oppstå situasjoner som

²¹ Varzi, Mehdi : Varzi Energy

ikke kunne ha vært forutsett på kontraktsinngåelsestidspunktet.

- Overtakelse av installasjoner og teknologi. Siden selskapene må gi fra seg det investerte, installasjoner og utstyr, kan dette føre til bruk av billigere og eldre teknologi enn det selskapet i realiteten har tilgang til. Ny og avansert teknologi er kostbart og for en periode av 5 år er det få som er villig til å gi fra seg dette.
- Drift og ledelse. Det er her buyback-kontrakten kommer til kort. Etter utbyggingen er ferdig forlater selskapet feltet og NIOC overtar. Iran har vært isolert fra resten av verden de siste 20 årene og er ikke like utviklet som resten av verden. Å tillate utenlandske selskaper å forbli partene etter utbyggingen kan det bidra til å videreutvikle Irans oljesektor i stor grad. Dyktige medarbeidere fra utenlandske selskaper kan bidra til mer effektiv og lønnsom drift.
- For mye byråkrati. Siden signering av første buyback-kontrakten, har utenlandske selskaper brukt uttallige timer på å diskutere bagatellmessige endringer. Spesielt vedrørende budsjettet. Det virker som det små ubetydelige ting har vært viktigere enn å få jobben gjort.

Så hva kan Iran gjøre for å håndtere problemene som har oppstått underveis. Man må hedre iranske myndigheter for deres løsning av problemet i 1995. Med et politisk styre som var i mot all utenlandsk innblanding i næringslivet i Iran, var det genialt å ta i bruk buyback-avtaler for å tillate bruk av utenlandsk ekspertise og kapital. Det har gått 11 år siden den første buyback-avtalen og selv om bruk av buyback var kontroversielt i 1995, klarer ikke kontraktsformen lengre å imøtekomme behovet for olje og gas sektoren i Iran. Et eksempel på dette er antall inngåtte kontrakter. Det er færre enn antatt. Noe som kanskje tyder på at det er behov for å fornye seg. Problemet er om iransk lovgivning tillater bruk av andre former for kontrakter?

Det mest nærliggende for bruk i Iran er PSA. Konesjon er forbudt. Er PSA et alternativ i Iran?

Etter loven er antageligvis også PSA forbudt da selskapet blir eier av produsert petroleum. For å kunne akseptere bruk av PSA i Iran, må man være klar over at staten får andel i selskapet. Det er overdragelse til utenlandske selskaper som er forbudt etter loven. Delt eierskap er hovedbegrepet for aksept av PSA. På denne måten har myndighetene full kontroll med utviklingen samtidig som de bevarer rådigheten over naturressursene. PSA har vært brukt i over 40 år og adoptert av majoriteten av olje-eksporterende land. Det er mao et godt bearbeidet terreng som iranske myndigheter ikke bør frykte å begi seg ut på.

En annen måte å tillate PSA på, er å bruke hensiktmessighetsvurderingen. I viktige beslutninger som blir tatt av myndighetene må "maslehat" ha sin plass. Hvis det bruk av PSA vil komme samfunnet som helhet til gode, må det antas at det kan tillates. Det er en vurdering som bør tas av iranske myndigheter så raskt som mulig. Tiden er ikke på Irans side. Dette må være en vekker for iranske myndigheter. Det er smart å delta for fullt i markedet mens prisen fortsatt er veldig høy.

Det er viktig at Iran åpner øynene og observere hva sine nærmeste naboer har gjort. Som nevnt har både Algerie og Qatar tatt i bruk PSA og som følge at dette økt produksjonen. Det er viktig at Iran blir med på oljefesten og øker produksjonen i disse oppgangstider. Etterspørselen etter olje er høy naturligvis i likhet med prisen. Det er naivt av Iran å tro at dette er vedvarende. Utviklingen i globalt energiforbruk er skiftende. Hvis man tar en titt på historien, ser man at frem til 1800tallet var tre og kull de dominerende energikildene. Kull var den dominerende energikilden frem til 1950tallet da den sank betraktelig. Land som satt på store mengder kull i nedgangsperioden tapte penger. Fossile energiresurser er begrensede dessuten er de miljøskadelige. Dette har satt fokus på bruk av nye fornybare energikilder. Kilde:

EU har som mål at 12 % av energibehovet i 2010 skal dekket med fornybare energikilder. I 1990 dekket fornybar energi om lag 18 % av verdens totale energiforbruk²². Som eksempel på fornybar energi kan nevnes solenergi, energi fra havet, vindenergi, bioenergi og hydrogen.

22 [www.kanenergi.no/oslo/kanenergi.nsf/DDC9BDD406DE099C1257115004021F0/\\$FILE/Nye+fornybareheftet.pdf](http://www.kanenergi.no/oslo/kanenergi.nsf/DDC9BDD406DE099C1257115004021F0/$FILE/Nye+fornybareheftet.pdf)

Reformer krever visjoner og mot. Den politiske entusiasmen og de politiske stridene etter revolusjonen har lagt seg. Den iranske samfunnet er i endring. Dagens Iran er ikke noe religiøs diktatur, men sannsynligvis det frieste og mest åpne samfunnet i det islamske Midtøsten. Utviklingen i de siste årene har på mange måter vært positiv, økonomisk vekst, rask utvikling av handel og kontakt med omverdenen, spesielt Russland og resten av Asia, og voksende utenlandske investeringer. Dette gjør det lettere for nasjonalforsamlingen å ta nasjonens interesse i sikte, være vågale og nytenkende, og åpne nye dører for å tiltrekke utenlandske selskaper innenfor Irans petroleumssektor.

8. Litteraturliste

Ali, Rahail "Iranian oil & gas: a legal framework" Oil & Gas and taxation review nr 17
1999

Beyer, Otto: "buy-back contracts in Iran", I "Industribygging og rettsutvikling, juridisk
Tidskrift i anledning Hydro 100 årsjubileum

Brexendorff, Alexander og Ule, Christian "changes bring new attention to iranian
buyback contracts"
Oil & Gas journal 11/1/04 volume 102; issue 41

FACTS, The Norwegian Petroleum sector 2005

Hodgshon, Susan og David, Martin R : "Production-sharing agreements: the commercial
implications of their development" International oil & gas law and taxation review nr 17,
1999

Laurence ,David.

"comment section: independent power projects in Iran" International energy law and
taxation review nr 29, 2002

Lundvall,Søren "Iran-det ekonomiska laget" Sweden's charge d'affaires in Tehran

"The impact of Islamic Revivalism on contract and usury law in Iran, Saudi Arabia, and
Egypt": Texas international law journal (vol 22:351)

Okkelmo, Stine "fokus i Iran, fra fattiggutt til oljesjeik?" Økonomisk rapport 22.01.2004

Modell service contract for field development, kilde: kan ikke oppgis.

Moss, giuditta cordero : petroleum invetment in russia :." are there grounds for revising

the preference for production sharing?" I Simply Scandinavian institute yearbook of maritime law 2001

Roberts, Petter og Jackson, Jacinta: "The Iranian buyback concession: the principle and the prospect "

International energy law and taxation review nr 19, 2001

Rivelsrød, Eivind lingaas og Bakjord, Espen "artikkel om sharia" I studjur nr 1/2006

Smith, Ernest E og Dzienkowski John S.: "A fifty-year perspective on world petroleum arrangements" Texas international law journal 1989

Varsi, Mehdi (president Varzi Energy) "maximizing oil revenue, market share vs price" IIIES Conference 18-19 october 2003.

Walied El-Malik "Minerals investment under the Shari`a law" International Energy and resources law.

Artikkel fra internett:

Rapport produsert av KanEnergi, juni 2001,

[www.kanenergi.no/oslo/kanenergi.nsf//](http://www.kanenergi.no/oslo/kanenergi.nsf//6DDC9BDD406DE099C1257115004021F0/$FILE/Nye+fornybareheftet.pdf)

[6DDC9BDD406DE099C1257115004021F0/\\$FILE/Nye+fornybareheftet.pdf](http://www.kanenergi.no/oslo/kanenergi.nsf//6DDC9BDD406DE099C1257115004021F0/$FILE/Nye+fornybareheftet.pdf) , besøkt 24.03.06

Rapport utarbeidet av Advokat Erik Keiserud, Advokatfirmaer Hjort DA, juni 2004,

[http://www.statoil.com/statoilcom/svg00990.nsf/Attachments/sluttrapportJuni2004/\\$FILE/sluttrapport.pdf](http://www.statoil.com/statoilcom/svg00990.nsf/Attachments/sluttrapportJuni2004/$FILE/sluttrapport.pdf), besøkt 27.02.06

Artikkel om buyback, wikipedia "the free encyclopedia"

wikipedia.org/wiki/entrepren%C3%B&kontrakt, besøkt 24.02.06

Hetland, Olaf. "Iran-bakgrunnen for dagens Iran", Cappelens historie
<http://historie.cappelen.no/fagforum/iran.html>, besøkt 13.02.06

lover :

"The constitution of Islamic Republic of Iran"

"Foreign investment promotion and protection law"

"Petroleum Act"

Lov om petroleumsvirksomhet 1996-11-29-72

Lov om skattlegging av undersjøiske petroleumforekomster 1975-06-13-35

"Law of the fourt Economic, Socil and Cultural development plan of the Islamic Republic of Iran" 2005-2009