



Handelshögskolan
VID GÖTEBORGS UNIVERSITET

Juridiska Institutionen
Programmet för juris kandidatexamen
Tillämpade studier, examensuppsats 30 poäng
Höstterminen 2009

”First Oil”

- Vederlagsintjäning och vederlagsrisk
i FPSO-kontrakt

Författare: Viktor Modigh

Handledare: Professor Svante O. Johansson

Ämne: Petroleumkontraktsrätt/Sjörätt

Förord

Som seden bjuder vill jag passa på att rikta ett stort tack till alla de som har delat med sig av sin värdefulla tid och kunskap för att möjliggöra denna uppsats.

Först vill jag nämna advokat, lic. jur. Knut Erling Øyehaug som var viktig för ämnesvalet, hjälpte mig att komma i gång med uppsatsen och som även senare har tagit sig tid att bidra med råd och synpunkter. Utan hans hjälp skulle det inte ha blivit någon uppsats om FPSO-kontrakt. Även professor Ola Mestad har varit till stor hjälp med ämnesval och goda råd under starten av uppsatsarbetet. Jag vill också nämna advokaterna Bjørn-Erik Leerberg och Per Seime från Advokatfirma SIMONSEN som har kommit med värdefulla inspel och förslag till förbättringar.

Sist men inte minst vill jag nämna min handledare professor Svante O. Johansson som visat stora mått av flexibilitet och tålamod och som alltid har varit tillgänglig när jag har behövt honom.

Förkortningar

BHA	Bottom Hole Assembly
BIMCO	The Baltic and International Maritime Conference
CAPEX	Capital Expenditures
EEZ	Exclusive Economic Zone
EPC	Engineering, Procurement & Construction
FLNG	Floating Liquefied Natural Gas
FPSO	Floating Production, Storage & Offloading
FPSS	Floating Production, Semi Submersible
FSO	Floating Storage & Offloading
HSE	Health, Safety & Environment
LOGIC	Leading Oil and Gas Industry Competitiveness
NCS	Norwegian Continental Shelf
NF	Norsk Fabrikasjonskontrakt
NSC	Norwegian Subsea Contract
NTK	Norsk Totalkontrakt
OED	Olje- og Energidepartementet
OLF	Oljeindustriens Landsforening
OPEX	Operational Expenditures
SUT	Samsvarsuttalelse
TLP	Tension Leg Platforms
UKCS	United Kingdom Continental Shelf
UNCLOS	United Nations Convention on the Law of the Sea

Innehållsförteckning

1	INLEDNING	6
1.1	SYFTE & FRÅGESTÄLLNINGAR	7
1.2	METOD	8
1.2.1	Material	8
1.2.2	Representativitet	8
1.3	AVGRÄNSNING	9
1.4	DISPOSITION	10
2	BAKGRUNDRÄTT	11
2.1	AVTALSRÄTTEN OCH FPSO-KONTRAKTET	11
2.2	KUSTSTATSLAGSTIFTNING	13
2.2.1	Internationell rätt	13
2.2.2	Norsk rätt	13
2.3	SJÖRÄTT	19
2.3.1	Internationell rätt	19
2.3.2	Norsk rätt	20
3	GENERELLT OM VEDERLAGSRISK	22
3.1	VEDERLAGSINTJÄNING	23
3.2	VEDERLAGSBERÄKNING	24
3.3	VEDERLAGSRISK	25
4	FPSO-KONTRAKTET	26
4.1	ÖVERSIKT	26
4.1.1	Kontraktet och kontrahenterna	26
4.1.2	Kontraktspraxis	26
4.2	KONTRAKTSINNEHÅLLET	27
4.2.1	Kontraktperioden	28
4.2.2	Utfästelser	29
4.2.3	Leverantörens förpliktelser	30
4.2.4	Bolagets förpliktelser	31
4.2.5	Ansvar och försäkring	32
4.2.6	Vederlagsbestämmelser	34
4.2.7	Uppsägning och hävning	36
4.2.8	Standardklausuler	37
5	UPPSTARTSFASEN	39
5.1	LEVERANS	39
5.1.1	Inledande fas	39
5.1.2	Avresa från varvet	39
5.1.3	Leveranstidpunkt	40
5.1.4	Tillgång till fältet och myndighetstillstånd	41
5.1.5	Notis om att FPSO-fartyget är redo	42

5.2	FÖRANKRING	43
5.3	ANSLUTNING	43
5.4	ACCEPTANSTEST	45
5.4.1	<i>Petroleumreservoarens egenskaper</i>	46
5.4.2	<i>Framgångsrikt test</i>	46
5.4.3	<i>Icke framgångsrikt test</i>	47
6	VEDERLAGSRISKEN I NÄRLIGGANDE KONTRAKTSTYPER	47
6.1	VEDERLAGSRISKEN I TIDSCERTEPARTIER	47
6.1.1	<i>Inledning</i>	47
6.1.2	<i>Vederlagsintjäning</i>	48
6.1.3	<i>Vederlagsberäkning och vederlagsrisk</i>	49
6.1.4	<i>Baltime 1939</i>	49
6.1.5	<i>Supply Time 2005</i>	50
6.2	VEDERLAGSRISKEN I BORR KONTRAKT	51
6.2.1	<i>Inledning</i>	51
6.2.2	<i>Vederlagsintjäning</i>	52
6.2.3	<i>Vederlagsberäkning och vederlagsrisk</i>	54
7	VEDERLAGSRISKEN I FPSO-KONTRAKT	55
7.1	VEDERLAGSINTJÄNING	55
7.2	VEDERLAGSBERÄKNING	56
7.3	VEDERLAGSRISK.....	57
7.3.1	<i>Inledning</i>	57
7.3.2	<i>Uppstartsfasen</i>	57
7.3.3	<i>Produktionsfasen</i>	58
8	REFLEKTIONER.....	60
8.1	LEVERANTÖRSPERSPEKTIVET.....	60
8.2	BOLAGSPERSPEKTIVET.....	62
8.3	JÄMFÖRELSE MED ANDRA KONTRAKTSTYPER.....	62
8.4	KONTRAKTSTRADITIONER	64
8.5	KOMMERSIELLA VILLKOR I KOMPLEXA KONTRAKT.....	65
9	KÄLLFÖRTECKNING.....	67
9.1	OFFENTLIGT TRYCK.....	67
9.2	LITTERATUR	67
9.3	ÖVRIGT	69

1 Inledning

Olje- och gasindustrin har sedan mitten på 70-talet använt sig av flytande produktions- och lagringsinrättningar: *Floating Production, Storage & Offloading-system* (FPSO). Dessa har ökat i användning i takt med att petroleumverksamheten i större utsträckning kommit att bedrivas på allt mer svårtillgängliga platser till havs.

FPSO-fartyg har flera fördelar jämfört med fixerade produktionsplattformar;¹ de är särskilt användbara i områden där förhållandena är svåra på grund av exempelvis havsdjup, starka strömmar och hård väderlek, eller där export-rörledningar är oekonomiska eller svåra att installera.² En ytterligare fördel är att de relativt enkelt kan flyttas och återanvändas på nya fält när produktionen upphör, något som är bra av ekonomiska och miljömässiga skäl samt medger ekonomisk utvinning även av marginella fält.³

En nackdel med FPSO-fartyg är att driftskostnaderna blir relativt höga, beroende på behovet av specialiserad besättning och utrustning. De skytteltankers som används medför en ökad risk för olyckor som kan medföra svåra konsekvenser för miljön. Många FPSO-projekt har dessutom drabbats av förseningar och överskridna budgetar för såväl ombyggnation som drift, vilket påverkar bilden av lösningens pålitlighet.⁴

Den vanligast förekommande typen av FPSO har historiskt varit konverterade oljetankers, men de kan även byggas nya för ändamålet och med annan utformning. Användandet av en FPSO som utbyggnadslösning innefattar flera riskfaser, där det typiskt sätt kan uppstå juridiska problem: *ombyggnadsfasen*, *uppstartsfasen* samt *produktionsfasen*. Under ombyggnaden uppstår det lätt förseningar och tekniska

¹ *Utvinningsinrettninger* enligt norsk terminologi.

² Sildnes, Tore: *FPSOs - Regulatory regimes – Division of responsibilities and implications*, i Gard News 164 November 2001/January 2002 och www.ukooa.co.uk/issues/fpso (081212).

³ de la Rue, Colin: *Oil pollution from offshore craft*, i Gard News 164 November 2001/January 2002.

⁴ Birkenes, Magnus: *The FPSO market: Love Boats*, s.11, i Oilinfo News nr 2, 2009.

problem, vid uppstart aktualiseras frågan om FPSO-ägaren har uppfyllt de kontraktuella kraven för vederlagsintjänning enligt kontraktets ratesystem (detta benämns ofta att vara "On Hire") och under produktionen kan problem uppstå, där frågan är vem som bär risken för att FPSO-fartyget inte klarar av att producera enligt avtalet. När den första oljan produceras kallas detta "first oil", vilket är ett viktigt moment i uppstartsfasen som också har givit namn till uppsatsen.

Som kontraktstyp befinner sig FPSO-kontrakt i gränslandet mellan sjörätt och petroleumkontraktsrätt och parterna kommer från olika miljöer med sina egna kontraktstraditioner. FPSO-fartyg ägs ofta av rederier som är vana vid att arbeta med tidscertepartier, medan motparten är oljebolag som är vana vid att hantera borrhkontrakt och olika typer av fabriktionskontrakt som exempelvis Norsk fabriktionskontrakt (NF), Norsk totalkontrakt (NTK), Norwegian Subsea Contract (NSC) eller Leading Oil and Gas Industry Competitiveness (LOGIC)⁵, men också tankcertepartier.

I denna uppsats behandlas främst problem som kan uppstå i *uppstartsfasen*, med ett särskilt fokus på övergången till *produktionsfasen*, och hur risken för dessa problem fördelas mellan avtalsparterna i kontrakten.

1.1 Syfte & frågeställningar

Uppsatsen placerar FPSO-kontraktet rättsligt i förhållande till sjörätten och petroleumrätten samt ger en övergripande beskrivning av FPSO-kontrakten. Betydelsen av vissa typer av klausuler kommenteras när dessa skiljer sig åt under norsk respektive engelsk kontraktsrätt.

Den grundläggande frågeställningen i uppsatsen är vilka krav kontrakten ställer på FPSO-ägaren för att en "On Hire"-situation skall uppnås, samt hur risken fördelas mellan parterna för problem som uppstår i samband med uppstartsfasen. Ett annat sätt att uttrycka detta är att frågan är hur vederlagsintjänningen går till samt hur vederlagsrisken fördelas mellan parterna. I analysen behandlas även fördelningen av

⁵ LOGICs modellkontrakt är baserade på engelsk rätt.

vederlagsrisk under produktionsfasen samt frågan om parternas olika kontraktstraditioner, enligt ovan, har en betydelse för hur riskfördelningen hanteras i kontrakten. Vidare görs jämförelser med hur dessa frågor hanteras i liknande kontrakt som tidscertepartier och borrhkontrakt.

1.2 Metod

1.2.1 Material

Den viktigaste källan är FPSO-kontrakt. Eftersom dessa inte är standardiserade och lättillgängliga har det varit en förutsättning att yrkesverksamma jurister ställt upp och delat med sig av sitt eget kontraktsmaterial. Vidare har ett jämförelsematerial bestående av främst tidscertepartier och borrhkontrakt använts.

När det gäller litteraturen så är det böcker och artiklar om sjörätt, petroleumrätt kontraktsrätt, EPC-kontrakt och borrhkontrakt som har varit den främsta källan. Det finns begränsat med litteratur som direkt behandlar FPSO-kontrakt och det är då artiklar i tidskrifter samt seminariematerial som har använts.

1.2.2 Representativitet

Uppsatsen bygger främst på det kontraktsmaterial som jag har fått tillgång till. Det rör sig om ett begränsat antal kontrakt från ett fåtal källor. Frågan är då vilken grad av *representativitet* materialet har, dvs. hur mycket har dessa kontrakt att säga om FPSO-kontrakt generellt. Källorna är norska och de personer som generöst har hjälpt mig med materialet har i varierande grad själva påverkat kontraktsinnehållet, vilket kan tänkas leda till mönster i utformningen av kontrakten som inte hade funnits i ett bredare material. Mot bakgrund av detta bör man vara försiktig med att dra alltför långtgående generella slutsatser med utgångspunkt i materialet.

Ett annat problem med materialet är att jag i vissa fall inte haft tillgång till alla bilagor till kontrakten. Parternas plikter framkommer ofta i sin helhet först när de

tekniska specifikationerna och tidtabellerna granskas i relation till klausulerna i själva kontraktet.⁶

Det som trots allt är styrkan i materialet när det gäller vederlagsintjäning är att det rör sig om kontrakt som har använts och används på ett flertal olika platser i världen. Den geografiska spridningen är således god. Samtidigt medför omständigheten att många av kontrakten är baserade på utländsk, och då särskilt engelsk rätt, att dessa i vissa avseenden avviker från norsk kontraktstradition. Vidare är det en bra bredd bland kontrahenterna. Där finns så väl mindre som större oljebolag och rederier, vilket innebär att styrkan i förhandlingspositionerna varierar. De är även utspridda i tiden vilket innebär att marknadsförhållandena (avseende oljepris, tillgång på FPSO-fartyg etc.) då kontrakten ingåtts varierar. Dessutom varierar tillkomsten av kontrakten en hel del. I vissa fall har mina källor utformat kontrakten själva på uppdrag av en klient. I andra fall har kontrakten kommit från den andra avtalsparten, vilket innebär att mina källor då haft en mer granskande roll med en mer begränsad påverkan av utformningen.

1.3 Avgränsning

En nödvändig avgränsning är vilka typer av kontrakt som skall inkluderas i uppsatsen. Kärnan i materialet utgörs av FPSO-kontrakt⁷. Utöver dessa har jämförande utblickar även gjorts mot de andra kontraktstyperna tidscertepartier och borrhkontrakt.

Ett tänkbart alternativ hade varit att även titta på kontrakt som behandlar närliggande typer av flytande fartyg och produktionssystem så som Floating Storage & Offloading-system (FSO), Floating Liquified Natural Gas-system (FLNG), Tension Leg Platform (TLP), Floating Production Semi Submersible (FPSS) eller ”well testing”-skepp.

⁶ Jämför Teagle, Patrick: *What is the contract?* i Deepwater newsletter nr 1.

⁷ Se vidare 4.1.1.

Som ovan nämnts är kontrakten upprättade för FPSO-fartyg som använts i en rad jurisdiktioner, vilket även avspeglas i lagvalsklausulerna. När det gäller den kontraktuella hanteringen av uppstartsfasen och vederlagsintjäningen har inte detta någon avgörande betydelse, men den bakgrunds rätt som behandlas i uppsatsen avgränsas till norsk rätt.⁸ Vidare kommenteras i översikten över FPSO-kontraktet de klausuler där den rättsliga betydelsen typiskt skiljer sig åt mellan norsk och engelsk rätt utan att någon närmare fördjupning görs.

1.4 Disposition

Efter en inledande genomgång av den relevanta bakgrunds rätten görs en översiktlig beskrivning av FPSO-kontraktet och kontrahenterna, samt kontraktspraxis. Sedan följer en genomgång av huvuddelarna i kontrakten. Därefter beskrivs uppstartsfasen och den kontraktuella hanteringen av de olika moment som skall leda till first oil. Vidare analyseras och jämförs fördelningen av vederlagsrisken mellan parterna i de närliggande kontraktstyperna tidscertepartier och borrhkontrakt med FPSO-kontrakt.

⁸ När det gäller den norska sjölagen och avtalsrätten kan det för ordningens skull nämnas att den är i överensstämmelse med svensk lagstiftning och svensk kontraktstradition.

2 Bakgrunds rätt

2.1 Avtalsrätten och FPSO-kontraktet

Den centrala rättskällan för tolkning och tillämpning av FPSO-kontrakt är själva kontraktet. Vid en bedömning av juridiska problem relaterade till en särskild kontraktstyp som inte direkt låter sig lösas av kontraktet eller tillämplig lag kan vägledning sökas i avtalsrätten. Det skall nämnas i sammanhanget att Petroleumslöven,⁹ Petroleumsforskriften¹⁰ och produktionslicenserna¹¹ ställer en del absoluta krav som inte kan avtalas bort.

Mot bakgrund av detta följer en kort beskrivning av avtalsrättens systematik varefter avtalsrättens och kontraktsrättens påverkan på FPSO-avtalet tas upp.

Vanligtvis delas avtalsrätten in i två delar: allmän avtalsrätt och speciell avtalsrätt. Den speciella avtalsrätten kallas även kontraktsrätt.¹²

Med den allmänna avtalsrätten menas här ett rättsområde som omfattar regler för avtals uppkomst, fastställande av kontrahenternas prestationer samt regler om avtalsbrott.¹³ Det rör sig således om ett vidare område än det som omfattas av Avtaleloven.¹⁴ Kontraktsrätten kan då definieras som den del av kontraktsrätten som faller utanför den allmänna avtalsrätten.

⁹ Lov av 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet.

¹⁰ Forskrift 27. juni 1997 nr. 653 til lov om petroleumsvirksomhet.

¹¹ Utvinningstillatelse på norska.

¹² Hellner, Jan, Hager, Richard & Persson, Annina H: *Spesiell avtalsrätt II: Kontraktsrätt Första häftet*, s. 22.

¹³ Ramberg, Jan & Ramberg, Christina: *Allmän avtalsrätt*, s. 21.

¹⁴ Lov av 31. mai 1918 nr. 4 om avslutning av avtaler, om fuldmagt og om ugyldige viljeserklæringer.

En annan grund för systematiken, som bland annat används av Hellner, är att till den allmänna avtalsrätten föra det som är gemensamt för alla eller de flesta kontraktstyper medan det som påverkas av kontraktstypen förs till kontraktsrätten.¹⁵

Det är dock viktigt att uppmärksamma att den allmänna avtalsrätten och den speciella kontraktsrätten inte utgör två olika rättsområden, utan en juridisk bedömning relaterad till en viss kontraktstyp kräver i regel en analys av såväl den allmänna avtalsrätten som kontraktsrätten.¹⁶

Avtaleloven utgör en begränsad rättskälla med en mängd luckor. En konsekvens av detta är att det ofta är nödvändigt att falla tillbaka på allmänna avtalsrättsliga principer, analogier från lagar om speciella avtalstyper och rättspraxis för att kunna göra en rättslig bedömning av hur ett problem skall hanteras när inte kontraktet ger tillräcklig vägledning.¹⁷

Den allra största delen av de avtalsrättsliga regler som skulle kunna vara relevanta för FPSO-kontrakt är dispositiva. Som kontraktstyp präglas kontrakten av att de är relativt omfattande och komplexa. Vanligtvis hanteras de problem som dyker upp i enlighet med kontraktsvillkoren och dispositiva regler kommer därför inte till användning. Vidare rör det sig om kontrahenter som är professionella, kommersiella aktörer vilket innebär att exempelvis Avtalelovens § 36, som öppnar upp för att ett kontrakt kan sättas åt sidan eller ändras om det skulle vara orimligt eller strida mot gott handelsbruk att göra den gällande får en begränsad tänkbar användning.¹⁸

¹⁵ Hellner, Jan, Hager, Richard & Persson, Annina H: *Speciell avtalsrätt II: Kontraktsrätt Första häftet*, s. 22.

¹⁶ Ramberg, Christina: *Kontraktstyper*, s. 17.

¹⁷ Ramberg, Jan & Ramberg, Christina: *Allmän avtalsrätt*, s. 23 ff.

¹⁸ För ett exempel på ett teoretiskt sådant fall, se 4.2.5.

2.2 Kuststatslagstiftning

2.2.1 Internationell rätt

Enligt internationell rätt är sockelstatens lagstiftning tillämplig i det område där en FPSO är verksam. Det följer av United Nations Convention on the Law of the Sea, 10 december 1982 (UNCLOS), som vidareför United Nations Convention on the Continental Shelf från 29 april 1958, att kuststaten utövar en suverän och exklusiv rätt över det exklusiva ekonomiska området (EEZ), och kontinentalsockeln¹⁹ när den sträcker sig längre än 200 nautiska mil, gällande utforskning efter och utnyttjande av naturresurser.²⁰

2.2.2 Norsk rätt

2.2.2.1 Norsk kontinentalsockel

På norsk kontinentalsockel (NCS) är det Petroleumslöven²¹ som är den centrala lag som reglerar petroleumverksamheten.²² Petroleumslöven innehåller speciell förvaltningsrätt samt ersättningsrätt. När det gäller ersättningsrätten så behandlar Petroleumslöven utomobligatoriska förhållanden.²³

¹⁹ Utgångspunkten är att EEZ och kontinentalsockeln innefattar 200 nautiska mil, men FN:s kontinentalsockelkommission, Commission on the Limits of the Continental Shelf (CLCS), kan med utgångspunkt i en granskning av data och annat material rekommendera ett utvidgat område när kuststaten kan visa att kontinentalsockeln sträcker sig längre ut, UNCLOS, artikel 76 och Annex II. Commission on the Limits of the Continental Shelf.

²⁰ UNCLOS, artikel 77 jfr. artikel 56. Kontinentalsockeln definieras i artikel 76 och avgränsas i artikel 83.

²¹ Centrala bestämmelser är §§ 1-1, 1-3 och 1-4 som stadgar rätten till petroleumsförekomster under havsbotten och statens exklusiva rätt till resursförvaltning, krav om tillåtelse samt lagens tillämplighet.

²² Begreppet petroleumsvirksomhet definieras i § 1-6 c.

²³ Ansvarsfrågor i relationen mellan rättighetshavare eller operatören på den ena sidan och olika leverantörer och underleverantörer på den andra sidan behandlas i stället i kontrakt och med den allmänna ersättningsrätten som bakgrund. Exempel på sådana kontrakt är NF, NTK, NSC, FPSO-kontrakt, borrhävskontrakt etc.

Petroleumslovens definition av NCS bygger på internationell rätt.²⁴ Den närmare gränsdragningen av NCS är reglerad i internationella avtal mellan Norge och Sverige, Storbritannien, Danmark, Ryssland respektive Island.²⁵ När det gäller gränsdragningen mot Ryssland gällande det så kallade omstridda området i Barents hav har någon överenskommelse ännu inte kunnat nås.²⁶

2.2.2.2 Petroleumslovens tillämplighet

Petroleumsloven är tillämplig på petroleumaktiviteter²⁷ i förbindelse med petroleumförekomster²⁸ på havsbotten inom området för norsk jurisdiktion, vilken innefattar norsk mark, norska interna vatten, norskt territorialvatten, samt norsk kontinentalsockel. Vidare är lagen tillämplig inom och utanför norsk kontinentalsockel i den utsträckning en sådan tillämpning följer av internationell rätt eller avtal med främmande stater.²⁹ Norge har i vissa fall ingått avtal med andra stater om att gränsöverskridande rörledningar skall omfattas av norsk jurisdiktion. Detta kan även gälla gränsöverskridande fält.³⁰

Petroleumsloven är inte den enda lag som gäller för petroleumaktiviteter, utan även annan lagstiftning kan vara tillämplig.³¹ Exempel på andra rättsområden som kan vara

²⁴ Petroleumsloven § 1-6 l.

²⁵ Se exempelvis Fleischer, Carl August: *Petroleumsrett*, kap. 4 och Hammer, Ulf m.fl: *Petroleum Law Compendium Book 1*, s. 12.

²⁶ Denna fråga kommer sannolikt bli betydelsefull framöver med tanke på de rika petroleumförekomster som förväntas ligga i den omtvistade zonen i Barents hav.

²⁷ Se 2.2.2.3 nedan.

²⁸ Petroleum definieras i Petroleumsloven § 1-6 a och petroleumsförekomst i § 1-6 b.

²⁹ Petroleumsloven § 1-4. Svalbard faller utanför omfattningen av Petroleumsloven (omfattas i stället av Bergverksordningen), Petroleumsloven § 1-4, 5 st. Däremot omfattas Jan Mayen och de närliggande havsområdena av Petroleumsloven, se Fleischer, Carl August: *Petroleumsrett*, s. 92 ff. och 179 ff.

³⁰ Hammer, Ulf m.fl: *Petroleum Law Compendium Book 1*, s. 12.

³¹ Petroleumsloven § 1-5.

tillämpliga på petroleumverksamheten är skatterätt, förvaltningsrätt, sjörätt, miljörett, arbetsmiljörett och ersättningsrätt.

2.2.2.3 Verksamhetsavgränsning

Ett viktigt kriterium för att Petroleumslöven skall vara tillämplig är att det rör sig om petroleumaktiviteter.³² Begreppet definieras som innefattande alla aktiviteter associerade med petroleumförekomster på havsbotten; inklusive undersökning, prospekteringsborrning³³, utvinning, transport, utnyttjande och avveckling samt planering av sådana aktiviteter.³⁴ Det är alltså en mängd aktiviteter som omfattas av Petroleumslöven. En viktig avgränsning är dock transport av petroleum med fartyg i bulk som faller utanför lagens tillämpningsområde.³⁵ Det finns en gammal tradition av ”the freedom of the seas” och sjöfarten är en verksamhet som beskyddas av internationell rätt som lagstiftaren måste förhålla sig till i utformningen av petroleumrätten.³⁶

En annan viktig avgränsning är att petroleumaktiviteten skall ha ett samband med petroleumförekomster på havsbotten.³⁷ Det innebär att aktiviteter i samband med petroleumförekomster på land faller utanför Petroleumslöven.³⁸ Några sådana fynd har inte gjorts i Norge varför detta har begränsad praktisk betydelse.

³² Petroleumslöven § 1-4. Petroleum definieras som så väl flytande som gasformiga gasväten, dvs. olja, gas och kondensat, Petroleumslöven § 1-6 a.

³³ *Leteboring* på norska, se Petroleumslöven § 1-6 f.

³⁴ Petroleumslöven § 1-6 c.

³⁵ Petroleumslöven § 1-6 c.

³⁶ Se vidare 2.3.1 nedan.

³⁷ Petroleumslöven § 1-4, 1 st.

³⁸ Sådana aktiviteter regleras av Lov 4. mai 1973 nr. 21 om undersøkelser etter og utvinning av petroleum i grunnen under norsk landområde. För Svalbard regleras detta av Bergverksordningen, Kgl. Resolusjon 7. august 1925.

En ytterligare avgränsning är att utnyttjande som äger rum på land (eller i vatten som omfattas av privat egendomsrätt) omfattas av Petroleumsloven endast när det är nödvändigt för eller utgör en integrerad del av utvinning³⁹ eller transport⁴⁰ av petroleum.⁴¹ Det innebär att Petroleumsloven är tillämplig på produktion på NCS, initial behandling av petroleum till havs med exempelvis FPSO, FPSS eller TLP, samt transport till behandlingsterminaler på land och ytterligare process där. En processanläggning på land som behandlar petroleum för att den skall kunna transporteras vidare i skepp eller rörledning till kontinenten är ett exempel som omfattas av Petroleumsloven. Ett annat exempel som omfattas av Petroleumsloven är produktions- och lagringsanläggningarna på land som tillhör Snövitfältet i Barents Hav. Petroleumförekomsten är belägen på havsbotten, men på grund av bland annat svåra väderleksförhållande har utvinningsanläggningarna i det väsentligaste placerats på land i stället för i närheten av brunnarna till havs. Utnyttjande av petroleum som exempelvis i ett oljeraffinaderi faller däremot i utgångspunkten utanför Petroleumslovens tillämpning.

2.2.2.4 Petroleumsloven och FPSO-kontraktet

Norsk petroleumsrätt är således tillämplig på FPSO-fartyg. Av detta följer att ett antal HSE-relaterade krav skall uppfyllas vilka vi inte skall gå närmare in på här.⁴²

Olje- og Energidepartementet (OED) kan besluta om att petroleumsvirksomheten skall samordnas när det är uppenbart rationellt.⁴³ Mot bakgrund av detta kan OED

³⁹ Petroleumsloven § 1-6 g.

⁴⁰ Petroleumsloven § 1-6 h.

⁴¹ Petroleumsloven § 1-4, 2 st.

⁴² Se vidare Forskrift 31. august 2001 nr. 1016 om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten (*Rammeforskriften*), Forskrift 3. september 2001 nr. 1099 om styring i petroleumsvirksomheten (*Styringsforskriften*), Forskrift 3. september 2001 nr. 1107 om materiale og opplysninger i petroleumsvirksomheten (*Opplysningspliktforskriften*) och Forskrift 3. september 2001 nr. 1100 om utforming og utrusting av innretninger med mer i petroleumsvirksomheten (*Innretningsforskriften*).

⁴³ Petroleumsloven § 4-7. Bestämmelsen gäller även för blocköverskridande och gränsöverskridande verksamhet.

besluta att FPSO-fartyg som ägs av en rättighetshavare också kan brukas av andra när det finns driftsmässiga och samhällseliga hänsyn som talar för det. Sådant bruk skall inte vara till men för rättighetshavaren eller någon som tidigare säkrat sig rätten att bruka anläggningen.⁴⁴ Sedan 2009 har denna rätt till tredjeparts-tillgång uttryckligen utvidgats till att även omfatta inrättningar som brukas av en rättighetshavare.⁴⁵ Detta innebär att det nu inte längre råder något tvivel om att licenshavarna måste ta ett möjligt krav på tredjeparts-tillgång i beaktning när en FPSO-lösning skall användas för utbyggnaden av ett fält, oavsett om FPSO-fartyget köps eller hyrs för ändamålet. Praktiskt kan detta i det enskilda fallet innebära att operatören måste ta hänsyn till att kapaciteten på systemet skall kunna hantera också andra närliggande oljeförekomster.

Med stöd i Petroleumsloven kan staten överta en rättighetshavares fasta inrättning i samband med att en produktionslicens löper ut, ges upp eller kallas tillbaka, eller när användningen av inrättningen upphör.⁴⁶ Det är två viktiga avgränsningar av denna bestämmelse. Den ena är att den endast gäller för inrättningar som ägs av rättighetshavaren. Den andra avgränsningen är att bestämmelsen endast gäller fasta inrättningar. Vilka inrättningar som är fasta respektive flyttbara är inte alltid lätt att avgöra. En flytande inrättning i detta sammanhang innebär inte att det är en inrättning som rent tekniskt låter sig flyttas, utan det som avses är en inrättning som är konstruerad för att kunna flyttas från ett fält till ett annat utan att det krävs större modifikationer.⁴⁷ Det innebär att när en FPSO ägs av en rättighetshavare så kan den i

⁴⁴ Petroleumsloven § 4-8.

⁴⁵ LOV 2009-06-19 nr 104: Lov om endringer i lov 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet. Det stadgas redan i Forskrift 20. desember 2005 nr. 1625 om andres bruk av innretninger (TPA-forskriften), § 12, som nærmere reglerer tredjeparts-tillgang av inrättningar, att forskriften gjelder även *hyrda* anleggninger. Fram till den ovan nämnda ändringen har detta dock inte haft uttryktligt stöd i Petroleumsloven.

⁴⁶ Petroleumsloven § 5-6.

⁴⁷ Ot.prp.nr.43 (1995-1996) Om lov om petroleumsvirksomhet, s. 53.

många fall räknas som en fast inrättning i juridisk mening. Detta gäller särskilt då den är konstruerad för att brukas i ett större projekt.⁴⁸

Petroleumsloven påverkar även ansvarsfrågan i ersättningsrättsliga sammanhang. För föroreningsskador gäller förenklat att rättighetshavarna har ett strikt objektivt ansvar för föroreningsskador från en inrättning eller en brunn.⁴⁹ Kraven skall riktas mot operatören.⁵⁰ Övriga rättighetshavare har ett pro-ratariskt ansvar då full betalning av ersättningen inte kan hämtas in från operatören.⁵¹ Sådana ersättningskrav kan inte riktas mot Leverantören.⁵² Vidare är rättighetshavarna i en produktionslicens generellt solidariskt ansvariga med Leverantören för andra typer av ersättningskrav som riktas mot denne från tredje man.⁵³

Den för uppsatsens frågeställning viktigaste följden av att Petroleumsloven är tillämplig på FPSO-fartyg är att kontrakten skall ingås enligt norsk rätt och vara utformade enligt norsk kontraktstradition. Dessa krav följer inte direkt av Petroleumsloven, utan ingår i koncessionsvillkoren i produktionslicenserna⁵⁴ som

⁴⁸ Andra faktorer som spelar in i bedömningen om FPSO-fartyget anses utgöra en fast inrättning är storleken på fältet och projektets livslängd. Om exempelvis en FPSO konstrueras för att brukas på ett fält och den förväntade ekonomiska livslängden på FPSO-fartyget och fältet i stort sett överensstämmer, så är det inte realistiskt att bruka FPSO-fartyget på flera fält även om det är tekniskt möjligt att flytta och modifiera det. Att kapaciteten på anläggningen är så stor att den svårigen låter sig användas på andra fält är en annan faktor som kan medföra att inrättningen anses fast.

⁴⁹ Som föroreningsskada räknas skada eller förlust samt kostnader för försök att avvärja eller begränsa skada till följd av utströmning eller utsläpp från en brunn eller inrättning (i detta sammanhang FPSO-fartyget), Petroleumsloven § 7-1.

⁵⁰ En norsk produktionslicens innehas av en rättighetshavargrupp. En av rättighetshavarna utses av myndigheterna till operatör och utövar i den egenskapen den dagliga administrationen av verksamheten i licensen.

⁵¹ Petroleumsloven § 7-3.

⁵² Petroleumsloven § 7-4 a. Leverantören skall inte förväxlas med operatören av produktionslicensen. Se vidare 4.1.1.

⁵³ Petroleumsloven § 10-9.

⁵⁴ Licenserna kallas *utvinningstillatelse* på norska. Vanligtvis ligger kravet i artikel 7 i licensdokumentet.

tilldelas enligt Petroleumslovens regler.⁵⁵ Av detta följer att kontrakten skall ha norska lagvalsklausuler. Detta innebär dock inte att de nödvändigtvis måste underställas norsk domstol, utan skiljeklausuler⁵⁶ är relativt vanligt förekommande. Den praktiska betydelsen av att kontrakten skall följa norsk kontraktstradition är oklar, men vid utformandet av FPSO-kontrakt för NCS bör detta hållas i åtanke. Det är relativt vanligt förekommande att kontrakt från andra jurisdiktioner efter mindre justeringar återanvänds på norsk sockel, vilket rättsligt sett är ett direkt brott mot licensvillkoren.

2.3 Sjörätt

2.3.1 Internationell rätt

Frågan om sjörättens tillämplighet på FPSO-fartyg bottnar ytterst i konflikten mellan *flaggstatsbyncipen* som gäller på de fria haven och principen om kuststatens jurisdiktion över kontinentalsockeln och de närliggande havsområdena. Enligt *flaggstatsbyncipen* utövar den stat där en inrättning är registrerad jurisdiktion över fartyget och dess verksamhet. På de områden där kuststaten utövar suveräna rättigheter med stöd i folkrätt och intern rätt måste dock *flaggstatsbyncipen* i stor utsträckning ge vika, eller annorlunda uttryckt: sockellagstiftning går före flaggregler.⁵⁷ En viktig konsekvens av detta är att den relevanta sockellagstiftningen måste efterlevas när petroleumsverksamhet skall bedrivas.

Folkrättsligt har kuststaten jurisdiktion över artificiella öar, installationer⁵⁸ och anläggningar på kontinentalsockeln.⁵⁹ Distinktionen mellan skepp och installationer var inte så besvärlig att göra när petroleumsverksamheten till havs främst bedrevs

⁵⁵ Petroleumsloven § § 1-3 och 3-3, 1 st. Ytterligare reglering av produktionslicenserna finns i Forskrift 27. Juni 1997 nr. 653 til lov om petroleumsvirksomhet, kap. 3.

⁵⁶ Voldgiftsklausul på norska.

⁵⁷ Øyehaug, Knut Erling: *Borefartøyer og jurisdiktion*, s. 20 f. Se vidare om kuststatens jurisdiktion i 2.2.3.

⁵⁸ Innretning på norska.

⁵⁹ Art. 60 jfr. Art. 80, UNCLOS.

med fasta installationer, vilket var fallet när UNCLOS förhandlades fram. Det råder heller ingen tvekan om att en flyttbar innrättning, som exempelvis ett borrhartyg eller en FPSO, omfattas av sockellagstiftningen när den är positionerad vid fältet och bedriver petroleumverksamhet.⁶⁰

Frågan uppstår då om kuststatens jurisdiktion gäller även då en FPSO är under förflyttning. Detta är en omdiskuterad fråga där det funnits delade meningar.⁶¹

2.3.2 Norsk rätt

Enligt norsk rätt omfattas en FPSO som skall användas på NCS som ovan nämnts av Petroleumslöven.⁶² Ett viktigt undantag är dock transporten till fältet. Den räknas enligt norsk rätt som en maritim operation som regleras av sjörättsliga bestämmelser.⁶³ De centrala lagar som reglerar norsk sjörett är Sjøloven samt på sjösäkerhetsområdet Skipssikkerhetsloven.⁶⁴

Den kritiska tidpunkten för när sjörätten får vika för sockellagstiftningen och en FPSO anses bedriva petroleumverksamhet i Petroleumslövens mening är när den först ligger förankrad vid fältet.

Trots att det inte är nödvändigt är majoriteten av FPSO-fartyg klassade och flaggade. Detta följer främst av praktiska skäl då krav som kommer från klass och flagg är lätta att relatera till för exempelvis varv, myndigheter, försäkringsbolag och finansiärer.⁶⁵

⁶⁰ Øyehaug, Knut Erling: *Borefartøyer og jurisdiktion*, s. 64 f.

⁶¹ A.a. s. 74 ff.

⁶² Se 2.2 ovan.

⁶³ Ot.prop.nr.43 (1995-1996). Om lov om petroleumsvirksomhet, s. 30.

⁶⁴ Lov 24. juni 1994 nr. 39 om sjøfarten (Sjøloven) och Lov 16. februar 2007 nr. 9 om skipssikkerhet (Skipssikkerhetsloven).

⁶⁵ Sildnes, Tore: *FPSOs - Regulatory regimes – Division of responsibilities and implications*, s. 6, i Gard News 164 November 2001/January 2002.

Således är sjörätten av begränsad betydelse för de frågor som skall behandlas i det följande, även om det är tänkbart att Sjølovens regler om off hire under vissa omständigheter skulle kunna fylla ut kontraktet när en off hire-klausul är oprecis eller oklar.⁶⁶

⁶⁶ Se vidare 4.2.6.

3 Generellt om vederlagsrisk

Inom kontraktsrätten kan man tala om tre riskbegrepp: *vederlagsrisk*, *uppfyllelserisk* och *ägarrisk*.⁶⁷

I det fall en förpliktelse i ett kontrakt inte blir uppfylld på ett kontraktsmässigt sätt kan motparten vara tvungen att finna sig i det och ändå utföra sin motprestation (typiskt sett betala) om denne bär risken för den omständighet som förhindrar kontraktets uppfyllande. Detta kan betecknas *vederlagsrisk*.⁶⁸ Begreppet har sitt ursprung i den klassiska frågeställningen om hur köpeskillingen påverkas av att en köpt sak förstörs och har utvecklats till att omfatta alla frågor om vad en part måste prestera för att tjäna in vederlaget från medkontrahenten.⁶⁹

Då en kontraktspart lider skada av att motparten inte utför sin prestation kan detta kategoriseras som *uppfyllelserisk*. Sådan skada kan exempelvis bestå i att denne tvingas kontrahera någon annan att utföra prestationen till ett högre pris eller drabbas av ersättningskrav från tredje man på grund av att en beställd sak inte kan hyras ut enligt avtal.⁷⁰ Det förekommer även att risken för att behöva utföra en prestation trots att detta blir oväntat betungande kategoriseras som en form av *uppfyllelserisk*. Det är dock vanligare att detta behandlas som en fråga om huruvida en förpliktelse har bortfallit till följd av bristande förutsättningar.⁷¹

Frågan om vem som ansvarar i situationer när någon på kontraktuell grund har hand om någon annans sak kan benämnas som *ägarrisk*.⁷²

I den vidare framställningen är det *vederlagsrisken* som kommer att behandlas.⁷³

⁶⁷ Indelningen hämtad från Hagstrøm som använder begreppen *vederlagsrisiko*, *ytelsesrisiko* och *eierrisiko*. Hagstrøm, Viggo & Aarbakke, Magnus: *Obligasjonsrett*, s. 40.

⁶⁸ Hagstrøm, Viggo & Aarbakke, Magnus: *Obligasjonsrett*, s. 40.

⁶⁹ Mestad, Ola: *Om force majeure og risikofordeling i kontrakt*, s. 7 f.

⁷⁰ Øyehaug, Knut Erling: *Vederlagsrisikoen i borekontraktene*, s. 29.

⁷¹ Hagstrøm, Viggo & Aarbakke, Magnus: *Obligasjonsrett*, s. 40.

⁷² A.a s. 40.

3.1 Vederlagsintjening

I samband med FPSO-fartyg är det även relevant att tala om vederlagsintjening, alltså frågan om vad som skall till för att exempelvis en beställare skall ha en betalningsplikt gentemot en leverantör. Under vilka omständigheter bortfaller eller begränsas rätten till vederlag? Sambandet mellan plikter och vederlagsrisk är dock inte nödvändigt. Det kan tänkas att leverantören måste avstå från vederlaget även då denne agerat enligt kontraktet utan att bete sig felaktigt eller oaktsamt. Oavsett orsaken kan fel i en vara leda till hävning eller prisavslag. Det kan exempelvis röra sig om ett fel i tillverkningen som leverantören är helt ovetande om.⁷⁴

Den vederlagsförväntning som en ”utförande” part har i kontraksrelationen har två hållpunkter. Den ena är att vederlagsförväntningen är ett viktigt villkor för uppfyllelse, eftersom utebliven betalning eller en förväntad bristande vilja eller förmåga att betala från motpartens sida kan åberopas som grund för att häva avtalet eller hålla inne med den egna prestationen. Den andra hållpunkten är att det är knutet ett penningkrav till vederlagsförväntningen, dvs. då avtalet uppfyllts av den ”utförande” parten är motparten förpliktad att betala för prestationen.⁷⁵

Pengakravet och den motsvarande betalningsförpliktelsen ändrar karaktär i takt med att den kontraktuella relationen utvecklas:

1. Före kontraktsingåendet har den ”utförande” parten möjligtvis en löst förankrad föreställning om att vid ett senare tillfälle få ett penningkrav mot den kommande avtalsparten.
2. När kontraktet har ingåtts etableras ett penningkrav som är betingat av den egna prestationen om det inte rör sig om någon form av förskottsbetalning.

⁷³ Begreppet har använts i flera tidigare arbeten av vilka kan nämnas exempelvis: Selvig, Erling: *The freight risk* och Øyehaug, Knut Erling: *Vederlagsrisikoen i borekontraktene*.

⁷⁴ Krüger, Kai: *Norsk kontraktsrett*, s. 138 f.

⁷⁵ A.a. s. 320.

3. I samband med utförandet av den egna prestationen uppstår i regel motpartens betalningsplikt. Den konkreta tidpunkt då kravet förfaller måste som regel fastslås med utgångspunkt i kontraktet och bakgrundsrätten.
4. Konsekvensen av att vederlaget intjänats och förfallit till betalning (utan att det preskriberats) är att den utförande parten har samma rättsliga ställning som vilken annan innehavare av ett förfallet penningkrav som helst. Kravet kan drivas in och eventuell säkerhet utnyttjas. Reellt sett kan ställningen dessutom vara starkare i situationer då den ”utförande” parten råder över resultatet av sin prestation och har möjlighet att innehålla detta.

I den schematiska framställningen ovan förutsätts att det är någorlunda klart vad som utlöser betalningsplikten under punkt 3. I realiteten kan detta vara nog så besvärligt att avgöra. De materiella villkor som leder till att vederlaget tjänats in enligt kontraktet måste fastställas och frågan är vilken insats och vilket resultat eller eventuella element av deluppfyllelse som skall till för att den utförande partens förväntningar om vederlag under punkt 1. och 2. skall omvandlas till ett penningkrav under punkt 3.⁷⁶

3.2 Vederlagsberäkning

Den form för vederlagsberäkning som används i kontrakten är relevant för placeringen av vederlagsrisken. Beräkningen av vederlaget kan göras på två principiellt olika sätt: antingen beräknas det på någon form av löpande räkning eller också baseras den på ett fastpris.⁷⁷

Löpande räkning används ofta när omfattningen och arten av arbetet är osäkert. I sådana situationer är det ofta rimligt att den beställande parten belastas då arbetet blir mer omfattande än parterna trodde vid kontraktsingåendet. Samtidigt förefaller det

⁷⁶ Den schematiska framställningen är hämtad från Krüger, Kai: *Norsk kontraktsrett*, s. 320 f.

⁷⁷ Øyehaug, Knut Erling: *Vederlagsrisken i borekontraktena*, s. 35.

rimligt att den ”utförande” parten i en motsatt situation inte drar nytta av att arbetet blir mindre omfattande.⁷⁸

Fastpris-kontrakt kan delas upp i två kategorier: fast belopp respektive enhetspris. I den förra avtalas ett fast belopp för hela kontraktet (”lump sum”). I den senare kopplas vederlaget till ett pris för var levererad enhet av exempelvis material. Ett annat exempel på enhetspris är att ett fast pris betalas för använda tidsenheter.⁷⁹

3.3 Vederlagsrisk

I praktiken får som ovan nämnt vederlagsberäkningen stor betydelse för fördelningen av vederlagsrisken mellan kontrahenterna. I kontrakt där vederlaget bestäms utifrån löpande räkning är vederlagsrisken i regel placerad hos beställaren medan den i fastpris-kontrakt vanligtvis ligger hos den ”utförande” parten.⁸⁰

Vederlagsrisken behandlas mer utförligt i samband med analysen och jämförelsen med tidscertepartier och borrhkontrakt.⁸¹

⁷⁸ Øyehaug, Knut Erling: *Vederlagsrisken i borekontraktena*, s. 35.

⁷⁹ A.a. s. 35.

⁸⁰ A.a. s. 35.

⁸¹ Se 6. och 7. nedan.

4 FPSO-kontraktet

4.1 Översikt

4.1.1 Kontraktet och kontrahenterna

Ett flertal kontrakt och partsrelationer är tänkbara i samband med att en FPSO skall användas för utvinning av petroleum. Ett exempel på detta är fabrikationskontrakt mellan FPSO-ägaren (redaren) och varvet som reglerar konverteringen av en oljetanker till en FPSO eller en nybyggnation. Ett annat exempel är då slutförandet av installationen vid fältet skall utföras av en särskild leverantör ("Installation Contractor"). Ibland delas avtalet upp i två separata befракtnings- respektive servicekontrakt. Bortfraktaren och tillhandahållaren av drift och underhåll enligt servicekontraktet kan då vara olika rättssubjekt. Det förekommer även att oljebolaget kontrakterar en FPSO utan att några tjänster avseende drift eller underhåll ingår. Avtalet motsvarar då närmast ett "bare boat"-certeparti.

Med FPSO-kontrakt avses här det kontrakt där en ägare ställer en FPSO till ett eller flera oljebolags rådighet.⁸² Kontraktet avser tillhandahållandet, driften och underhållet av en FPSO. Detta uttrycks i kontraktsrubriceringen ofta som ett "*Contract for the Provision and Operation of an FPSO*". Andra exempel är "*Contract for Supply, Operation and Maintenance of Production, Storage and Offloading Facilities*" eller "*Agreement for the Provision and Operation of a Floating, Production, Storage and Offloading Unit*". Kontrahenterna i FPSO-kontraktet är ett oljebolag och en FPSO-ägare (ofta ett rederi) som i kontraktet kallas *Company* respektive *Contractor*. Här används begreppen *Bolaget* respektive *Leverantören*.

4.1.2 Kontraktspraxis

När ett FPSO-kontrakt sluts mellan ett Bolag och en Leverantör används inte framförhandlade standardkontrakt⁸³, så som är fallet med exempelvis fabrikations-

⁸² Dessa utgörs i en norsk kontext av rettighetshavere i en utvinningstilatelse.

⁸³ S.k. Agreed Documents.

kontrakt⁸⁴ för moduler och installationer⁸⁵ offshore. Det finns inte heller någon branschorganisation som i likhet med The Baltic and International Maritime Conference (BIMCO) tar fram kontrakt som medlemmarna kan använda. Oljeindustriens Landsforening (OLF) har standardkontrakt på andra områden men så här långt inte för FPSO-fartyg.

I regel används därför kontrakt som förhandlats fram med utgångspunkt i det specifika projektet. De finns även exempel på att såväl rederier som oljebolag tar fram egna standardiserade kontrakt för att uppnå kontinuitet och förutsebarhet. En tendens som uppmärksammas på senare tid är att oljebolag i upphandlingsprocessen väljer att använda icke förhandlingsbara kontraktsvillkor som rederiet accepterar i och med inlämningen av anbudet.⁸⁶ I praktiken får marknadens efterfrågan på FPSO-fartyg stor betydelse för parternas styrkeförhållanden i förhandlingarna.

4.2 Kontraktssinnehållet

FPSO-kontraktet är en typ av servicekontrakt där Leverantören ansvarar för utrustning och bemanning av en FPSO och ställer denna till Bolagets rådighet. För detta kompenseras Leverantören genom att Bolaget betalar hyra i enlighet med ett system där olika rater betalas beroende på hur FPSO-fartyg fungerar i förhållande till kontraktet. Som kontraktstyp har FPSO-kontraktet en hel del gemensamt med tidscertepartier och borrhkontrakt.⁸⁷

För Bolaget är det främsta intresset att få fältet i produktion. När utvinningsfasen närmar sig har stora belopp investerats och det är viktigt att snabbast möjligt få ett kassaflöde från fältet. Att en FPSO levereras enligt avtalet och klarar av att utvinna enligt specifikationerna är därför ur oljebolagets perspektiv centralt. Leverantörens

⁸⁴ Exempel på sådana är Norsk Fabrikasjonskontrakt (NF), Norsk Totalkontrakt (NTK), Norwegian Subsea Contract (NSC) och det fabrikkationskontrakt som är framtaget av Leading Oil and Gas Industry Competitiveness (LOGIC).

⁸⁵ Innretninger på norska.

⁸⁶ Aadnesen, Henrik: *FPSO Contracts Rate issues*, s. 5.

⁸⁷ Beadnall, Stuart: *FPSO day rates* i Deepwater, newsletter nr 1.

intresse är att tjäna pengar genom att ställa en FPSO till förfogande och stå för driften av den.

4.2.1 Kontraktperioden

Kontraktperiodens reglering varierar i kontrakten. Det är vanligt att perioden beräknas från den dag utvinningen inleds (ofta ”Commencement Day”). Kontraktperioden sträcker sig i regel över en i förväg bestämd tidsperiod som exempelvis fem år, men det förekommer också att den knyts till fältets ekonomiska livslängd⁸⁸, vilket i praktiken innebär att Bolaget råder över hur länge kontraktet skall gälla.

Det är vanligt att det finns en option för Bolaget att utöka kontraktperioden med en eller flera förlängningsperioder, vilket ofta begränsas till ett visst antal perioder eller en maximal total kontraktstid. I praktiken är det i regel inte kommersiellt möjligt att byta produktionslösning under projektets livslängd. Därför är det viktigt för Bolaget att försäkra sig om att kunna använda FPSO-fartyget så länge det behövs. Ur Leverantörens perspektiv är det viktigt att få kompensation för eventuella ökade kostnader då kontraktslängden blir väsentligt längre än förväntat.⁸⁹

Förlängningsperioderna kan vara på en annan förutbestämd prisnivå än den första perioden. En variant är att kontraktet innehåller mekanismer för att den nya raten skall spegla marknadspriset vid tiden för förlängning, vilket är ett sätt att placera vederlagsrisken hos Bolaget i stället för hos Leverantören. Mot bakgrund av att en förlängningsperiod kan innebära ett annat pris finns ibland en möjlighet att förlänga eller förkorta den första perioden, exempelvis med det antal dagar då anläggningen inte gått på full kapacitet.

Det förekommer även att Bolaget har en option att lägga upp FPSO-fartyget under en del av kontraktperioden. I de fall detta förekommer i materialet skall Leverantören

⁸⁸ En klausul som knyter kontraktperioden till fältets ekonomiska livslängd är en indikation på att det rör sig om en fast inrättning, se 2.2.4 ovan.

⁸⁹ Ofta finns en klausul som justerar opex-elementet i raterna i enlighet med kostnadsutvecklingen. Se vidare om vederlaget i 4.2.6.

ersättas med den rate denne skulle fått om anläggningen använts, med avdrag för de kostnader som Leverantören sparar på att FPSO-fartyget inte används.

Definitionen av datum och perioder har stor praktisk betydelse eftersom raterna och betalningsperioderna bygger på dessa.

4.2.2 Utfästelser

Det är vanligt förekommande att parterna gör ett antal utfästelser ("Warranties & Representations"). I vissa fall är det endast Leverantören som gör utfästelser. Dessa innefattar ofta att parterna är formellt riktigt stiftade och organiserade bolag med rättskapacitet att utföra och upprätthålla sina respektive förpliktelser enligt kontraktet, samt att de inte är involverade i tvister, skiljedomsprocesser eller föremål för krav från tredje part som kan påverka kontraktet.

För Leverantörens del är det även vanligt att det utfästs att denne innehar nödvändiga immateriella rättigheter, auktorisationer, tillstånd etc. för att äga och bruka FPSO-fartyget samt att denne har tagit del av specificerad information från Bolaget.

Vidare utfästs att Leverantören skall utföra förpliktelserna noggrant och yrkesmässigt eller i enlighet med god branschstandard ("good oilfield practice" eller "sound engineering practices"). Arbetet skall utföras med en tillräcklig mängd kvalificerad och kompetent personal.

Bolaget kan utöver det ovan nämnda utfästa att det har de nödvändiga tillstånden och auktorisationerna för att producera och exportera olja från fältet. Alternativt tas detta upp som en del av Bolagets förpliktelser.⁹⁰

Betydelsen av utfästelser skiljer sig åt mellan norsk och engelsk rätt. I norsk rätt uppstår frågan om en utfästelse är en garanti som utgör grund för objektivet ersättningsansvar om det visar sig att den inte uppfylls. I engelsk kontraktsrätt utgör warranties en typ av förpliktelse som är av mindre vikt jämfört med conditions som har en avgörande betydelse för kontraktet. Då en part bryter mot en warranty i

⁹⁰ Se 4.2.4.

kontraktet utgör det, till skillnad mot brott mot en condition, inte en grund för att häva avtalet.⁹¹

4.2.3 Leverantörens förpliktelser

I kontraktet förbinder sig Leverantören att tillhandahålla en FPSO som är kapabel att utvinna och behandla (separera olja, gas och vatten), lagra samt lasta ut petroleum från fältet. Vidare skall FPSO-fartyget kunna utföra uppgifter så som injektion av vatten och återföring av gas i syfte att upprätthålla trycket i reservoaren.

Utförandet av arbetet fastställs antingen som en utfästelse⁹² eller tillsammans med motsvarande innehåll under Leverantörens förpliktelser ("Performance of the Services" eller "Standard of Performance"). Vidare stipuleras att Leverantören utför arbetet som en självständig entreprenör och inte som Bolagets agent eller anställd. Leverantören skall utföra arbetet i enlighet med gällande lagstiftning. Utöver det skall arbetet uppfylla särskilt definierade krav på hälsa, säkerhet och miljö (HSE). Dessa finns ofta mer detaljerat beskrivna i en bilaga till kontraktet.

Omfattningen av det arbete som Leverantören skall utföra ("Scope of Work") beskrivs detaljerat i en lista eller bilaga till kontraktet. Där fastställs vilket arbete Leverantören skall utföra samt namn och specifikationer för FPSO-fartyget. Vidare finns i regel en lista över nyckelpersoner samt regler om att Leverantören skall informera om eventuella konflikter, personalbrist och andra personalförhållanden som kan påverka utförandet av arbetet.

Vanligtvis ges Bolaget även ett visst inflytande över Leverantörens personal genom att ett utbyte av någon av nyckelpersonerna kräver Bolagets samtycke. Detta samtycke skall inte oskäligen undanhållas ("not to be unreasonably withheld"). Vidare skall Leverantören på Bolagets skäliga begäran byta ut personal som agerat inkompetent, oaktsamt, odisciplinerat eller oförenligt med säkerhetskraven. Skälighetskravet för Bolagets inflytande över Leverantörens personal torde i

⁹¹ Se Krüger, Kai: *Norsk Kontraksrett*, s. 297 ff. och Pool, Jill: *Textbook on Contract Law*, s. 241 ff.

⁹² Se 4.22.

praktiken innebära att Bolaget skall redogöra för orsaken till sitt agerande samt att det inte kan baseras på vilken omständighet som helst utan skall ha en reell betydelse för utförandet av arbetet.

Ofta stadgas en allmän skyldighet för Leverantören att följa Bolagets instruktioner. Skulle dessa gå utanför ramen för det kontrakterade arbetet hanteras detta genom kontraktens ändringsregler. Dessa kan i vissa fall vara enkla och i andra fall mer komplexa. Genom ändringsreglerna skapas en dynamik i kontraktet genom att Bolaget ges en möjlighet att instruera Leverantören att genomföra ändringar av det som parterna avtalat vid kontraktsingåendet. Leverantören får då ersättning för de ändringar som inte beror på förhållanden som denne ansvarar för enligt kontraktet.

Anledningen till att Bolaget ges denna rätt är det behov som denne har av att kunna koordinera operationerna ute på fältet och att styra projektets utveckling. På grund av vikten av att snabbt få fältet i produktion⁹³ ingås ofta kontraktet i en situation där all relevant fakta ännu inte finns tillgänglig. Exempelvis kan specifikationer behöva ändras i ett senare skede när mer kunskap finns om reservoarens egenskaper.

En fråga som aktualiseras i utformningen av Leverantörens förpliktelser är hur mycket kontroll Bolaget bör ha över Leverantören. Petroleumslöven förpliktar rättighetshavarna att följa upp och tillse att kraven i regelverket uppfylls. Detta gäller så väl för den egna organisationen som för entreprenörer och underentreprenörer. Således bör Bolaget åtminstone ha en sådan kontroll att denna plikt kan uppfyllas.⁹⁴

4.2.4 Bolagets förpliktelser

Bolaget skall koordinera det övriga arbetet på fältet med Leverantören samt säkerställa tillgången till fältet samt bistå med transporter för Leverantörens personal, material, utrustning och förnödenheter. Det kan även vara så att Bolaget skall förse Leverantören med särskild specificerad utrustning och förnödenheter.

⁹³ Se 4.2 ovan.

⁹⁴ Petroleumslöven § 10-6. Se vidare Hammer, Ulf m.fl: *Petroleumslöven*, s. 762 ff.

Det är Bolagets ansvar att erhålla de nödvändiga tillstånd som inte är relaterade till det specifika FPSO-fartyget samt att meddela Leverantören om eventuella restriktioner i detta avseende.

En viktig förpliktelse är att Bolaget skall förse Leverantören med information som specificerar den petroleum som skall utvinnas, processas och lagras. Bolaget skall ersätta Leverantören för de eventuella kostnader som denne åsamkas till följd av felaktigheter i informationen.

4.2.5 Ansvar och försäkring

En viktig del av kontrakten är ansvarsbestämmelserna. Utgångspunkten är att ansvaret för skador fördelas utan hänsyn till hur skadan har uppstått, om den är framkallad av oaktsamt eller uppsåtligt handlande, vem som orsakat den osv. Fördelningen av ansvaret utgår i stället från vem som är den skadelidande. Detta system kallas för ”knock-for-knock”⁹⁵ och är mycket vanligt i olika typer av offshore-kontrakt.

Eftersom utgångspunkten är den skadelidande parten nödvändiggörs en uppdelning i riskzoner. I kontrakten fastställs vilken av parterna som bär risken för skador som drabbar de respektive involverade intressena, eller annorlunda uttryckt vilka risker som tillhör parternas respektive riskzoner.⁹⁶

I FPSO-kontrakten skall parterna ansvara för skador som drabbar den egna riskzonen och i förekommande fall försvara den andra parten och hålla denne skadeslös. Till den egna riskzonen räknas respektive företag med dess anställda och utrustning samt dess underleverantörer (”Company Group” respektive ”Contractor Group”). Skador på FPSO-fartyget ligger därför i regel inom Leverantörens riskzon.

⁹⁵ Uttrycket har sitt ursprung i konvojtrafiken under Andra Världskriget, där mängden kollisioner mellan allierade fartyg skapade behov för en förenkling av ansvarsfördelningen. Mot bakgrund av detta infördes en ordning där skadorna skulle bäras av den skadelidande parten i en enklare föregångare till dagens ”knock-for-knock”-system.

⁹⁶ Kaasen, Knut: *Petroleumskontrakter*, s 743.

Ansvaret begränsas genom friskrivning från ansvar för indirekta skador och följskadorna. Det förekommer även att Leverantörens ansvar begränsas uppåt till ett bestämt belopp. Skador inom Leverantörens riskzon som överstiger beloppet skall då bäras av Bolaget.

En särskild fråga är hur kontrakten hanterar krav vid skador som drabbat tredje man. I FPSO-kontrakten hanteras detta på olika sätt. Ett exempel är att ansvaret fördelas genom att Leverantören ansvarar för skador som relaterar till FPSO-fartyget medan Bolaget ansvarar för skador som relaterar till brunnen (typiskt föroreningskadorna). Ett annat exempel är att Leverantören ansvarar för skador som orsakats av FPSO-fartyget samt utförandet av tjänster som relaterar till det och att andra skador som drabbar tredje man inte regleras. Det förekommer även att kontrakten låter (explicit eller i realiteten) frågan om ansvar mot tredje man lösas enligt allmänna ersättningsrättsliga principer. När det gäller föroreningskadorna⁹⁷ kanaliseras ansvaret⁹⁸ till Bolaget enligt norsk rätt, vilket i de flesta fall skyddar Leverantören från ansvar för denna typ av skador.⁹⁹

FPSO-fartyget skall vara kapabelt att avlasta petroleum till skytteltankers. Dessa medför en särskild risk för skador som relaterar till tredje man. Det är vanligt att skytteltankers skiljs ut från systemet med knock-for-knock i kontrakten genom att Leverantören behåller sin rätt att rikta krav mot en skytteltanker, dess operatör eller personal vid skador på FPSO-fartyget. Samtidigt behåller då Bolaget sin rätt att rikta krav mot Leverantören då denne orsakat skador på en skytteltanker.

Det förekommer även att skador som orsakats av grov oaktsamhet eller uppsåt undantas från systemet med knock-for-knock i kontrakten. Att kontrakten placerar ansvaret med utgångspunkt i den skadelidande parten innebär i realiteten en total ansvarsfriskrivning för den som orsakat skadan. Enligt norsk rätt kan en

⁹⁷ Definieras i Petroleumsloven § 7-1 som skada eller förlust till följd av utströmning eller utsläpp av petroleum från en brunn eller inrättning.

⁹⁸ Petroleumsloven § 7-4.

⁹⁹ Jfr. Petroleumsloven § 7-5. Se vidare Hammer, Ulf m.fl.: *Petroleumsloven*, s. 564 ff.

rimlighetsvärdering enligt Avtaleloven § 36 begränsa möjligheten till ansvarsfriskrivning vid grov oaktsamhet eller uppsåtligt agerande från personer i ledande ställning. En sådan värdering skall dock ta hänsyn till hur omständigheter som försäkringstäckning lindrar den skada som den drabbade i praktiken lider. Eftersom det rör sig om professionella, kommersiella parter och ett system som bygger på förutsebarhet, där kravet på försäkringstäckning för ansvar inom respektive riskzon är centralt, så finns det starka skäl att argumentera emot ett ansvarsgenombrott enligt Avtalelovens § 36.¹⁰⁰

Vidare ställer kontrakten krav på att parterna skall ha adekvat försäkringstäckning av sina respektive riskzoner.

Systemet med knock-for-knock medför en ökad förutsebarhet vad gäller ansvarsfördelningen mellan parterna samt minskar de totala försäkringskostnaderna.

4.2.6 Vederlagsbestämmelser

Leverantörens vederlag för tillhandahållandet och driften av en FPSO fastställs i enlighet med ett ratesystem som finns i en bilaga till kontraktet. Raterna skiljer sig då förenklat mellan när systemet producerar som planerat ("Operating Day Rate") och när produktionen av någon orsak är reducerad eller ligger nere. Detta kan exempelvis bero på underhåll eller reparation ("Maintenance Rate"). Ibland har Leverantören rätt till full betalning vid planerat underhåll under ett förutbestämt antal dagar i månaden ("Monthly Maintenance Allowance"). Andra exempel är då systemet producerar mindre än avtalet ("Reduced Rate") eller inte alls på grund av att aktiviteterna avslutas ("Demobilisation Rate"). Även Force Majeure-situationer och dåligt väder kan ge upphov till särskilda rater ("Force Majeure Rate" respektive "Bad Weather Rate").

Utöver de ovan nämnda innehåller kontrakten ytterligare varianter på rater. Eftersom dessa ofta förekommer i icke oansenlig mängd kan det i det konkreta fallet vara svårt att avgöra vilken som skall användas. Är det exempelvis en "Force Majeure Rate"

¹⁰⁰ Kaasen, Knut: *Petroleumskontrakter*, s. 749 ff.

eller ”Bad Weather Rate” som skall användas då produktionen ligger nere på grund av en svår storm?¹⁰¹

Dagraten delas upp i två enheter: kapitalkostnader (CAPEX) respektive driftskostnader (OPEX). Enheten som avser CAPEX skall täcka räntor och avskrivningar på FPSO-fartyget samt ge en förtjänst för Leverantören, medan enheten som avser OPEX skall täcka de faktiska driftskostnaderna i form av exempelvis löner, administration och förnödenheter utan att ge någon större förtjänst. Det finns ofta ett system för att justera OPEX-delen för kostnadsökningar under kontraktstiden.

De rater som avser situationer då anläggningen inte producerar är lägre än dagraten. Det är dels för att skapa incitament för Leverantören att snabbt vidta de åtgärder som är nödvändiga för att få igång produktionen igen och dels för att avspegla att dennes driftskostnader i regel minskar i dessa situationer. I praktiken är de olika raterna i regel detaljerat beskrivna, men det är tänkbart att Sjølovens dispositiva off hire-regler skulle kunna tillämpas analogt om formuleringen i en off hire-klausul är oklar eller ofullständig. Enligt norsk rätt är effekten av en sådan analog tillämpning att Sjølovens off hire-regler kan användas för att fylla ut kontraktet.¹⁰² Utformningen av FPSO-fartyget torde då ha betydelse så tillvida att en analog tillämpning ligger närmare till hands för en ombyggd tanker jämfört med en FPSO som saknar egen framdrift och där likheten med skepp endast ligger i flytförmågan. Under engelsk rätt är utgångspunkten i stället att vederlaget tjänas in kontinuerligt och utan uppehåll om annat inte följer av kontraktet, dvs en off hire-klausul.¹⁰³

Utöver raterna är det vanligt att kontrakten innehåller ett eller flera fasta belopp som skall utbetalas då särskilda milstolpar i kontraktsutvecklingen nås. Typiskt rör det sig om ett mobiliserings- respektive demobiliseringsvederlag som skall täcka

¹⁰¹ Se Beadnall, Stuart: *FPSO day rates* i Deepwater, newsletter nr 1.

¹⁰² Av Sjøloven följer att bortfraktarens (i detta sammanhang Leverantören) rätt till vederlag bortfaller när tid förloras till följd av förhållanden som denne svarar för. Något som kan vara nog så svårt att avgöra i praktiken, Sjøloven § 392.

¹⁰³ Falkanger, Thor & Bull, Hans Jacob: *Innføring i sjørett*, s. 389 f.

Leverantörens kostnader vid mobilisering och demobilisering av systemet ("Mobilisation Fee" samt "Demobilisation Fee").

4.2.7 Uppsägning och hävning

Att bygga eller anpassa en FPSO till ett fält är en tidskrävande och kostsam process. I praktiken är det därför ofta inte ett realistiskt alternativ för Bolaget att säga upp eller häva kontraktet vid Leverantörens kontraktsbrott. Genom ratesystemet¹⁰⁴ (eventuellt i kombination med förutbestämda vederlag/skadestånd i samband med milstolpar) skapas i stället incitament för Leverantören att utföra arbetet enligt kontraktet.

För Leverantören är det en stor investering i ett system som inte utan vidare kan användas av en annan motpart, vilket också talar för att Bolagets möjlighet att säga upp eller häva kontraktet bör vara begränsat.

En förtida kontraktsavveckling kan ändå bli aktuell i vissa fall. De typiska situationerna som kan leda till uppsägning eller hävning från Bolaget är allvarliga förseningar av leverans och uppstart, långvariga produktionsavbrott som inte har rättats till inom en viss tid samt force majeure-situationer som löper över längre tid.

Ett annat sätt att hantera väsentligt kontraktsbrott från Leverantören är att Bolaget ges en rätt att då säga upp kontraktet, med en option att i stället ingå ett kontrakt med Leverantören om "bare-boat charter" på förutbestämda villkor, dvs. Bolaget betalar för Leverantörens tillhandahållande av FPSO-fartyget, men vänder sig till en tredje man för att köpa drift- och underhållstjänster.

För Leverantören är det utebliven betalning som är den viktigaste formen av kontraktsbrott och om Bolaget inte betalar inom en viss frist har Leverantören rätt att häva kontraktet.

Parternas respektive finansiella ställning är också viktig och allvarliga förändringar så som att en part blir insolvent, ställer in betalningarna eller försätts i konkurs utgör hävningsgrund på båda sidor.

¹⁰⁴ Se 4.2.6.

När kraven för hävning inte regleras av kontraktet följer det av den norska bakgrundsrätten att väsentlighetskravet skall vara uppfyllt för att hävning skall kunna äga rum. Det är även tänkbart att kontraktsbestämmelser som ställer orimligt låga eller höga krav för att ge en part rätt att häva kan ändras eller sättas åt sidan med stöd i Avtalelovens § 36.¹⁰⁵ Engelsk rätt hanterar hävning annorlunda.¹⁰⁶

4.2.8 Standardklausuler

Kontrakten innehåller dessutom ett antal mer eller mindre standardiserade s. k. boilerplate-klausuler. Dessa innefattar stadganden om överlåtelser ("Assignments") och Leverantörens möjlighet att lägga ut arbetet på underentreprenad ("Subcontracting").

Det är vanligt förekommande att Bolaget har rätt att överlåta sina rättigheter respektive skyldigheter enligt kontraktet till dotterbolag och andra rättighetshavare¹⁰⁷ till fältet under förutsättning att dessa kan uppvisa en tillfredsställande finansiell kapacitet.¹⁰⁸

Leverantören saknar i de flesta fall en motsvarande rätt att överlåta sina rättigheter och skyldigheter. När den förekommer är den i regel begränsad till möjligheten att överlåta vederlagsrätten till finansierande banker under förutsättning att skyldigheterna enligt kontraktet ligger kvar hos Leverantören.

En annan form av förfogande över rättigheterna enligt kontraktet som förekommer är att Bolaget har en rätt att omlokalisera FPSO-fartyget till ett annat fält. Detta kan gälla exempelvis inom ett område som begränsas till norsk och brittisk kontinentalsockel (jurisdiktion) eller Mexikanska golfen (geografiskt).

¹⁰⁵ Se exempelvis Ramberg, Jan & Ramberg, Christina: *Avtalsrätt*, s. 229 ff.

¹⁰⁶ Se exempelvis Cartwright, John: *Contract Law*, s. 255 ff.

¹⁰⁷ I Norge rettighetshaver i en utvinningstilatelse.

¹⁰⁸ Det följer av Petroleumsloven att en överlåtelse kräver samtycke från Olje- och energidepartementet, § 10-12.

Utgångspunkten är vidare att Leverantören skall utföra arbetet själv. Arbetet får inte läggas ut på underentreprenad i sin helhet och skall det göras delvis måste detta godkännas av Bolaget.

Det finns även stadganden om vilken form varsel skall ha och till vilken adressat de skall förmedlas ("Notices"). Dessutom stipuleras att kontraktet endast kan ändras enligt skriftlig överenskommelse ("Amendments") och att avstående av kontraktuella rättigheter endast görs skriftligen samt att en icke utnyttjad rättighet i ett enskilt fall inte medför ett avstående av rättigheten enligt kontraktet ("Waiver").

Vidare räknas de klausuler upp som skall vara fortsatt giltiga efter att kontraktet upphört ("Survival"). Det stadgas även att kontraktet innefattar det fullständiga och slutliga avtalet mellan parterna samt att kontraktstexten skall ha företräde framför alla tidigare överenskommelser under förhandlingarna ("Entire agreement"). Detta är ett typiskt inslag av engelsk kontraktsrätt som även förekommer i kontrakt under norsk rätt.¹⁰⁹

¹⁰⁹ Se exempelvis Ramberg, Jan & Ramberg, Christina: *Avtalsrätt*, s. 229 ff. och Cartwright, John: *Contract Law*, s. 165. för betydelsen enligt norsk respektive engelsk rätt.

5 Uppstartsfasen

Uppstarten av en FPSO sker i flera steg. Leverantören exponeras då för risken att misslyckas med att i rätt tid nå de olika stegen.

Första steget är att FPSO-fartyget levereras till fältet. Begreppet leverans kan vara missvisande och har här närmast motsvarande betydelse som i ett tidscerteparti.¹¹⁰ Sedan görs enheten redo för installation. Nästa steg är vanligtvis att den förankras på havsbotten. Efter det ansluts FPSO-fartyget till rör och kablar från havsbotten ("Subsea Hook-up") och förbereds för att kunna ta emot olja från fältet. Då anslutningen är färdig sätts anläggningen i gång och skall då klara av vissa i förväg definierade mål. Detta produktionstest kallas ofta acceptanstest ("Acceptance Test"). När anläggningen klarat av acceptanstestet går FPSO-fartyget in i produktionsfasen.

5.1 Leverans

5.1.1 Inledande fas

Kontraktet ingås en tid före användningen av FPSO-tjänsterna. Den vanligast förekommande typen av FPSO är som ovan nämnt en ombyggd tanker. Antingen byggs den om med syfte att användas på det aktuella fältet eller också skall den flyttas från ett annat fält. Typiskt måste den även i det senare fallet justeras för att kunna hantera petroleumets förväntade egenskaper i den nya petroleumreservoaren eftersom dessa i regel skiljer sig från förekomst till förekomst. Det innebär att även i de fall det inte rör sig om nybyggnation av en FPSO, så finns ofta ett varv med i bilden som ett tredje subjekt med en stor praktisk betydelse för Leverantörens förmåga att leverera FPSO-fartyget i tid. Detta medför en risk för Leverantören att FPSO-fartyget inte kan levereras till fältet i tid på grund av att det nödvändiga arbetet med att förbereda den för fältet inte är rättidigt utfört.

5.1.2 Avresa från varvet

Det förekommer att Leverantören måste uppfylla vissa krav för att FPSO-fartyget skall få lämna varvet. Dessa kan till exempel omfatta förberedelser av systemet,

¹¹⁰ Se 6.1.2.

godkännande av drifts-manualer och procedurer, träning och förberedande av personal för offshore-verksamhet¹¹¹, erhållande av nödvändiga godkännanden och tillstånd inklusive godkännande från klassningsällskapen samt tillstånd från flaggstaten.¹¹² När ett tillfredställande uppfyllande av kraven har visats av Leverantören skall Bolaget utfärda ett formellt godkännande ("Sailaway Certificate") varefter FPSO-fartyget kan lämna varvet.

5.1.3 Leveranstidpunkt

I kontraktet finns alltid en avtalad tid för leverans ("Target Arrival Date", "Delivery Date" etc.). Den kan vara uttryckt som ett specifikt datum eller en period.

I ett exempel skall Leverantören tillse att FPSO-fartyget anländer till fältet på eller i anslutning till den avtalade tiden, redo för förankring och undervattensanslutning i en specificerad position.

En annan lösning är att den avtalade tiden utgör ett sista datum för ankomst till fältet justerat för försening som är tillåten enligt kontraktet ("Permitted Delay"). Före ankomsten till fältet skall konvertering av fartyget ha skett i enlighet med kontraktets beskrivning och specifikationer och Leverantören skall i övrigt vara redo att igångsätta driften av FPSO-fartyget.

I ett annat exempel används ett mer dynamiskt system som annars förekommer i tidscertepartier, där leveranstiden i utgångspunkten specificeras som en period på 30 dagar. Senast 12 månader före inledningen av leveransperioden skall Leverantören lämna en notis ("Arrival Notice") som preciserar en 20-dagarsperiod inom vilken fartyget förväntas levereras.

Sedan skall ytterligare tre notiser lämnas, som steg för steg, med en närmare precision i takt med att leveransperioden närmar sig, preciserar när leveransen skall äga rum.

¹¹¹ Sådana krav finns i Petroleumslöven och Petroleumsforskriften.

¹¹² I Norge krävs en samsvarsuttalelse (SUT) för flyttbare innretninger från Petroleumstilsynet eller en godkänd utbyggningsplan (PUD).

5.1.4 Tillgång till fältet och myndighetstillstånd

För att Leverantören skall kunna leverera FPSO-fartyget i tid måste denne ha tillgång till området för produktionslicensen så väl rättsligt som fysiskt. En fråga som är viktig i detta avseende är hur kontraktet hanterar ansvaret för att relevanta myndighetstillstånd är på plats. På NCS följer av kravet på samsvarsuttalelse (SUT) från Petroleumstilsynet att ansvaret för att FPSO-fartyget är godkänt bör ligga på Leverantören. Vilken part som ansvarar för detta i materialet varierar, men det vanligast förekommande alternativet är att ansvaret placeras hos Bolaget. Ansvaret kan också fördelas så att Leverantören ansvarar för det som gäller ägandet och driften av FPSO-fartyget och Bolaget ansvarar för det som gäller produktion och ansvar på fältet.¹¹³

Här följer två exempel på hur ansvaret fördelas mellan parterna:

Exempel 1:

Före leveransdatumet skall Bolaget ha förberett FPSO-området och Bolagets installationer samt erhållit alla nödvändiga tillstånd och licenser för mobilisering, installation och drift av FPSO-fartyget på FPSO-området så att FPSO-fartyget kan installeras och igångsättas av Leverantören.

Exempel 2:

Leverantören skall ges tillgång till fältet för att säkerställa en säker ankomst och leverans av FPSO-fartyget. Före leveransdatumet skall Leverantören ha erhållit alla nödvändiga tillstånd och licenser för mobilisering, installation och drift av FPSO-fartyget på FPSO-området så att Leverantören kan installera, genomföra anslutningen och sätta igång FPSO-fartyget i enlighet med specifikationerna.

¹¹³ När en FPSO skall användas i en jurisdiktion med hög politisk och juridisk risk så är det särskilt viktigt att hantera dels vem av parterna som bär risken för att nödvändiga tillstånd är på plats och dels hur risken fördelas när förutsättningarna förändras.

5.1.5 Notis om att FPSO-fartyget är redo

Efter ankomsten till fältet stipulerar kontraktet ofta att Leverantören skall meddela Bolaget att FPSO-fartyget är redo. Detta sker genom en formell notis ("Notice of Readiness"). En förutsättning är då att ett antal krav är uppfyllda. Dessa kan innebära att FPSO-fartyget är redo att förankras. Det kan även vara så att notisen meddelas först när FPSO-fartyget är redo att ta emot petroleum.¹¹⁴

Tidpunkten för en godkänd notis är ofta relevant för att bestämma om leveransen har skett rätttidigt och en förutsättning för att gå till nästa steg i uppstartsfasen. Följden av en utebliven notis blir då att Leverantören är i dröjsmål med leveransen.

När Leverantören inte levererar FPSO-fartyget enligt den avtalade leveranstidpunkten på grund av förhållanden denne ansvarar för så hanteras det på olika sätt i kontrakten.

Det tar längre tid innan Leverantören får något vederlag, eftersom detta vanligtvis först betalas ut som en mobiliseringsavgift i samband med mobiliseringen och sedan i form av dagrater i förbindelse med påbörjad eller avslutad uppstart. I vissa fall måste Leverantören betala ett vite för var försenad dag. Beloppet är då i regel begränsat med ett övre tak som exempelvis är relaterat till mobiliseringsavgiften.

Om leveranstidpunkten drar ut på tiden så har Bolaget rätt att häva kontraktet. Detta följer i regel av kontraktet som exempelvis efter 60 dagars försening. Hävningsrätten vid försening kan alternativt vara relaterad till försenad installation eller försenad start av produktionen. I det fall det inte är reglerat i kontraktet följer det av bakgrundsrätten när förseningen är så långvarig att väsentlighetskravet är uppfyllt.¹¹⁵

¹¹⁴ Se 5.3.

¹¹⁵ Se exempelvis Ramberg, Jan & Ramberg, Christina: *Avtalsrätt*, s. 229 ff.

5.2 Förankring

När FPSO-fartyget anlönt till fältet och förklarats redo för nästa steg skall systemet först förankras och sedan anslutas till stigrör och kontrollkablar under vattnet.¹¹⁶ Det är relativt vanligt att förankring och anslutning hanteras som en kontraktuell helhet så som i detta exempel: *“Upon arrival at the FPSO Site, the FPSO shall be anchored and connected to the ... installation via the hoses and umbilicals provided by the Company and otherwise as described in Appendix A.”*

Det förekommer även att en genomförd förankring är grunden för Leverantören skall utge notis om att FPSO-fartyget är redo (”Notice of Readiness”): *“...the FPSO shall be anchored and connected to... When the FPSO is ready to be connected by Company to Company supplied risers and umbilicals and is otherwise ready to receive crude oil for Commissioning, Contractor shall tender Notice of Readiness (NOR) to Company stating that the FPSO is safely moored in accordance with ... in a position in accordance with ... and is ready to be connected by Company to Company supplied risers and flowlines.”*

5.3 Anslutning

När anslutningen skall genomföras är det viktigt att stigrör och kontrollkablar finns tillgängliga som avtalat. Dessa skall vanligtvis tillhandahållas av Bolaget. Om så inte sker är det ett kontraktsbrott. Detta hanteras på olika sätt i kontrakten.

I ett exempel bär Bolaget risken för att inte stigrör och kontrollkablar finns disponibla genom att Leverantören har rätt till dagrater redan med utgångspunkt i genomförd förankring och fram till att acceptanstestet¹¹⁷ inleds. Konsekvensen är då att Bolaget riskerar att behöva betala fullt pris trots att anläggningen ännu inte börjat producera.

¹¹⁶ Stigrör (risers) är rör som används för att flytta vätska mellan brunnhuvudet på havsbotten och FPSO-fartyget. Kontrollkablar (umbilicals) används för att hydrauliskt eller elektriskt kontrollera brunnhuvudet på havsbotten och injicera mindre mängder kemikalier i brunnen.

¹¹⁷ Se 5.4.

Ett annat sätt att hantera det är att avtalade frister för att starta installation eller slutföra uppstarten av anläggningen inte löper under den tid förseningen beror på förhållanden på Bolagets sida. Blir förseningen långvarig är det ett kontraktsbrott som kan leda till hävning från Leverantören, något som i praktiken ofta inte är ett realistiskt alternativ.

När anslutningen har genomförts och FPSO-fartyget är redo att ta emot petroleum meddelar Leverantören detta till Bolaget. Det kan göras genom att Leverantören helt enkelt lämnar en notis till Bolaget: *“As soon as the FPSO has been anchored and connected to the ... installation, and the FPSO is ready to receive crude oil for commissioning, Contractor shall tender Notice of Readiness (NOR) to Company.* eller mer utförligt:

Contractor shall tender its notice of readiness to Company when the FPSO has been installed on its anchoring, connected to ... via the flexible hoses, and the Process Plant are ready to receive crude oil for full commissioning.... Upon receipt of such notice, Company shall execute the notice of readiness and forthwith procure that oil flows to the inlet hose of the FPSO in accordance with the Specifications in Appendix E, in order that Contractor may commence commissioning of the FPSO. Upon completion of such commissioning, Contractor shall notify Company that it is ready to commence the Acceptance Tests.”

Det är vanligt förekommande att Leverantören först skall visa att FPSO-fartyget är redo att ta emot petroleum och att Bolaget skall godkänna detta genom att utge ett certifikat.

Kraven kan exempelvis formuleras som att:

Leverantören efter att ha genomfört anslutningen och igångkörnings-procedurer skall ha gjort FPSO-fartyget redo att ta emot kolväten. Alla utestående åtgärder skall ha rättats till och FPSO-fartyget skall motsvara alla krav i specifikationerna. När detta har påvisats av Leverantören skall Bolaget utfärda ett certifikat om att FPSO-anläggningen är redo för uppstart.

5.4 Acceptanstest

Efter att förankring och en framgångsrik anslutning av FPSO-fartyget har genomförts följer ett produktionstest där processanläggningen prövas.¹¹⁸ För att anläggningen skall godkännas är det vanligt att kontinuerlig produktion skall upprätthållas på en i förväg bestämd nivå under en viss tid. Här följer tre exempel på hur detta kan uttryckas i kontrakten:

Exempel 1:

Dagen då acceptanscertifikatet ställts ut utgör början på uppstartsperioden ("Start-up Period") som pågår under 14 dagar. Under denna period skall en serie av prestandatester göras av de viktigaste systemen. Processanläggningen skall fungera under 72 timmar i följd enligt specifikationerna.

Exempel 2:

Efter Bolagets instruktion skall Leverantören i enlighet med de överenskomna uppstartsprocedurerna börja fylla processanläggningen med kolväten. FPSO-operatören skall kunna visa att anläggningen är kapabel att hantera en kontinuerlig drift på en prestandanivå som överensstämmer med specifikationerna. Detta skall påvisas under minst 100 timmar i följd och skall uppnås senast 30 dagar efter first oil.

När prestandatestet har genomförts framgångsrikt enligt specifikationerna skall Bolaget omedelbart utge ett acceptanscertifikat ("Certificate of Acceptance").

Exempel 3:

Efter att det preliminära acceptanscertifikatet erhållits påbörjar FPSO-operatören produktionstestet. Testet innebär att anläggningen skall kunna producera på minst 95 % av maxkapaciteten i sammanlagt 30 dagar under de första tre månaderna efter first oil.

¹¹⁸ Uppstarten kräver tillstånd från OED. Se Petroleumsloven § 4-4 och vidare Hammer, Ulf m.fl: Petroleumsloven, s. 277 ff.

När detta har uppnåtts skall Bolaget utställa ett certifikat med innebörden att testet har slutförts ("Completion Certificate for Workstage I").

I det mest Leverantörsvänliga exemplet i materialet bestäms den närmare utformningen av acceptanstestet av Leverantören som skall meddela detta till Bolaget kort tid före teststarten. Åt andra hållet skall det enligt uppgift förekomma exempel på FPSO-kontrakt där Bolaget subjektivt skall godkänna anläggningen utan att det finns objektiva fastställda kriterier för vad ett godkännande skall grundas på.

5.4.1 Petroleumreservoarens egenskaper

En viktig faktor för hur anläggningen fungerar är vilka egenskaper petroleumreservoaren har. Centralt i detta avseende är trycket i reservoaren. Vidare är kvaliteten och sammansättningen av kolvätena och dess kvalitet av betydelse.

För att processanläggningen skall kunna konstrueras så att den kan hantera petroleum från fältet är det en nödvändig förutsättning att Leverantören fått korrekt information från Bolaget. Detta problem hanteras i kontrakten genom att Bolaget bär risken för att informationen är felaktig.

Detta kan uttryckas som i följande exempel:

Bolaget erkänner att Leverantören förlitar sig på riktigheten i den av Bolaget lämnade informationen. Denna innefattar information om egenskaperna hos den olja som skall behandlas och lagras på FPSO-fartyget samt om bottenegenskaper och miljöförhållanden. Bolaget skall gottgöra Leverantören för alla ytterligare kostnader som rimligen har ådragits Leverantören till följd av misstag, försumlighet eller fel i samband med sådan information.

5.4.2 Framgångsrikt test

När testet har blivit framgångsrikt genomfört i enlighet med de kontraktuella kraven skall anläggningen godkännas. Det görs ofta genom att det utställs ett certifikat. Det förekommer dels att certifikatet ställs ut av Bolaget på egen hand och dels att det ställs ut av parterna gemensamt.

Exempel 1:

När prestandatestet har genomförts framgångsrikt enligt specifikationerna skall Bolaget omedelbart utge ett acceptanscertifikat ("Certificate of Acceptance").

Exempel 2:

När produktionstestet har genomförts på ett tillfredsställande sätt enligt kraven i Exhibit A skall parterna gemensamt ge ut ett produktionsacceptans-protokoll ("Production Acceptance Protocol").

5.4.3 Icke framgångsrikt test

Om acceptanstestet inte är framgångsrikt på grund av förhållanden som Leverantören har risken för kan detta få flera konsekvenser. Den omedelbara effekten påverkas i hög grad av ratesystemet i kontraktet. Spannet sträcker sig från att Leverantören måste betala vite för förseningen till att denne har rätt till fulla dagrater trots att anläggningen ännu inte godkänts.¹¹⁹

När det gått en längre tid utan att Leverantören lyckats uppfylla kriterierna för acceptanstestet utgör förseningen hävningsgrund för Bolaget. Exempel på en sådan frist är att Bolaget kan häva när anläggningen inte uppfyllt kraven inom tre månader efter påbörjan av acceptanstestet.

6 Vederlagsrisken i närliggande kontraktstyper

6.1 Vederlagsrisken i tidscertepartier

6.1.1 Inledning

FPSO-kontrakt har flera drag gemensamma med tidscertepartier. Det är därför intressant att se lite närmare på tidscertepartiet som kontraktstyp samt hur intjäningen av vederlaget och fördelningen av vederlagsrisken ser ut i ett par vanligt förekommande tidscertepartier.

¹¹⁹ Mer om detta i 7.3.2.

Tidscertepartiet är ett kontrakt mellan en bortfraktare¹²⁰ och en befraktare där bortfraktaren ställer ett bemannat skepp till befraktarens förfogande inom ett begränsat område över en definierad tidsperiod.¹²¹ Genom kontraktet sker ingen besittningsövergång utan befraktaren får en rätt att styra bortfraktarens dispositioner över skeppet inom de ramar som ställs upp av tidscertepartiet.¹²² Kontraktet gäller ett specifikt skepp. Eftersom befraktaren bär risken för förseningar¹²³ är det ur dennes perspektiv viktigt att skeppet verkligen har de egenskaper som är specificerade i kontraktet. Genomsnittshastigheten är central i detta avseende liksom förbrukningen av bunkerolja.¹²⁴ Särskilt i senare utformade tankcertepartier går utvecklingen mot allt mer detaljerade beskrivningar av skeppet och dess egenskaper. En ytterligare viktig egenskap är att skeppet skall vara sjövärdigt.¹²⁵

6.1.2 Vederlagsintjäning

Intjäningen av vederlaget i tidscertepartier är kopplad till leverans av skeppet ("Delivery"). Begreppet är missvisande eftersom det i realiteten inte rör sig om någon leverans. Som ovan nämnt övergår inte skeppet i befraktarens besittning vid leveransen, utan leverans i detta sammanhang bör förstås som en term som beskriver att befraktaren från denna tidpunkt har rätt att dra nytta av skeppets tjänster enligt kontraktet, dvs. skeppet står till befraktarens förfogande. Återleveransen innebär att tjänsterna enligt tidscertepartiet upphör.¹²⁶

¹²⁰ Här används sjølovens terminologi (§ 321). Bortfraktaren är ofta skeppsägaren och vanligtvis en redare.

¹²¹ Todd, Paul: Carriage of Goods by Sea i *Lloyd's Contract's for the Carriage of Goods*, s. 168 f.

¹²² Coghlin, Terence m fl: *Time Charters*, s. 2.

¹²³ Att jämföra med resecertepartier där risken för förseningar ligger hos skeppsägaren.

¹²⁴ Todd, Paul: Carriage of Goods by Sea i *Lloyd's Contract's for the Carriage of Goods*, s. 168 f och Falkanger, Thor & Bull, Hans Jacob: *Innføring i sjørett*, s. 368 f.

¹²⁵ Falkanger, Thor & Bull, Hans Jacob: *Innføring i sjørett*, s. 367 och 371.

¹²⁶ Coghlin, Terence m fl: *Time Charters*, s. 3.

För att leveransen av skeppet skall anses ha ägt rum krävs att en rad krav är tillfredsställda. Skeppet skall exempelvis ha passerat en särskild breddgrad, nått ett visst område eller en specifik hamn inom den avtalade tidsramen och skeppsägaren skall ha lämnat en notis om att fartyget är klart för att ta last ("Notice of Readiness") där denne meddelar befraktaren att skeppet är på plats och redo att utföra tjänster enligt kontraktet.¹²⁷

Om skeppsägaren lämnar leveransnotis utan att kraven för leverans är uppfyllda kan befraktaren antingen avvisa skeppet eller acceptera henne.

6.1.3 Vederlagsberäkning och vederlagsrisk

Från leveransen och framåt skall befraktaren löpande betala hyra för skeppet beräknad utifrån dagrater. Det är alltså en form av fastpris-kontrakt där befraktaren betalar ett enhetspris per använd tidsenhet. Utgångspunkten vid fastpris-kontrakt är som ovan nämnt att den "utförande" parten bär vederlagsrisken.¹²⁸ Då vederlaget beräknas utifrån använda tidsenheter överförs dock en del av vederlagsrisken till beställaren (befraktaren) eftersom denne bär risken för att det tar längre tid att utföra de önskade resorna än planerat, samtidigt som den "utförande" parten (bortfraktaren) bär risken för ökade kostnader.¹²⁹

I praktiken begränsas befraktarens vederlagsrisk genom kontraktens ratesystem där "off-hire"-klausuler medför att befraktaren inte skall betala då skeppet inte kan användas på grund av de förhållanden som bortfraktaren ansvarar för.¹³⁰

6.1.4 Baltime 1939

Baltime 1939 är ett av de vanligast förekommande tidscertepartierna för torrlast. Det är en gammal form av tidscerteparti som anses vara relativt redarvänlig.¹³¹

¹²⁷ Coghlin, Terence m fl: *Time Charters*, s. 3.

¹²⁸ Se 3.3 ovan.

¹²⁹ Øyehaug, Knut Erling: *Vederlagsrisken i borekontraktena*, s. 35 f.

¹³⁰ A.a s. 35 f.

Enligt villkoren i Baltime 1939 skall skeppet ligga i en specifik hamn på ett visst datum kl. 09-18 om leveransdatumet är en arbetsdag och kl. 09-14 om det är en lördag.¹³² Vanligtvis i tidscertepartier är leveransen inte knuten till ett datum utan till en period. Här begränsas dock skeppsägarens ansvar till de fall då förseningen orsakats av bristande noggrannhet ("Want of Due Diligence") från skeppsägaren eller dennes bolagsledning i att göra skeppet sjödugligt och anpassat till resan, samt de fall då förseningen beror på annan personlig handling eller försummelse från ägare eller ledning.¹³³

Vid leveransen skall skeppet vara på varje sätt anpassat för normala lasttjänster.¹³⁴ Det innebär att befraktaren kan antingen avvisa skeppet vilket medför att leverans inte anses ha ägt rum eller acceptera skeppet som det är.¹³⁵

I praktiken är leveransen och den därtill hörande vederlagsintjäningen relativt okomplicerad i kontraktsförhållanden under Baltime 1939.

6.1.5 Supply Time 2005

Supply Time är ett vanligt förekommande tidscerteparti inom offshore-sektorn. Kontraktet är utformat för att användas för försörjningsfartyg men används även i stor utsträckning inom offshoresektorn för andra typer av skepp så som ankarfartyg, dykarfartyg och rörlägningsfartyg.

Av villkoren i Supply Time 2005 följer att leverans av skeppet skall ske i en viss hamn eller på en specifik plats under en avgränsad period.¹³⁶ Skeppet skall levereras i enlighet med relativt detaljerade specifikationer och vara lastfritt med tomma

¹³¹ Todd, Paul: Carriage of Goods by Sea i *Lloyd'Contract's for the Carriage of Goods*, s. 174.

¹³² Baltime 1939, Box 15 och 16 samt klausul 1.

¹³³ Baltime 1939, Box 15 och 16 samt klausul 12.

¹³⁴ Baltime 1939, Box 15 och 16 samt klausul 1.

¹³⁵ Coghlin, Terence m fl: *Time Charters*, s. 167.

¹³⁶ Supply Time 2005, Box 5,6 och 7 samt klausul 2 (a).

tankar.¹³⁷ En annan skillnad mot Baltimore 1939 är att befraktaren i samband med leveransen skall betala en mobiliseringsavgift till bortfraktaren.¹³⁸

När skeppet har levererats skall en av parterna gemensamt utsedd oberoende besiktningsman undersöka att skeppet och utrustningen överensstämmer med specifikationerna i kontraktet. Det tidsbehov och den kostnad som uppstår för detta belastar parterna gemensamt.¹³⁹ Den gemensamma besiktningen av skeppet medför att leveransen och därmed vederlagsintjäningen är mer komplicerad i Supply Time 2005 jämfört med Baltimore 1939.

6.2 Vederlagsrisken i borrhkontrakt

6.2.1 Inledning

FPSO-kontrakt har även flera gemensamma drag med borrhkontrakt.¹⁴⁰ En väsentlig skillnad mot tidscertepartier är att borrhkontrakt i likhet med den kontraktspraxis som gäller för FPSO-kontrakt vanligtvis är individuellt framförhandlade.¹⁴¹ På brittisk kontinentalsockel (UKCS) används LOGICs framförhandlade standardkontrakt *General Conditions of Contract for Mobile Drilling Rigs*. Det förekommer även att justerade varianter av LOGICs kontrakt används på NCS. Det är också vanligt med olika bolagsstandarder. Marknadsförhållandena på riggmaknaden vid tiden för kontraktsförhandlingarna har betydande vikt för huruvida det är oljebolagssidan eller riggsidan som har mest påverkan på kontraktsvillkoren.

¹³⁷ Supply Time 2005, ANNEX "A" samt klausul 2 (a).

¹³⁸ Supply Time 2005, Box 12 samt klausul 2 (b).

¹³⁹ Supply Time 2005, klausul 5 samt ANNEX "A".

¹⁴⁰ Det är i detta sammanhang borrhkontrakt i petroleumverksamhet offshore som är relevanta.

¹⁴¹ Jfr. 4.1.2 ovan.

Mot bakgrund av detta är det intressant att se översiktligt på borrhkontraktet som kontraktstyp samt hur intjäningen av vederlaget och fördelningen av vederlagsrisken typiskt sett ser ut.¹⁴²

Ett borrhkontrakt ingås mellan ett *oljebolag*¹⁴³ och ett bolag som äger och driver en borrhigg som vi kan kalla *borr-entreprenören*. Genom kontraktet ställer borrh-entreprenören en funktionsduglig borrhigg med manskap till oljebolagets förfogande. Under kontraktperioden skall riggen utföra ett borrhprogram som kan vara förutbestämt eller följa av oljebolagets instruktioner under perioden.¹⁴⁴

Som kontraktstyp har borrhkontrakten en del gemensamma drag med entreprenadkontrakt. Den centrala förpliktelsen i kontraktet är att borrh-entreprenören skall borra ett eller flera hål på riktig position till riktigt djup, något som inte skiljer sig nämnvärt från förhållandena på land. Samtidigt präglas naturligtvis kontraktet av att borrhningen skall ske till havs, med de utmaningar som väderförhållanden, havsdjup och avstånd till land kan ge upphov till. Särskilt gäller detta kontraktets beskrivning av riggen och utrustningen.¹⁴⁵ Vid leveransen skall riggen vara utrustad enligt specifikationerna och kapabel att utföra det kontrakterade arbetet.

6.2.2 Vederlagsintjänning

I borrhkontrakt är vederlagsintjänningen kopplad till dels milstolpar som exempelvis start av mobilisering och dels den period då borrhningen pågår. Vid milstolparna

¹⁴² Avsnitt 6.2 bygger inte på en systematisk genomgång av ett större antal kontrakt så som avsnitt 7. Utgångspunkten är här egna observationer och inspel från erfarna jurister. Dessutom är avsnittet i väsentlig grad baserad på Knut Erling Øyehaug's *Vederlagsrisikoen i borekontraktene*, publicerad i Marlus nr. 159, 1989. Øyehaug's framställning är, trots att den skrevs för ca 20 år sedan, fortfarande aktuell. Grundprinciperna för utformningen av borrhkontrakt har inte ändrats i större grad sedan slutet av 80-talet utan kontrakten påverkas främst av de aktuella marknadsförhållandena.

¹⁴³ Ofta av det oljebolag som har operatörstatus på de andra rättighetshavarnas vägnar enligt samarbetsavtalet.

¹⁴⁴ Øyehaug, Knut Erling: *Vederlagsrisikoen i borekontraktene*, s. 1.

¹⁴⁵ Askheim, Lars Olav m.fl: *Maritime offshorekontrakter*, s. 7 f.

betalas vederlaget ut som klumpsummor och under borrhningen betalas det ut enligt ett system med dagrater.

Det är vanligt förekommande att kontraktet ingås av konsortier bestående av flera oljebolag. Då förekommer det att de klumpsummor som annars skulle ha utbetalats vid milstolpar i stället bakas in i dagraterna. I annat fall så betalas mobiliseringsavgiften av det första bolaget i borrhprogrammet och demobiliseringsavgiften av det sista. Sedan behandlas dessa kostnader som en gemensam kostnad som fördelas pro rata med utgångspunkt i använd tid enligt ett separat avtal som reglerar förhållandena inom konsortiet.

Kontraktperioden kan delas in i olika faser: *mobiliseringsfasen*, *operationsfasen*, *förflyttningsfasen* och *demobiliseringsfasen*.

Vid mobilisering skall ofta en förutbestämd klumpsumma betalas för borrh-entreprenörens arbete i samband med att riggen färdigställs inför borrhningen. Ett exempel på när mobiliseringen startar är att riggen i alla avseenden är redo och har anlänt till en viss position. Mobiliseringsfasen är då slutförd när riggen är förankrad vid borrhplatsen med nedre delen av borrhsträngen¹⁴⁶ färdigställd och redo för borrhstart. Avslutad mobilisering skall bekräftas av oljebolagets representant på riggen för att vara kontraktuellt slutförd.

En klumpsumma motsvarande den vid mobiliseringen utbetalas då riggen demobiliseras efter borrhningen. Om borrh-entreprenören skall utföra ett borrhprogram bestående av flera borrhningar kommer även en förflyttningsfas där riggen flyttas mellan borrhningarna. Demobiliseringen sker även då när borrhprogrammet har avslutats. Vanligtvis är det så att avslutad mobilisering och påbörjad demobilisering avgränsar den period då dagrater utgår för borrh-entreprenörens arbete.¹⁴⁷

¹⁴⁶ "Bottom Hole Assembly (BHA)."

¹⁴⁷ Øyehaug, Knut Erling: *Vederlagsrisikoen i borekontraktene*, s. 38 f.

6.2.3 Vederlagsberäkning och vederlagsrisk

Den dominerande delen av borr-entreprenörens vederlag utbetalas som ett enhetspris per använd tidsenhet enligt ett system med dagrater i likhet med tidscertepartier och FPSO-kontrakt. Dessa beräknas noga och ofta ned till närmsta timme, halvtimme eller till och med kvart.¹⁴⁸ Exempel på sådana rater är ”Operating Rate” (utgångspunkten under operationsfasen), ”Standby Rate” (försening på grund av väderförhållanden eller förflyttningar under operationsfasen), ”Modification Rate” (borr-utrustningen måste modifieras till följd av myndighetskrav), ”Force Majeure Rate”, ”Breakdown, Repair and Maintenance Rate” (försening på grund av utrustningen), ”Redrill Rate” (när en brunn måste borraras om eller en ny brunn måste brunnas till följd av förhållanden på borr-entreprenörens sida).

Detta medför liksom i fallet med tidscertepartierna ovan att en del av vederlagsrisken överförs från borr-entreprenören till oljebolaget eftersom denne bär risken för att det tar längre tid att utföra borrprogrammet, samtidigt som borr-entreprenören bär risken för ökade kostnader.¹⁴⁹ Till skillnad från tidscertepartierna har borr-entreprenören rätt till vederlag (om än minskat) även då omständigheter som denne annars ansvarat för gör att riggen inte kan användas. Ett konkret exempel från ett borrkontrakt är då borrutrustningen slutar att fungera och borr-entreprenören ändå har rätt till 98 % av Operating Rate. Ratesystemet medför alltså att borr-entreprenörens vederlagsrisk begränsas i väsentlig grad.

¹⁴⁸ Øyehaug, Knut Erling: *Vederlagsrisikoen i borekontraktene*, s. 37. Angående tidscertepartier och FPSO-kontrakt, se 6.1.3 respektive 4.2.6.

¹⁴⁹ A.a. s. 35 f.

7 Vederlagsrisken i FPSO-kontrakt

7.1 Vederlagsintjäning

Leverantörens vederlag i FPSO-kontrakt betalas i likhet med borrhkontrakt vanligtvis ut både i form av klumpsummor och som dagrater.

Tidpunkten för intjäningen av klumpsummorna utgörs framför allt av milstolpar i kontraktsutvecklingen men kan även uppstå då exempelvis kontraktsförhållandet avvecklas i förtid.

De viktigaste vederlagskomponenterna utanför ratesystemet är de avgifter vid mobilisering ("Mobilisation Fee") respektive demobilisering ("Demobilisation Fee") som skall betalas av Bolaget till Leverantören för dennes kostnader. Dessa kan betalas dels i form av en förutbestämd klumpsumma och dels i efterhand för faktiska kostnader. Kostnader för bränsle och andra förnödenheter kan också ligga utanför dagraterna.

I de fall Bolaget har rätt att säga upp kontraktet i förtid skall i regel en uppsägningsavgift ("Early Termination Fee") betalas till Leverantören. Den minskar ofta under kontraktstiden så att ju senare den förtidiga uppsägningen äger rum desto mindre blir uppsägningsavgiften.

Tidpunkten för vederlagsintjäning enligt ratesystemet varierar i kontrakten. Detta kan illustreras i form av en skala där den tidigaste tidpunkten är efter genomförd *förankring*¹⁵⁰ och den senaste är efter genomfört framgångsrikt *acceptanstest*. De allra flesta alternativen kan delas in i två huvudkategorier: i den ena börjar dagrater utbetalas till Leverantören när denne har levererat FPSO-fartyget och genomfört anslutningen, i den andra är det ett framgångsrikt genomfört acceptanstest som utgör den kritiska tidpunkten. För att illustrera detta följer några exempel på hur det kan se ut:

¹⁵⁰ I detta exempel utgår dagrater under perioden fram till acceptanstestet.

Exempel 1:

Efter förankring lämnas en notis om att FPSO-fartyget är redo för anslutning. Det utgör leveranstidpunkten. Dagraten ("Operating Day Rate") skall beräknas från den tidigaste tidpunkten av 48 timmar efter leverans och att FPSO-fartyget tar emot den första oljan ("First Oil"). Under acceptanstestet används reparationsraten ("Repair Day Rate") och om testet är framgångsrikt skall dagraten användas igen.

Exempel 2:

Den kritiska tidpunkten för intjäning av dagraterna är när FPSO-fartyget tar emot den första oljan ("First Oil").

Exempel 3:

Dagraterna börjar betalas när anslutning har genomförts och uppstartsperioden därmed inleds. Detta gäller dock endast för den tid då anläggningen producerar och behandlar olja dvs. under acceptanstestet och om det är framgångsrikt vidare in i produktionsfasen.

Exempel 4:

Ett godkänt prestationstest utgör det kommersiella driftsdatumet. Detta utgör i sin tur startpunkten för intjäningen av dagraterna.

7.2 Vederlagsberäkning

Som ovan nämnts har vederlagsberäkningen stor betydelse för fördelningen av vederlagsrisken mellan kontrahenterna.¹⁵¹ Vederlaget i FPSO-kontrakt beräknas alltså utifrån fast pris med utgångspunkt dels i fasta belopp för exempelvis mobilisering och dels i använda tidsenheter enligt ett ratesystem.

¹⁵¹ Se 3.3.

7.3 Vederlagsrisk

7.3.1 Inledning

Utgångspunkten i fastpris-kontrakt är som ovan nämnt att vederlagsrisken placeras hos Leverantören.¹⁵² Tidpunkten och de krav kontrakten ställer på Leverantören för att denne skall få vederlaget i förbindelse med uppstartsfasen i FPSO-kontrakten förändrar placeringen av vederlagsrisken. Den följande framställningen fokuserar på ratesystemet. För den del av vederlaget som betalas ut vid milstolpar för faktiska kostnader blir det närmast en form av löpande räkning där Bolaget bär vederlagsrisken. Detta gäller även när faktiska kostnader för bränsle och förnödenheter skall betalas löpande av Bolaget.

7.3.2 Uppstartsfasen

Leverantören bär vederlagsrisken för en rättidig *leverans* av FPSO-fartyget. Före genomförd leverans utgår inte några dagrater och i regel är det först i samband med mobiliseringen som något vederlag kopplat till själva driften utgår till Leverantören enligt FPSO-kontraktet.¹⁵³ I de fall Leverantören dessutom är skyldig att betala viten vid försenad leverans riskerar denne inte bara att inte få något vederlag utan dessutom att själv behöva betala. En viktig faktor för fördelningen av vederlagsrisk mellan parterna är fördelningen av ansvar för erhållande av nödvändiga tillstånd.¹⁵⁴

Även vederlagsrisken för genomförd *förankring* bärs av Leverantören eftersom dagrater inte betalas ut under denna fas.¹⁵⁵ I de fall dagrater betalas ut med utgångspunkt i förankringen innebär det att Bolaget bär hela vederlagsrisken för *anslutningen*. I de flesta fall är det inte så utan vederlagsrisken för anslutningen placeras hos Leverantören, med undantag för att utrustningen i förbindelse med

¹⁵² Se 3.3.

¹⁵³ Leverantören kan ha fått vederlag från Bolaget tidigare exempelvis genom ett byggkontrakt.

¹⁵⁴ Se vidare 5.1.4 och 5.1.5.

¹⁵⁵ Se vidare 5.2.

brunnen så som stigrör och kontrollkablar finns tillgängliga och fungerar vilket ofta är Bolagets ansvar.¹⁵⁶

Viktiga skillnader finns i hur vederlagsrisken hanteras i kontrakten efter anslutningen.

I det första exemplet ovan¹⁵⁷ skall dagraten utgå från first oil eller senast 48 timmar efter anslutningen och i det andra exemplet med utgångspunkt från first oil. Detta reducerar vederlagsrisken för Leverantören, eftersom denne har rätt till fullt betalt trots att det på den tidpunkten inte är klart att anläggningen fungerar som avtalat.

I exempel tre skall dagraterna börja löpa när uppstartsperioden (efter anslutningen) inleds, men endast för den tid då anläggningen separerar och behandlar oljan. Detta reducerar vederlagsrisken något för Leverantören eftersom denne även här får betalt enligt ratesystemet före anläggningen godkänts.

I det fjärde exemplet måste Leverantören först visa att anläggningen fungerar för att dagraten skall börja löpa. Således får denne i detta avseende bära vederlagsrisken i uppstartsfasen.

En annan viktig faktor för vederlagsrisken i de fall där Leverantören får dagrater även före framgångsrikt acceptanstest är om denne upphör att tjäna in dagrater under den tid testet pågår. I annat fall riskerar Bolaget att behöva betala vederlag till Leverantören under en relativt lång period utan att anläggningen fungerar enligt kontraktet om testet inte är framgångsrikt. Detta pågår då fram till att Bolaget har rätt att häva.

7.3.3 Produktionsfasen

Efter ett framgångsrikt genomfört acceptanstest går projektet in i *produktionsfasen*. Genom ratesystemet har Leverantören i stor utsträckning rätt till betalning även då FPSO-anläggningen inte fungerar som avtalat.

¹⁵⁶ Se vidare 5.2 och 5.3.

¹⁵⁷ Se 7.1.

I regel har Leverantören rätt att utföra månatligt underhåll. I ett exempel gäller detta under 24 timmar per månad ("Monthly Maintenance Allowance"). Under denna tid skall fulla dagrater utgå. När systemet inte producerar utöver det tillåtna underhållet används reparationsraten ("Repair Day Rate") upp till totalt 30 dagar per år. Därefter används ett ytterligare begränsat vederlag ("Zero Day Rate"). Om omständigheterna som leder till att systemet inte producerar beror på force majeure, politisk risk, bolagets handlingar, Bolagets förmåga att föra fram olja till systemet som inte är Leverantörens fel, eller offloading tankers så skall full dagrat betalas. Det förekommer vidare klausuler som stadgar att vederlaget skall justeras efter utomstående faktorer som exempelvis ändrade kostnader till följd av nya lagar, förordningar och myndighetskrav. Även detta medför en ökad vederlagsrisk för Bolaget.

Således bär Bolaget ofta en betydlig vederlagsrisk under produktionsfasen.

Bolagets vederlagsrisk kan dock i vissa fall väsentligt reduceras eller helt flyttas över till Leverantören. I ett exempel får Leverantören inte betalt när anläggningen inte producerar under 24 timmar, vilket innebär att denne bär en stor del av vederlagsrisken. Dessutom är det i samma kontrakt villkor som gör det lätt för Bolaget att häva kontraktet vid kontraktsbrott med en rätt att då köpa FPSO-fartyget och lägga över driften på en tredje part.

I ett annat exempel har Bolaget rätt till motsvarande förlängning av kontraktperioden och reduktion av dagraten i de fall anläggningen inte producerar enligt den i kontraktet specificerade kapaciteten. Om avvikelserna överstiger 30 % per dag skall den reduceras till noll. Om Bolaget har en obetingad rätt till en sådan proportionell minskning av dagraten som innebär det i realiteten att Leverantören har ett strikt ansvar för att anläggningen producerar enligt avtalet.¹⁵⁸

I ett tredje exempel skall dagraten justeras ned om anläggningen producerar mindre än planerat och upp om den producerar mer. Om orsaken till att anläggningen

¹⁵⁸ Jfr Selvig, Erling: *The Freight Risk i Arkiv for Sjørett*, s. 282.

producerar mindre är tillgången till skytteltankers eller reservoarförhållanden så justeras den planerade mängden ned. För varje 24-timmarsperiod då anläggningen producerar mindre än 50 % av den planerade mängden skall Leverantörens vederlag minskas med en dagrat.

8 Reflektioner

8.1 Leverantörsperspektivet

Enligt kontraktet skall FPSO-fartyget klara av att kunna såväl producera som lasta ut petroleum. Denna dubbelhet i funktion gör kontraktet mer komplext och riskfyllt för Leverantören jämfört med exempelvis ett tidscerteparti eller ett borrhkontrakt.¹⁵⁹ Utöver risker relaterade till produktionen är denne dessutom i betydlig grad beroende av tillgången på skytteltankers som skall transportera utvunnet petroleum vidare.

Ur Leverantörens perspektiv är det viktigt att undvika riskexponering mot händelser som ligger utanför dennes kontroll. En viktig förpliktelse för Leverantören är att leverera FPSO-fartyget till fältet i rätt tid. Under förutsättning att Bolaget inte har använt andra entreprenörer vid anslutningen kan perioden fram till att FPSO-fartyget är redo att ta emot petroleum anses ligga inom Leverantörens kontroll. Detta förutsätter att Bolaget har uppfyllt sina förpliktelser avseende tillstånd samt förberedelser inför anslutningen. Förseningar som beror på omständigheter som Bolaget skall ansvara för samt hur dessa påverkar frister, vederlag och eventuella viten är viktiga för Leverantören att hantera kontraktuellt, eftersom Bolaget kan ha skäl till att vilja fördröja uppstarten. Exempelvis kan förseningar ha uppstått i andra leveranser till fältet som medför att Bolaget inte är redo.

Det finns flera viktiga faktorer bortom Leverantörens kontroll som påverkar dennes förmåga att uppfylla målen i kontraktet: Förutsättningarna i petroleumreservoaren får stor betydelse för vilka flöden som uppnås i acceptanstestet och under utvinningen. Reservoarens ”beteende” blir också viktigt för Leverantörens förmåga att leva upp till produktionsmålen. En annan riskfaktor är huruvida sammansättningen

¹⁵⁹ Beadnall, Stuart: *FPSO day rates* i Deepwater, newsletter nr 1.

av kolvätena är den förväntade. Avviker den för kraftigt från de specifikationer som legat till grund för utformningen av processanläggningen påverkas dess prestation.¹⁶⁰

Det är centralt för Leverantören att inte utsättas för risk relaterad till oljereservoarens egenskaper i den mån det går att undvika vid uppstartsfasen och produktionsfasen. Ett sätt att uppnå detta är att förlägga tidpunkten för att erhålla fulla dagrater så tidigt som möjligt i kontraktet. Förekommande exempel är då dagraten intjänas redan då FPSO-fartyget förankrats vid fältet eller vid first oil.¹⁶¹ En minskad skillnad mellan full och reducerad rat är ett annat sätt att minska Leverantörens vederlagsrisk.

Att Bolaget skall ansvara för problem som härrör till förhållanden i reservoaren och petroleumets specifikationer är sällan tvistigt i sig. Det som kan skapa problem är dock när det är oklart vad problemen beror på.

Oklarheten kan exempelvis bero på att FPSO-fartygets specifikationer uttrycks i funktionella snarare än deskriptiva termer: anläggningen skall klara av att uppnå vissa konkreta mål rörande kontinuerlig produktion, behandling, lagring osv.

Detta är relativt vanligt och när det i acceptanstestet visar sig att FPSO-fartyget inte klarar av att nå upp till dessa mål och det saknas tydliga deskriptiva specifikationer uppstår lätt problem. Frågan blir vem av parterna som skall ansvara i dessa fall. Eller annorlunda uttryckt: är det fel på kolvätena eller på anläggningen?¹⁶²

Utformningen av acceptanstestet har stor betydelse för Leverantören. Detta gäller dels att kraven skall vara så objektivt utformade att eventuell osäkerhet om huruvida kraven uppnåtts minimeras och dels att kraven inte är för stränga. Att anläggningen skall producera på minst 95 % av sin kapacitet under sammanlagt 30 dagar skiljer sig en hel del från det motsvarande kravet på att detta skall uppnås under 72 timmar.

¹⁶⁰ Aadnesen, Henrik: *FPSO Contracts Rate issues*, s. 13.

¹⁶¹ Se 7.1.

¹⁶² Garrard, Ian: *Converting tankers into FPSOs: managing the risk*, s. 2, i *International Offshore News* July August 2001.

Vidare är det av betydelse om ett godkänt test skall bekräftas av parterna gemensamt eller av Bolaget på egen hand.¹⁶³

8.2 Bolagsperspektivet

Det centrala intresset ur Bolagets perspektiv är att FPSO-fartyget levereras i tid och fungerar som avsett. Genom ratesystemet får Bolaget bära en större del av vederlagsrisken än vad som varit fallet om Leverantören endast fått betalt för den tid som anläggning fungerar enligt kontraktet. Det är därför viktigt för Bolaget att kontraktets system för vederlagsberäkning sätter tillräcklig press på Leverantören att prestera. Detta kan göras genom att vite utgår vid förseningar i uppstartsfasen gällande exempelvis leverans eller godkänt acceptanstest. Vidare bör vederlagsintjäningen starta sent i uppstartsfasen och helst vara knuten till ett godkänt acceptanstest. Det ligger även i Bolagets intresse att ha störst möjlig kontroll över godkännandet av acceptanstestet.

Utformningen av ratesystemet är viktigt. I de fall där de reducerade raterna ligger högt i förhållande till dagraterna riskerar Bolaget att tvingas betala en stor del av det förväntade vederlaget trots att anläggningen inte fungerar som avsett. Det är därför viktigt att skillnaderna mellan raterna inte är för små. Vidare kan ett ratesystem där dagraten är kopplad till den faktiska produktionen relaterad till den planerade produktionen minska Bolagets vederlagsrisk avsevärt.

8.3 Jämförelse med andra kontraktstyper

FPSO-kontrakten påminner om tidscertepartier i det avseendet att kontraktsföremålet är en typ av ”fartyg” vilket innebär att reglerna kring leveransen är lika. Vidare är vederlagsintjäningen kopplad till leveransen vilket i exemplet Baltime är relativt enkelt. I Supply Time är skeppets specifikationer betydligt mer detaljerade än i Baltime vilket ligger närmare FPSO-kontrakten. Dessutom skall skeppet godkännas av parterna gemensamt i Supply Time vilket påminner mer om de komplicerade acceptanstest som används i FPSO-kontrakten. En stor skillnad är dock att

¹⁶³ Se 5.4.2.

tidscertepartierna innehåller offhire-klausuler som i väsentlig grad minskar befraktarens vederlagsrisk jämfört FPSO-kontrakt där Bolaget bär en större vederlagsrisk eftersom Leverantören ofta har rätt till en stor del av vederlaget även när FPSO-anläggningen inte fungerar som avsett.

En viktig skillnad är också att ett fartyg normalt utan större problem kan användas till alternativa uppdrag om certepartiet hävs, något som sällan är aktuellt i motsvarande situation för ett FPSO-fartyg.

I mer komplexa kontraktsförhållanden som FPSO-kontrakt påverkas fördelningen av vederlagsrisk av en omfattande och detaljerad funktionsfördelning mellan parterna. Konsekvensen av detta är att vederlagsrisken till stor del följer funktionsfördelningen på ett sätt som påminner mycket om entreprenadkontrakt.¹⁶⁴

Detta gäller även för borrhkontrakt som har entreprenad-karaktär. I dessa etableras en funktionsfördelning mellan parterna som ansvarar för var sitt fält av utrustning, förnödenheter och tjänster enligt kontraktet.¹⁶⁵

Likheten mellan FPSO-kontrakt och borrhkontrakt ligger särskilt i att det är en aktivitet som skall bedrivas, som är väsentligt mer krävande och innehåller fler riskmoment än den som bedrivs enligt ett fraktavtal. Likheten är särskilt tydlig i den kontraktuella hanteringen av vederlaget, med fast pris för mobilisering och demobilisering kombinerat med ett ratesystem där Leverantören i regel får betalt även när riggen inte fungerar som avtalat. När det gäller borrhkontrakt är vederlagsintjäningen relaterad till att riggen är färdig att användas. Även om aktiviteten är mer krävande än den är i många tidscertepartier så är den ändå väsentligt mindre komplicerad jämfört med den som skall utföras med ett FPSO-fartyg. Detta gäller inte minst det att vederlagsintjäningen är enklare att uppnå och förbunden med mindre osäkerhet kring om de kontraktuella kraven för vederlag har uppnåtts.

¹⁶⁴ Jfr. Hagstrøm, Viggo & Aarbakke, Magnus: *Obligasjonsrett*, s. 40.

¹⁶⁵ Krokeide, Kjetil mfl: *Borerigger i rettslig belysning*, s. 162.

FPSO-kontrakten kan således beskrivas som en kontraktstyp som har flera drag gemensamma med tidscertepartier och borrhkontrakt (och andra kontrakt av entreprenad-karaktär) men som är mer komplexa och skall hantera fler riskmoment.

8.4 Kontraktstraditioner

FPSO-kontrakt är en typ av komplexa offshore-kontrakt som innehåller element som kan härledas till olika kontraktstraditioner.

Ett FPSO-fartyg skall i likhet med fartyg som används för tidsbefraktning levereras till en viss plats eller område i ett visst skick. Av detta följer att kontraktens reglering av leveransen till stor del kan antas komma från en sjörättslig kontraktstradition. Väl på plats skall FPSO-fartyget dock anslutas och så småningom börja producera samt lasta ut petroleum. Detta är en typ av kontraktsförpliktelser som ligger en bra bit från de som står att finna i tidscertepartier och snarare påminner om mer entreprenadrättsligt präglade kontrakt som borrhkontrakt och fabriktionskontrakt.

En utgångspunkt vid starten av uppsatsarbetet var att detta var en aspekt av kontrakten som var intressant att se närmare på. En idé var då att det var möjligt att finna kontrakt som var mer eller mindre påverkade av en sjörättslig respektive entreprenadrättslig kontraktstradition samt att detta kunde påverka såväl kontraktens utformning som fördelningen av vederlagsrisken mellan parterna.

När det gäller kontraktens utformning så är det i hanteringen av leveransen som man finner de mest tydliga spåren av en sjörättslig kontraktstradition i vissa FPSO-kontrakt. Utmärkande för dessa är ett mer flexibelt eller dynamiskt sätt att hantera leveransdatumet jämfört med de kontrakt som stipulerar ett specifikt datum. Detta är till fördel för Leverantören eftersom denne har rätt att leverera inom en viss period eller på ett datum som successivt bestäms mer precist i takt med att leveransen kommer närmare och på så sätt löper mindre risk att leverera försent.¹⁶⁶ Dessa kontrakt lägger även större vikt vid FPSO-fartygets skick vid leveransen och har således ett särskilt fokus på leveransdelen av *uppstartsfasen*.

¹⁶⁶ Se 5.1.3.

Mer entreprenadrättsliga inslag finner man i de kontrakt som har ett mer sofistikerat utformat system för ändringsorder som skapar dynamik i kontraktsförhållandet avseende Leverantörens arbete med processanläggningen. Ansvarsfördelning enligt systemet med ”knock-for-knock” som med mindre variationer finns i alla FPSO-kontrakt i materialet är också ett typiskt entreprenadrättsligt inslag som man också finner i offshore-certepartier som exempelvis Supplytime. I ett exempel var ändringsreglerna och ansvarsfördelningen direkt hämtad från NF. Dessa kontrakt kan sägas ha större fokus på övergången från *uppstartsfasen* till *produktionsfasen*.

I den utsträckning det är möjligt eller ens meningsfullt att dela upp kontrakten i olika kategorier utifrån inslagen av kontraktstraditionerna så finns det exempel på kontrakt som lägger en betydligt större vikt vid tidpunkten för leveransen och FPSO-fartygets skick i förbindelse med detta, samtidigt som uppstarten är reglerad på ett relativt enkelt sätt. I andra exempel är det tvärt om. Det är möjligt att det fanns mer tydligt urskiljbara kategorier av ”sjörättskontrakt” respektive ”entreprenadkontrakt” för FPSO-fartyg tidigare när det var en ny kontraktstyp och att kontrakten med tiden har kommit att likna varandra allt mer. Det är oklart om kontraktstraditionernas påverkan på utformningen av kontrakten enligt ovan har någon avgörande effekt på vederlagsrisken, men en tänkbar konsekvens av att kontrakten reglerar den ena eller den andra av de ovan nämnda faserna mindre noggrant är att detta medför ökad risk för oklarheter gällande kontraktinnehållet och därmed även en ökad risk för därtill hörande konflikter. Vidare kan graden av likhet med tidscertepartier i utformningen av kontrakten tänkas påverka huruvida Sjølovens regler om off hire kan bli tillämpliga.¹⁶⁷

8.5 Kommersiella villkor i komplexa kontrakt

Ur juristens perspektiv är det, oavsett vilken av parterna denne företräder, lätt hänt att betydelsen av nivåerna på vederlaget undervärderas utifrån utgångspunkten att det är fråga om en typ av kommersiella villkor som ligger utanför juristens intressesfär. I vissa fall får denne inte ens ta del av nivån på raterna för att dessa ligger i en bilaga

¹⁶⁷ Se 4.2.6.

till kontraktet, utan förväntas göra en juridisk bedömning endast med utgångspunkt i de rättigheter och förpliktelser som följer direkt av själva huvudkontraktet.

När större delen av vederlaget utgår från komplext utformade ratesystem har dock nivån och utformningen av raterna stor betydelse för den övergripande balansen i kontrakten och riskfördelningen mellan parterna. Om tillräcklig vikt inte läggs på detta utifrån en förståelse för helheten och dynamiken i kontrakten så kan det befaras medföra att riskfördelningen blir annorlunda än parterna tänkt sig.

9 Källförteckning

9.1 Offentligt tryck

Ot.prp.nr.43 (1995-1996) Om lov om petroleumsvirksomhet.

9.2 Litteratur

Askheim, Lars Olav, Bull, Hans Jacob & Lange, Viggo: *Maritime offshorekontrakter*
i *MarIus*, nr. 87. Oslo, 1983.

Beadnall, Stuart: *FPSO day rates* i *Deepwater*, newsletter nr 1.

Beyer, Otto, Jebens, Sverre Erik, Krokeide, Kjetil, Scheel, Georg & Ulfstein, Geir:
Borerigger i rettslig belysning. Oslo, 1975.

Birkenes, Magnus: *The FPSO market: Love Boats*, i *Oilinfo News* nr 2, 2009.

Cartwright, John: *Contract Law*. Portland, 2007.

Coghlin, Terence, Baker, Andrew W, Kenny, Julian & Kimball, John D: *Time*
Charters. London, 2008.

Falkanger, Thor & Bull, Hans Jacob: *Innføring i sjørett*. Oslo, 2004.

Fleischer, Carl August: *Petroleumsrett*. Drammen, 1983.

Garrard, Ian: *Converting tankers in to FPSO s: managing the risk* i *International*
Offshore News, July/August, 2001.

Hagstrøm, Viggo & Aarbakke, Magnus: *Obligasjonsrett*. Oslo, 2003.

Hammer, Ulf, Arnesen, Finn, Nesdaam, Anne-Karin, Nygaard, Dagfinn & Kaasen,
Knut: *Petroleum Law Compendium Book 1*. Oslo 2007.

Hammer, Ulf, Stang, Trond, Bjelland, Sverre B, Bustnesli, Yngve & Bjøranger
Tørum, Amund: *Petroleumsloven*. Oslo 2009.

- Hellner, Jan, Hager, Richard, & Persson, Annina H: *Spesiell avtalsrätt II: Kontraktsrätt I häftet, Särskilda avtal, 4 uppl.* Stockholm, 2005.
- Kaasen, Knut: *Petroleumskontrakter.* Oslo, 2006.
- Krüger, Kai: *Norsk kontraktsrett.* Bergen, 1991.
- Mestad, Ola: *Om force majeure og risikofordeling i kontrakt.* Oslo, 1991.
- Poole, Jill: *Textbook on Contract Law.* Oxford, 2008.
- Ramberg, Christina: *Kontraktstyper.* Stockholm, 2005.
- Ramberg, Jan & Ramberg, Christina: *Allmän avtalsrätt.* Stockholm, 2007.
- de la Rue, Colin: *Oil pollution from offshore craft*, i Gard News 164 November 2001/January 2002
- Selvig, Erling: *The Freight Risk* i *Arkiv for Sjørett.* Oslo, 1978.
- Sildnes, Tore: *FPSOs – Regulatory regimes – Division of responsibilities and implications* i Gard News, nr 164, January, 2002.
- Teagle, Patrick: *What is the contract?* i Deepwater newsletter nr 1.
- Todd, Paul: *Carriage of Goods by Sea* i *Lloyd'Contract's for the Carriage of Goods.* London, 2001.
- Øyehaug, Knut Erling: *Borefartøyer og jurisdiktion.* Oslo, 1986.
- Øyehaug, Knut Erling: *Vederlagsrisikoen i borekontraktene* i MarIus, nr. 159. Oslo, 1989.

9.3 Övrigt

Internet

www.ukooa.co.uk/issues/fpsy (081212).

Powerpoint-presentation

Aadnesen, Henrik: *FPSO Contracts Rate issues* vid Scandinavian Moot, 17 april 2008.