



Miljødirektoratet
Postboks 5672 Sluppen
7485 Trondheim

Attn: Eirin Sva Stomperudhaugen

A/S Norske Shell
P.O. Box 40
4098 Tananger
Norway
Telefon +47 5169 3000
E-post NORSKE-Myndighets-Kontakt @shell.com

Deres ref:

Vår ref:
Mdir2105

Dato:
08.06.2021

Søknad om endret tillatelse for AS Norske Shell – Knarr feltet

AS Norske Shell (Shell) viser til tillatelse etter forurensningsloven for produksjon på Knarrfeltet (Tillatelsesnummer i Forurensning: 2014.0511.T) og vedtak om midlertidig unntak fra krav om injeksjonsgrad (2019/396)

Utvinningen ved feltet foretas med produksjonsskipet Petrojarl Knarr (PJK). Altera eier PJK og står for den daglige driften av produksjonsskipet mens AS Norske Shell er ansvarlig operatør.

Krav om injeksjonsgrad

Viser til telefonmøte 25 mai og oppfølgings e-post 27 mai angående problematikken rundt sandproduksjon og re-injeksjon av produsertvann på Knarr feltet.

Sandproduksjon og medførende utfordringer for re-injeksjon av produsertvann på Knarr feltet

Knarr feltet produseres via 4 produksjonsbrønner. I løpet av året ser en en økende sandproduksjon på feltet, spesielt fra to av de fire brønnene på Knarr; A1 og A3. Sulfatredusert sjøvann injiseres sammen med produsertvann for å gi trykkstøtte til produsentene for å opprettholde produksjonen.

Alle fire produksjonsbrønnene på Knarr er utstyrt med 300-350 micron sand filter i produksjonssonene. Denne hullstørrelsen ble valgt ut fra den kunnskap vi hadde i starten om sandsørrelser i reservoaret. Prøvene av sand som vi tar topside viser en størrelsesfordeling med en ganske stor andel partikler under 300 micron. Normalt vil de minste sandpartiklene også bli holdt igjen ved at det bygges opp et naturlig sandfilter inn mot sandskjermene, samtidig som at strømningshastighet i nærbrønnsområde var forventet å være tilstrekkelig lav til ikke å mobilisere de aller fineste partiklene. For A2 og A4 produksjonsbrønnene så ser dette ut til å være tilfellet. For A1 og særlig A3 ser det ut til at dette naturlige sandfilteret ikke har blitt etablert i like stor grad og at økt vannkutt i tillegg kan ha brdratt til å mobilisere finere partikler som tidligere ikke var mobilisert av oljestrømmen. Konsekvensen er dermed økt sandproduksjon fra disse brønnene.

En erfarer at sand produksjonen henger sammen med riser basert slugging i brønnstrømmene. Dette forsøkes å mitigeres ved å rute to brønner sammen i hver av de to subsea produksjonslinjene; A1 og A2 går for øyeblikket sammen i Flow line 2 og A3 og A4 i Flowline 1 fordi da ser det ut til at en unngår uholdbare problemer med slugging. Parallelt med dette er produksjon redusert ned mot nedre grense for hva som er mulig for å opprettholde produksjon.

Det observeres sandoppbygging og da spesielt i 1. trinns separator, som gir problemer med olje/vann interfas kontroll. Dette fører til store erosjonsskader på utstyr og da spesielt på vanninjeksjonspumpene og pumpene i produsert vann systemet. Altera har vært i kontakt med pumpeleverandør av injeksjonspumpene. Leverandøren kommer med en anbefaling på mengde sand/partikler gjennom pumpene på 10 ppm. Per i dag ligger sand/partikler i produsert vannet på ca. 100 ppm. For å prøve og unngå totalhavari av disse pumpene, som en er avhengig av til injeksjon av trykkstøtte til brønnene i form av sjøvann, må en per i dag stoppe re-injeksjon av produsert vann. Dette medfører at kravet i gjeldende utslippstillatelsen ikke kan oppfylles.

Målet er å re-injisere mest mulig av produserte vannet, men med dagens sandproduksjon og anbefaling fra pumpeleverandør ser en med dagens situasjon ingen mulighet til re-injeksjon av produsert vann.

Ved indikasjon på sandproduksjon fra subsea akustiske sanddetektorer reduseres produksjonen i et forsøk på å etablere/forbedre sand-filterkakene inn mot skjermene nede i produksjonsbrønnene. Tiltaket pågår til sanddetektorene «roer seg ned». Det er utarbeidet en instruks som beskriver disse tiltakene.

Det blir tatt ut daglige vannprøver med mål om å kunne tallfeste konsentrasjon av sand i brønnstrømmen. Venter på svar fra leverandør av vanninjeksjonspumpene om hvilke sandmengder som kan aksepteres.

Det arbeides med å få etablert en sandfri produksjonsrate, slik at en høy re-injeksjon kan opprettholdes, men det kan bli en utfordring å få til. Petrojarl Knarr FPSO har ikke ett anlegg for sandjetting eller annen måte å håndtere sand på enn å monitorere konsekvensene topside prosessanlegget. Monitorering foregår på ulike måter:

- Sjekk med IR kamera for å følge sandoppbygging i separatorene
- Ta ut hyppige vannprøver fra test og 1. trinns separator for å bekrefte eventuell sandproduksjon
- Observere kapasiteten på utstyr som påvirkes av sand som for eksempel pumper
- Alarmgrensene er justert ned for å få tidlig varsel om sandproduksjon

Re-injeksjon av produsert vann er fortsatt hovedprioritet på Knarr, men vi erfarer at det i perioder, for eksempel i dårlig vær med mye bevegelser i Petrojarl Knarr FPSO eller ved store utslag i sanddetektorene så vil det være behov for å rute produsert vann overbord for å sikre at produksjonen ikke må stenges ned grunnet utstyrshavarier. I nåværende periode med ruting av produsert vann overbord har vi hatt god kontroll med produsert vann kvalitet og vi ligger godt innenfor utslippskravet for olje i vann.

Miljøkonsekvenser

Fra RNB profilen er det estimert en vannproduksjon på 0,234 mill m³/mnd til feltet stenger ned i mai 2022. Medianen for olje til vann de siste 5 årene har vært 10,54 mg/l. Dette vil gi ett estimert utslipp til

sjø av olje på 2,47 tonn/mnd. Det interne kravet som er satt for utslipp til sjø er 15 mg/l som er ansett som BAT for rensing av olje i produsert vann..

Det er utført en estimert EIF der produsertvann ikke blir re-injisert. Denne viser en EIF på 80 og vil bli lavere jo mer produsertvann som blir re-injisert. Det er frem til og med mai i år re-injisert 45 % av produsertvannet. Gjennomsnittlig olje i vann konsentrasjon til sjø hittil i år har vært 9,9 mg/l som er under konsentrasjonen som er lagt til grunn i EIF estimeringen. De største bidragsyterne til EIF er kjemikaliekomponenten glutaraldehyd og BTEX.

Foruten oljen, er det grønne, gule og 1 rødt kjemikalie som inngår i produsert vann strømmen, der de gule kjemikalierne viser høy grad av nedbryting. Det røde kjemikalie består av 3 røde komponenter der alle komponentene er surfaktanter. Disse vil i hovedsak følge oljestrømmen, men en liten andel vil gå til sjø. Kjemikalierne vil bli ytterligere fortynnet ved utslippspunktet. Det er i tillegg antatt at mengder NORM og kvikksølv i produsert vann vil være lav.

Det er derfor antatt at miljøeffekten i sjøresipienten vil være lav

Oppsummering/Konklusjon

I forbindelse med problematikken rundt sandproduksjon er målet for AS Norske Shell å re-injisere mest mulig av produsertvannet, men med dagens sandproduksjon og anbefaling fra pumpeleverandør ser en med dagens situasjon ingen mulighet til re-injeksjon av produsertvann. AS Norske Shell ønsker dermed en fleksibilitet på når og hvor mye som skal re-injiseres avhengig av sandproduksjon. Basert på innhold i produsert vannet er det antatt at miljøeffekten ved et eventuelt fullt utslipp, vil være lav.

Ved behov for eventuelle avklaringer ift innholdet i søknaden kan miljørådgiver Ragnhild Båtnes Berntsen kontaktes.

Med hilsen
A/S Norske Shell

Ivar Berg
Myndighetskontakt

Brevet er elektronisk godkjent og mangler derfor signatur