

RESSURSRAPPORT 2017

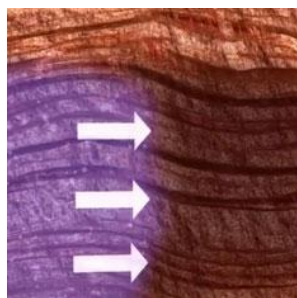
Enda mer å hente

Oljedirektoratet 14.06.2017

Det fins store mengder petroleum som i dag ikke er lønnsomme å utvinne. Dette gjelder blant annet immobil olje og ressurser i tette reservoar. Ved å kvalifisere og ta i bruk ny teknologi kan deler av disse ressursene bli lønnsomme å produsere.



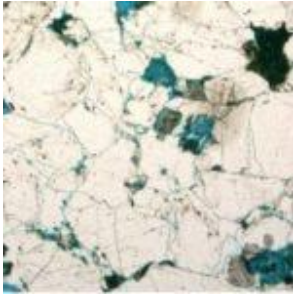
Tekniske ressurser er volum som potensielt kan utvinnes med teknologi som ikke er testet eller kvalifisert til bruk på norsk sokkel. Det er viktig med videre forskning og testing som gjør at slike typer teknologi kan tas i bruk. Dette må gjøres tidsnok slik at mulige lønnsomme ressurser ikke går tapt.



Stort EOR-potensial på de største feltene

Det er et stort teknisk potensial for Enhanced Oil Recovery (EOR). I en studie Oljedirektoratet har fått gjennomført på de 27 største oljefeltene, er potensialet anslått til 320-860 millioner Sm³. Det er viktig at nye metoder for økt utvinning blir testet, kvalifisert og tatt i bruk for å realisere potensialet.

[Les mer om EOR-potensialet](#)



Store forekomster av olje og gass i tette reservoar

Det finnes store forekomster av olje og gass i tette reservoarsoner flere steder på sokkelen. Ressurser i tette reservoar er utfordrende å produsere. Ved å utvikle og ta i bruk ny teknologi på norsk sokkel kan disse ressursene bli lønnsomme å produsere.

Petroleumsforekomster i tette reservoarsoner

Gå til neste tema: Utvinning

KUNNSKAPSDELING

Den norske modellen med stor grad av deling av kunnskap og informasjon mellom ulike aktører, er et viktig bidrag til nyskaping i petroleumsnæringen.



Dagens utvinningsteknologi og produksjonsprognose er et resultat av at operatørselskap, leverandører, forskningsinstitusjoner og myndigheter har gått sammen om å løse utfordringer, både teknisk og finansielt.

LES MER: [Forskning og utvikling i petroleumsnæringen](#)

RESSURSRAPPORT 2017

Avanserte utvinningsmetoder (EOR)

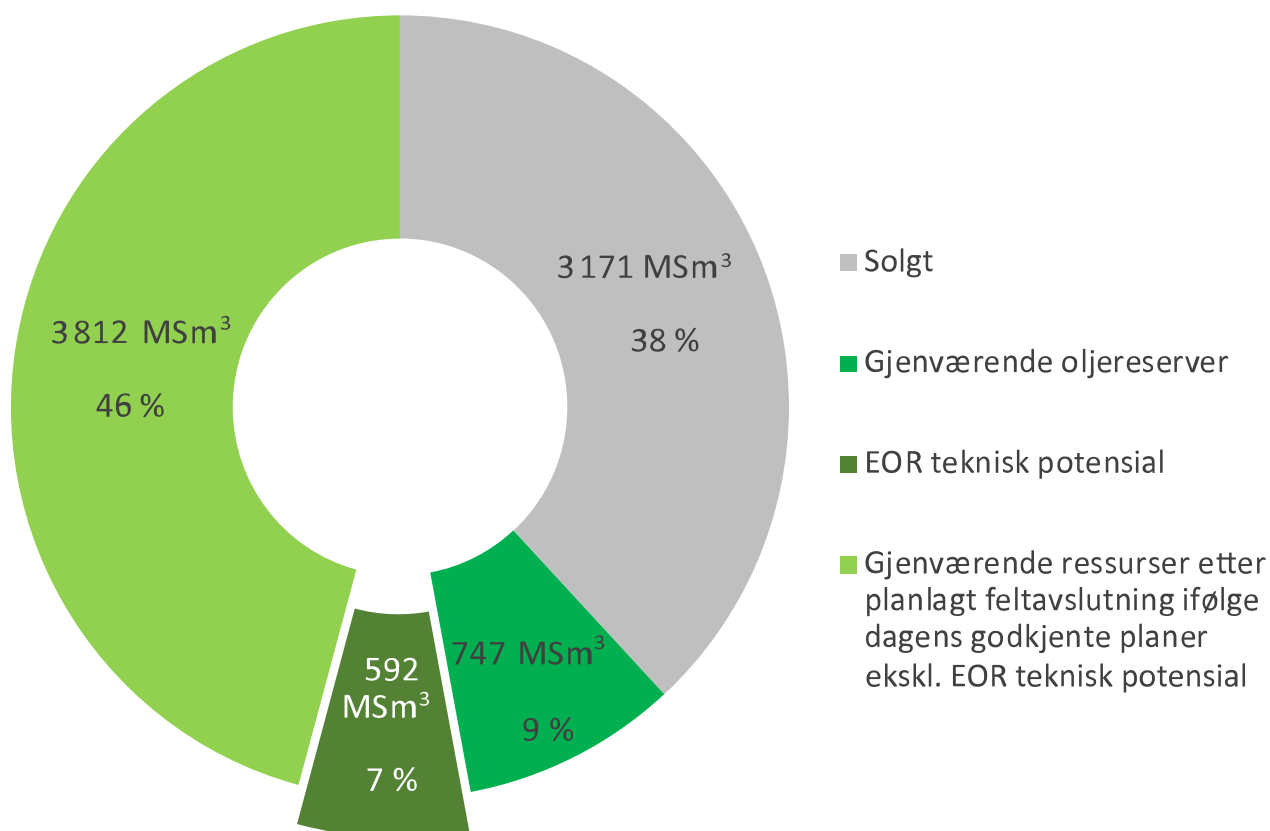
Oljedirektoratet 14.06.2017

Store oljeressurser vil ikke bli utvunnet med dagens planer og teknologi. Om lag halvparten av disse krever avanserte metoder, såkalt «Enhanced Oil Recovery» (EOR), for å bli produsert. Det er viktig at nye metoder for økt utvinning blir testet, kvalifisert og tatt i bruk på norsk sokkel innen rimelig tid for å unngå at betydelige oljevolum går tapt.

På de fleste norske oljefelt brukes vann- og/eller gassinjeksjon for å få mer olje ut av reservoarene. Injeksjon blir brukt til å holde trykket oppe og til å sveipe reservoarene. Men selv etter dette er det en anseelig mengde olje igjen i reservoarene. Det gjelder både [mobil og immobil olje](#).

Potensialet på 27 felt

Figuren under viser de samlede oljeressursene på 27 av de største feltene og det tekniske EOR-potensialet for de samme feltene. Reserver og ressurser beregnes på en annen måte enn et teknisk EOR-potensial, men figuren kan gi en indikasjon på størrelsen av EOR-potensialet.



Ressursoversikt og EOR-potensial på de 27 største oljefeltene på norsk sokkel.

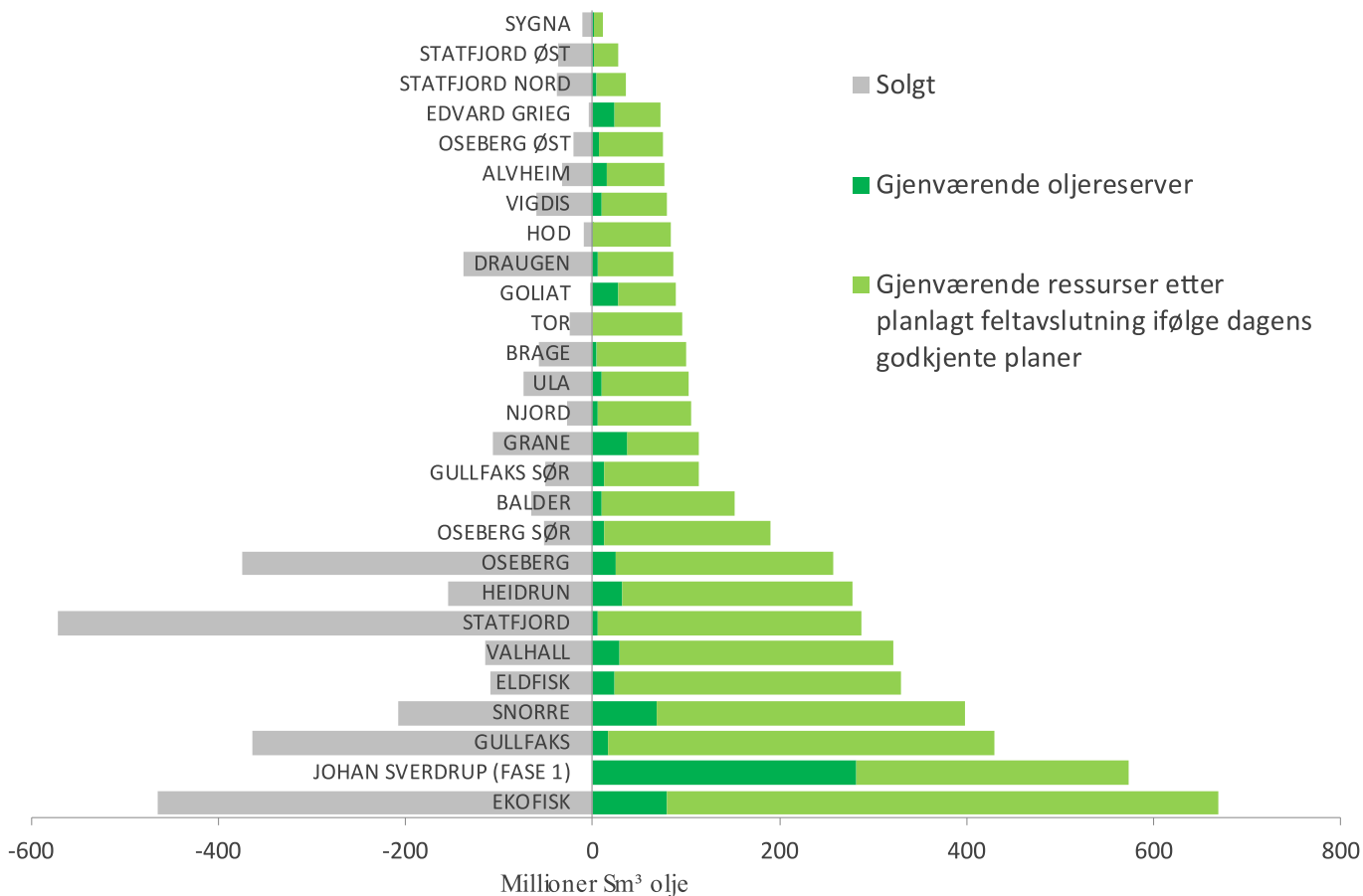
Kartlegging

Oljedirektoratet har i samarbeid med [C. Smalley](#) og [A. Muggeridge](#) fra Imperial College (IC) gjennomført en studie der et av målene var å gi et estimat for teknisk utvinningspotensial ved bruk av ulike EOR-metoder.

Kartleggingen ble gjort på 27 av de største norske oljefeltene. På feltene utgjør den immobile oljen om lag to mrd. Sm³. Totalt, for både mobil og immobil olje, er det ifølge studien et teknisk EOR-potensial på mellom 320-860 millioner Sm³ olje.

Det er viktig å understreke at dette er et teknisk EOR-potensial. Det er ikke tatt hensyn til økonomi, miljø og operasjonelle forhold. Selv om for eksempel bare 10 prosent av det tekniske potensialet kan gi lønnsom produksjon, vil dette utgjøre nærmere 150 milliarder kroner i brutto salgsinntekter med en oljepris på USD 50/fat og en kronkurs på 8 kroner/USD.

SE ARTIKKEL: [Gode muligheter for å få ut mer olje](#)



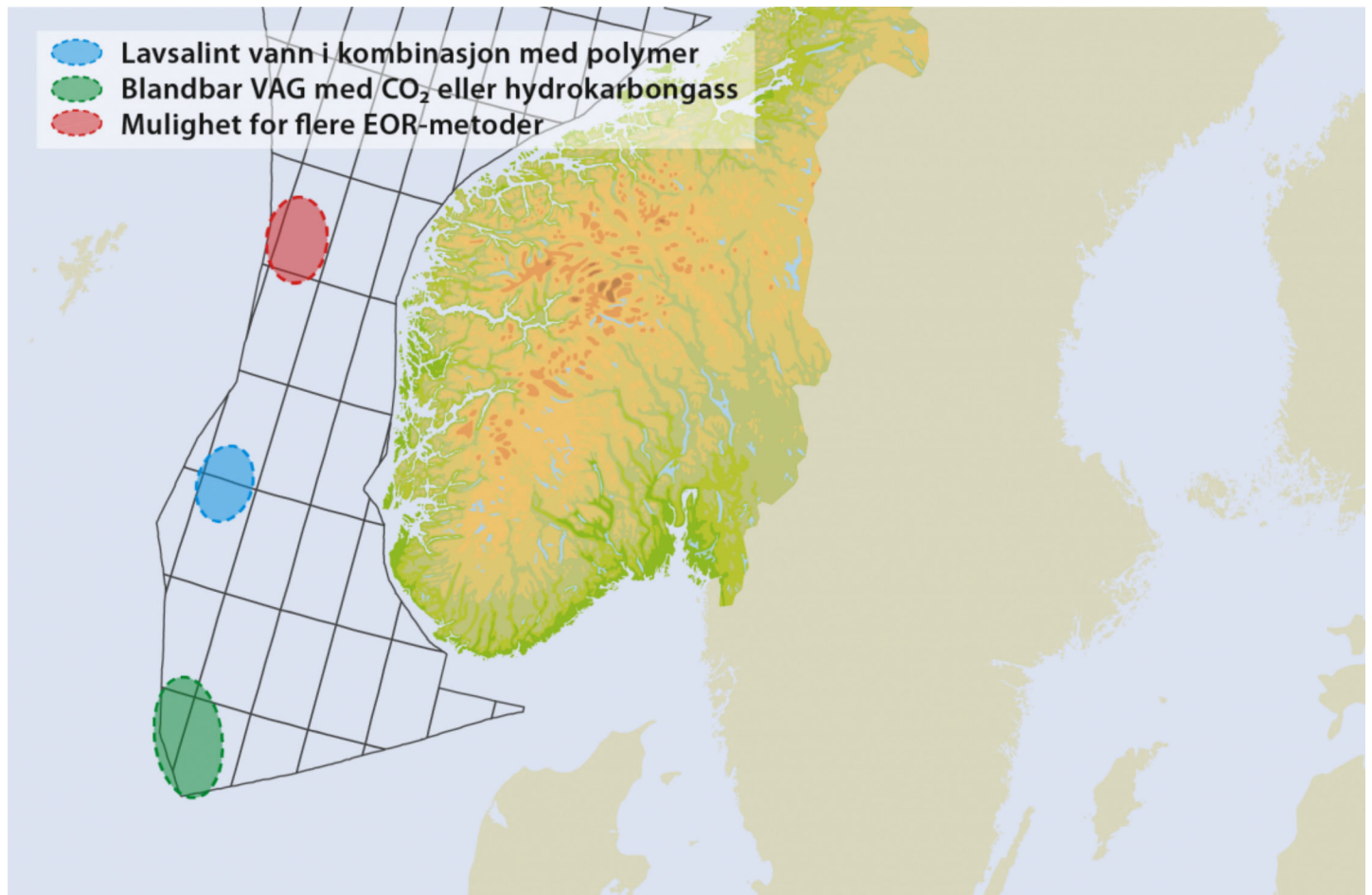
Ressursoversikt over de 27 feltene som inngår i studien.

Beskrivelser av ulike EOR-metoder

I studien ble 13 ulike EOR-metoder vurdert. Den metoden med høyest potensial for hvert felt er valgt. Det vil si at bare en metode velges per felt, selv om alternative EOR-metoder kan ha tilsvarende potensial. Resultatet ble at [sju ulike EOR-metoder](#) kom ut med høyest potensial for de 27 feltene i studien.

Områder som utpeker seg

Det er gjennomført en geografisk analyse av det tekniske EOR-potensialet for å fastslå om det er avgrensede områder med flere felt der spesifikke EOR-metoder kan brukes. Analysen viser at det er klare geografiske trender for anvendelsen av samme EOR-metode.



På kalkfeltene i sørlig Nordsjøen er det metoden blandbar VAG (vann- alternerende gassinjeksjon) med CO₂ eller hydrokarbongass som har størst potensial.

På Utsirahøgda og området rundt er injeksjon av lavsalint vann i kombinasjon med polymer den metoden som har størst potensial. Injeksjon av surfaktant i kombinasjon med polymer er også teknisk mulig på disse feltene og har nesten tilsvarende potensial.

På Tampenområdet i nordlige Nordsjøen er det flere ulike metoder som har stort potensial. Noen felt har størst potensial ved bruk av blandbar VAG, mens andre har størst potensial ved bruk av vannbaserte EOR-metoder.

Det kan være hensiktsmessig å samarbeide om EOR-prosjekter på tvers av utvinningstillatelser, for eksempel ved å kombinere forsyning av EOR-injektant (kjemikalier/gass) for flere felt i samme område.

Ta i bruk EOR-metoder

EOR-prosjekt offshore krever som regel store investeringer, og ekstra oljeutvinning kan komme «sent» sammenliknet med utvinning ved konvensjonelle metoder. Det er også behov for piloter for å avklare

usikkerhet rundt utvinningspotensialet og teknisk gjennomførbarhet. I de fleste tilfeller er pilottesting helt nødvendig for å kunne implementere ny teknologi i storskala.

Et EOR-prosjekt kan bestå av en pilotfase, en evalueringsfase og deretter eventuell implementering i større skala. Fra et selskapsperspektiv kreves det ofte at pilotkostnaden inngår i økonomiberegningen til EOR-prosjektet. Det samme gjelder sannsynlighetsberegninger for en vellykket pilot og eventuell vellykket feltimplementering.

Totalkostnadene og kostnadsfordelingen mellom investerings- og driftskostnader for de ulike EOR-metodene avhenger av flere faktorer:

- Brukes skip eller ny/eksisterende innretning?
- Gjelder det felt i drift eller felt i planleggingsfasen
- Trengs det nye brønner?
- Er det kort eller lang tidshorisont for prosjektet?

Generelt kan det antas at EOR-metoder som injeksjon av CO₂ og lavsalt er mest investeringskrevende, mens for injeksjon av polymer, surfaktant, gel og alkalier utgjør driftskostnadene en større andel av totalkostnadene.

Et eksempel på et økonomisk solid EOR-prosjekt er lavsalt-prosjektet på Clair Ridge (et BP-operert felt på britisk sokkel). Prosjektet har planlagt oppstart i 2018, og antas å ha balansepris på USD 3/fat.

Piloter kan bidra til å redusere usikkerhet

Myndighetene ser på pilot som en viktig form for datainnsamling. Formålet er å redusere usikkerhetsspennet i potensialet og å verifisere anvendbarhet.

Flere EOR-metoder er testet og benyttet i storskala på land med positive utfall. For norsk sokkel og offshore generelt, er EOR-metoder lite utprøvd. Det som gjør implementering av EOR-metoder offshore mer krevende, er blant annet stor avstand mellom brønner, plass-, vekt- og kraftbegrensinger på eksisterende plattformer, og miljøkrav ved utslipp til sjø.

På grunn av dette er det stor usikkerhet både om utvinningspotensialet og om det er teknisk og operasjonelt mulig å ta i bruk de ulike metodene offshore. Derfor er det viktig med piloter som kan bidra til å verifisere anvendbarhet, redusere risiko/usikkerhet, gi kunnskap om eventuelle miljøutfordringer og demonstrere økt utvinningspotensial ved å ta i bruk de ulike EOR-metodene. Dette er nødvendig for at slik teknologi skal kunne tas i bruk for økt utvinning fra sokkelen.

[Tilbake](#)[Neste kapittel: Tette reservoar](#)

POLYMERPILOT

Polymertest på Heidrun

Høsten 2016 ble det gjennomført en polymertest på Heidrun. Biopolymer ble injisert og tilbakeprodusert fra samme brønn. Hensikten med testen var å verifisere egenskapene til biopolymer som tidligere var målt på laboratoriet. Testen verifiserte god injektivitet, og ingen biodegradering av polymeren. Konklusjonen er at dette var en vellykket test, også operasjonelt.



Johan Sverdrup-feltet, fase 1 (Bilde: Statoil)

Polymerpilot på Johan Sverdrup

Polymerflømming på Johan Sverdrup kan gi økt utvinning. I forbindelse med godkjenning av PUD, har myndighetene stilt som vilkår at det skal gjennomføres en to-brønns polymerpilot med oppstart senest to år etter produksjonsstart. Formålet med piloten vil være å bekrefte et eventuelt økt utvinningspotensial på Johan Sverdrup og få opparbeide erfaringsdata ved bruk av polymer på felt på norsk sokkel.

SE OGSÅ: [Myndighetenes virkemidler for å følge opp petroleumsnæringen](#)

En vellykket pilot på Johan Sverdrup vil danne et bedre grunnlag for en vurdering av å benytte metoden i større skala på feltet. Resultatene fra piloten vil også gi verdifull informasjon om mulighetene for bruk av polymer på andre felt på norsk sokkel.



CO₂ kan gi økt utvinning

Både selskapene og Oljedirektoratet har gjort flere studier for å se hvordan utvinningen på produserende felt på norsk sokkel kan økes ved injeksjon av CO₂ som EOR-metode. Studiene viser positive resultater.

Studier for EOR-potensial ved CO₂-injeksjon

RESSURSRAPPORT 2017

Kort beskrivelse av EOR-metodene

Oljedirektoratet 14.06.2017

Oljedirektoratet (OD) har i samarbeid med Imperial College gjennomført en studie for å vise det tekniske potensialet for økt utvinning ved bruk av avanserte metoder, såkalte EOR-metoder. I alt er 13 ulike metoder vurdert for 27 av de største oljefeltene på norsk sokkel. Kun den EOR-metoden med høyest potensial velges per felt, totalt utgjør dette syv metoder.

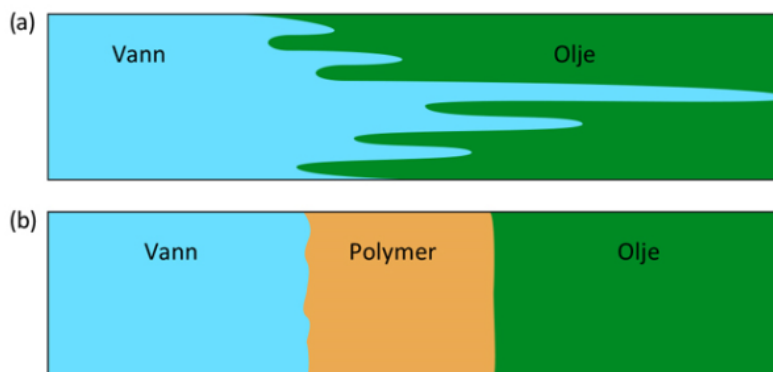
Metodene blir forklart i rekkefølgen ut fra potensialet i studien (størst til minst).

OD har innhentet relevante reservoar- og produksjonsdata for de aktuelle feltene. Disse benyttes som inngangsdata i modellverktøyet som brukes for å estimere det teknisk EOR-potensialet. Modellen bruker kartleggingskriterier og økt utvinningsfaktorer basert på en omfattende litteraturstudie, i tillegg til erfaringsdata fra industri og forskning.

MER INFO: [Detaljer om studien og hvordan potensialet er kalkulert.](#)

Lavsalt sammen med polymer

Denne metoden er en kombinasjon av injeksjon av vann med redusert saltinnhold og polymer. Polymer tilsatt injeksjonsvannet øker vannets viskositet (gjør vannet mer tyktflytende). Dette fører til en mer stabil og jevn fortregning av oljen. Lavsalt, det vil si injeksjonsvann med redusert saltinnhold, kan forandre fuktgenskapene i reservoaret, som igjen kan medføre at deler av den immobile oljen blir mobilisert og kan produseres. Lavsalt gir også andre gevinster, for eksempel redusert risiko for forsuring i reservoaret og avleiring av utfelte kjemikalier i brønnen. I tillegg kan lavsalt redusere mengde polymer som må til for å oppnå ønsket viskositet.



Figuren illustrerer forskjellen mellom vannflømming (a) og polymerflømming (b) på en forenklet måte.

Blandbar VAG med CO₂-gass

Forutsatt at man har tilgang på CO₂ for injeksjon vil blandbar VAG med CO₂ være en effektiv EOR-metode.

Ved blandbare betingelser (som blant annet er avhengig av trykk, temperatur og oljens komposisjon) vil CO₂ og olje oppløses i hverandre og danne en felles fase. CO₂ blander seg med oljen og gjør den mer lettflytende i tillegg til å redusere grenseflatespenningen mellom olje og gass. Disse prosessene gjør at oljen enklere kan presses mot produksjonsbrønnene og produseres. I tillegg kan det føre til at deler av den immobil oljen blir mobilisert og dermed kan produseres.

Vekselvis injeksjon av CO₂ og vann gir lavere forbruk av CO₂ og gir i tillegg fortrennings- og trykkstøttefordelene til vann. Enda en fordel er at deler av CO₂-en vil bli liggende igjen i reservoaret permanent.

Blandbar VAG med hydrokarbongass

Denne metoden virker på samme måte som blandbar VAG med CO₂-gass, men her brukes hydrokarbongass i stedet for CO₂-gass. Ulempen med hydrokarbongass i henhold til CO₂ er at det ofte er vanskeligere å oppnå blandbarhet. Dessuten kan gassen ha en betydelig salgsverdi.

Exploiting science to increase oil recovery 9 - H...



Videoen illustrerer gassbaserte EOR-metoder

Lavsalt

Ved å forandre den kjemiske sammensetningen til injeksjonsvannet slik at saltinnholdet reduseres, kan fuktegenskapene i reservoaret forandres. Dette kan bidra til at deler av den immobile oljen blir mobilisert og kan produseres. Andre gevinster ved å bruke lavsalt kan være redusert risiko for forsuring i reservoaret og avleiring av utfelte kjemikalier i brønnen.

Surfaktant sammen med polymer

Denne metoden er en kombinasjon av surfaktant (såpestoffer) og polymer. Polymer tilsatt injeksjonsvannet øker vannets viskositet (gjør vannet mer tyktflytende). Dette fører til en mer stabil og jevn fortrenkning av oljen.

Surfaktant tilsettes injeksjonsvannet for å endre fuktegenskapene i reservoaret og redusere grenseflatespenningen mellom olje og vann. Dette kan føre til at deler av den immobile oljen blir mobilisert. Videon viser blant annet hvordan immobil olje kan mobiliseres ved bruk av surfaktant.



Videoen illustrerer vannbaserte EOR-metoder

Gel

Hvis reservoaret er heterogent i den forstand at det har høypermeable soner eller lag, kan dette medføre at injisert vann strømmer gjennom det høypermeable laget fra injeksjonsbrønn til produksjonsbrønn. Da vil mye olje ligge igjen når vannet når produksjonsbrønnen. Det er mulig å «tette» den høypermeable sonen ved å sette en gel-plugg som tvinger vannet ut i udrenerte omkringliggende områder.

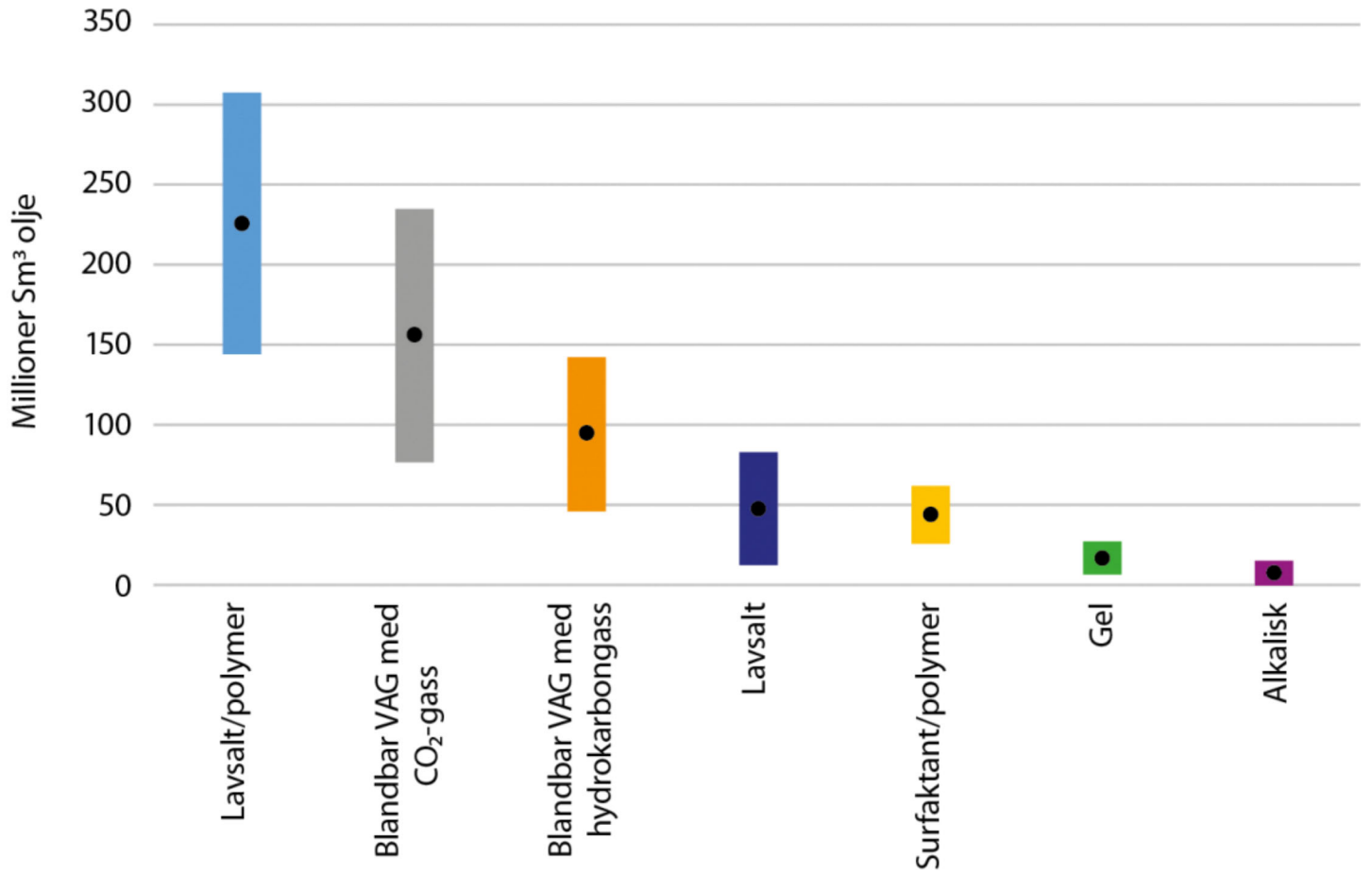
Alkalisk

Alkaliske stoffer tilsettes injeksjonsvannet. Disse stoffene vil reagere med oljen og føre til reduksjon i grenseflatespenning mellom olje og vann og endring i fuktegenskapene i reservoaret. Dette kan resultere i at det blir produsert mer olje.

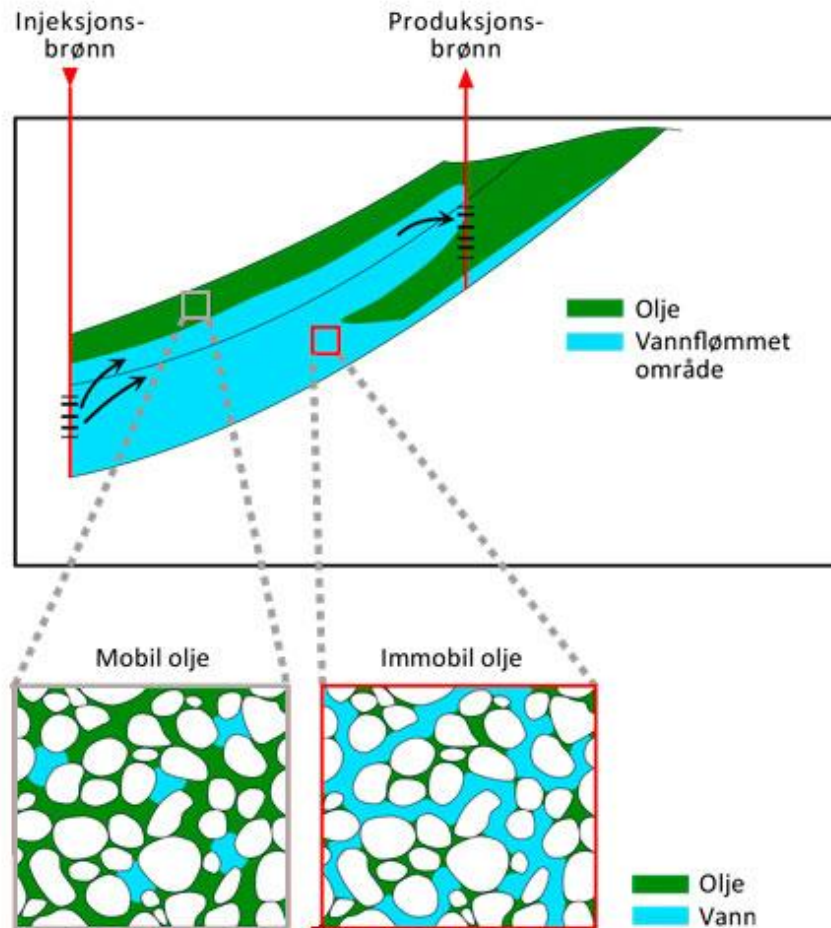
Tilbake

Neste kapittel: Teknisk potensial i tette reservoar

Det tekniske potensialet fordelt per EOR-metode



Figuren viser middels estimat og utfallsrommet for de metodene som inngår i det tekniske EOR-potensialet.



Immobil olje er olje som henger fast på poreveggen i reservoaret. Denne kan ikke presses ut av porene og produseres ved injeksjon av mer vann eller gass.

Det kreves bruk av avanserte metoder for at den immobile olje skal kunne mobiliseres.

RESSURSRAPPORT 2017

Positive resultater for økt utvinning

Oljedirektoratet 14.06.2017

Studier av CO₂-injeksjon for økt oljeutvinning (EOR) viser positive resultater. Både selskapene og Oljedirektoratet (OD) har gjort flere studier for å se hvordan utvinningen på produserende felt på norsk sokkel kan økes ved injeksjon av CO₂. Mangel på tilstrekkelige mengder tilgjengelig CO₂ er imidlertid en utfordring, det samme er mangel på erfaring fra offshorefelt.

OD har gjennomført tre ulike studier de senere årene for å vurdere et mulig EOR-potensiale kombinert med lagring av CO₂ i oljefelt i Nordsjøen. Studiene er presentert og diskutert på flere konferanser og seminarer.

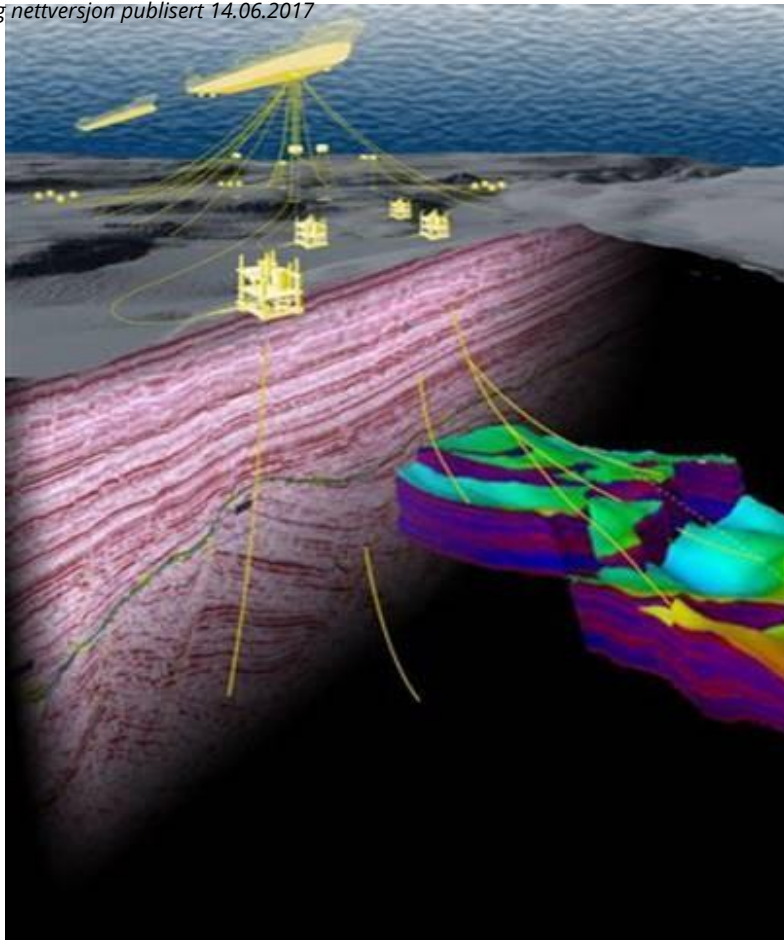
Den første studien var en screening studie av 23 oljefelt i Nordsjøen og var en oppdatering fra 2005 studien. Den andre omfattet studie av tre forskjellige oljefelt med tilgjengelig CO₂ på 1-3 millioner tonn injisert årlig og den tredje er en mer detaljert studie av et modent oljefelt i Nordsjøen hvor 0,7 millioner tonn ble injisert årlig.

Studiene viste et potensial for økt utvinning varierende fra 4 prosent opp til 12 prosent, med ett gjennomsnitt på ca. 7 prosent og en lagringseffekt av CO₂ i reservoaret på 70-100 prosent. Dette potensialet for økt utvinning stemmer godt overens med studier gjort av oljeselskap og forskningsmiljøer i Norge og erfaringer internasjonalt.

Implementering offshore

Det er flere konsepter som kan vurderes for injisering av CO₂ i produserende felt. Usikkerhet og risiko gjelder i hovedsak ombygging på plattformene, og den korrosive effekten CO₂ og vann kan ha på brønner og prosessutstyr. Mangel på tilgjengelig CO₂ er imidlertid en utfordring, det samme er mangel på erfaring fra offshorefelt. Metoden er brukt på land i mange år i USA og Canada, men i felt som har mye større brønntetthet enn på offshore felt.

Utskrift av opprinnelig nettsversjon publisert 14.06.2017



For å få bedre oversikt over de reelle mulighetene for økt utvinning ved injeksjon av CO₂ på offshorefelt trengs det erfaring. Det er gjort mange studier og mye laboratoriarbeid. Skal man komme videre må det gjøres pilotprosjekter med injeksjon av CO₂ i offshorefelt. Dette kan gjøres med små volumer av CO₂ til injeksjon i deler eller segmenter av et felt. Slike pilotprosjekt vil kunne gi verdifull erfaring med tanke på storskala injeksjon for å kunne realisere det ekstra olje-potensialet.

Tilbake

Neste kapittel: Tette reservoar

RESSURSRAPPORT 2017

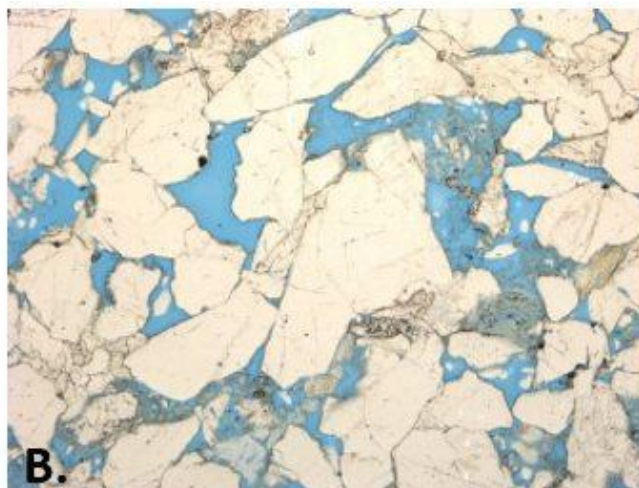
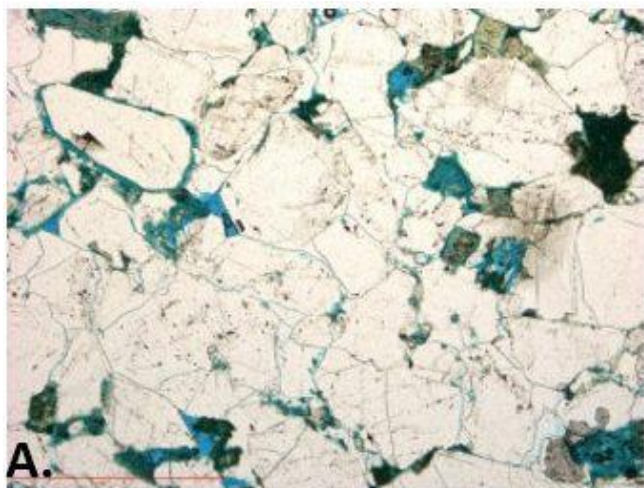
Store petroleumsforekomster i tette reservoar

Oljedirektoratet 14.06.2017

Det fins store forekomster av olje og gass i tette reservoarsoner som er utfordrende å produsere. Dette gjelder blant annet de dypt begravde (over 4 000 meter) reservoarbergartene i Sentralgraben og Vikinggraben i Nordsjøen og på Haltenterrassen i Norskehavet. Satsing på ny og forbedret teknologi vil være viktig for å øke produktiviteten i disse utfordrende reservoarene, og dermed gjøre lønnsom utvinning mulig.

Høyt trykk, høy temperatur og sementering som følge av økende dyp, bidrar til at utvinningen fra tette reservoar blir komplisert. I enkelte tilfeller kan sandstein ha godt bevart porøsitet og permeabilitet, til tross for store dyp. Årsaken til dette kan være forekomster av kloritt og kaolinitt, som hindrer kvartssementering. Smørbukkforekomsten og 6406/2-1 Lavrans er eksempler på felt og funn i Norskehavet der kloritt har bidratt til god reservoarkvalitet.

Vekslingen mellom soner med kvartssementering og kloritt er en utfordring i tette reservoar. Som regel vil det være vanskelig å få til en pålitelig kartlegging av utbredelsen av de gode sandene i reservoaret. God forståelse av avsetningsmiljø er viktig for å kunne forutsi både de høy- og lavpermeable sonene på best mulig måte.



(A) Sandstein med kvartssementering som har lav permeabilitet og (B) sandstein hvor kloritt er blitt utfelt før sementering og hvor sandsteinens permeabiliteten er bevart. Bilde: Statoil

En utfordring som kan oppstå i lavpermeable gasskondensatfelt, er kondensatblokkering. Når reservoartrykket faller (til under duggpunktet), vil kondensat felles ut, og det blir en opphoping av væske rundt brønnen. Dette reduserer gassens relative permeabilitet og medfører dårligere strømningsegenskaper i reservoaret som kan gi dårligere brønnproduktivitet. Enkelte reservoarsoner med lav permeabilitet på HTHF-feltet (høy temperatur høyt trykk) Kristin har utfordringer med akkurat dette.

OMRÅDER

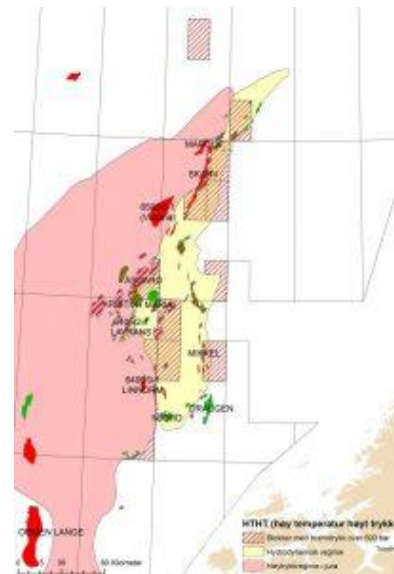
Klikk på kartene for å se de ulike sonene.

Norskehavet

Langs den vestlige delen av Haltenterrassen i Norskehavet ligger det flere funn og felt som helt eller delvis består av tette sandsteinsreservoar. Disse funnene og feltene ligger hovedsakelig i områder med høyt trykk og høy temperatur (HTHT) som vist på kart 1. Store deler av reservoarbergartene her antas å ha tette soner som følge av kvartssementering. Reservoarbergartene er hovedsakelig av jura alder og ligger dypere enn 4000 meter i de geologiske formasjonene Åre, Tilje, Tofte, Ile og Garn.

Eksempler på funn og felt med tette sandsteinsreservoarer er 6406/9-1 Linnorm, 6506/6-1 Victoria og Kristin. Tilstedeværende ressurser anslås å være 300-450 millioner Sm³ oljeekvivalenter i disse tre forekomstene, hvorav så mye som 250 millioner Sm³ oljeekvivalenter antas å ligge i tette reservoarsoner. I Ile, Tofte og Tiljeformasjonene på 6406/2-1 Lavrans, har opptil 30 prosent av reservoaret permeabiliteter mellom 0,01 og 0,1 mD.

Garnformasjonen regnes som tett på 6406/2-1 Lavrans. I Smørbukkforekomsten anslås det å være store ressurser i tette reservoarsoner i øvre og midtre del av Tiljeformasjonen.

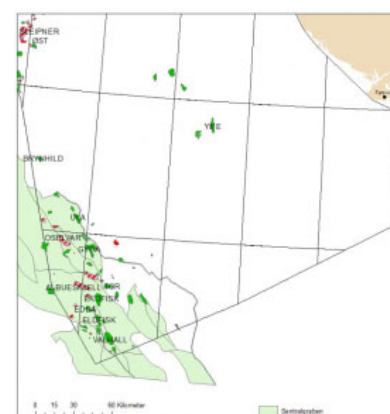


Kart 1.

Kart 1: HTHT-kart over Norskehavet. Felt og funn som ligger i høytrykksregimet i jura antas å ha store gjenværende ressurser i tette reservoarsoner.

Sørlig del av Nordsjøen

I Sentralgraben i den sørlige delen av Nordsjøen ligger det store ressurser i tette krittreservoar (kart 2). Utvinning fra funn og felt i disse områdene møter noen av de samme utfordringene som i Norskehavet. Permeabiliteten i krittavsetningene er svært lav, og for å produsere herfra er det ofte nødvendig med oppsprekking av bergarten. Tor, Albuskjell, Edda og Valhall er eksempler på felt som har store gjenværende ressurser i tette krittreservoar. Det er anslått at opprinnelig tilstedeværende ressurser i disse fire feltene til sammen ligger på om lag 800 millioner Sm³ oljeekvivalenter.



Kart 2.

Reservoarene i de nedstengte feltene Tor, Albuskjell og Edda består av Tor- og Ekofiskformasjonen, som veksler mellom tette og moderat porøse lag. Opprinnelig tilstedeværende ressurser på feltene er estimert til om lag 300 millioner Sm³ oljeekvivalenter. Da feltene ble stengt var utvinningsgraden mellom 20 og 30 prosent. De tette reservoarsonene ligger hovedsakelig i Ekofiskformasjonen. OD anslår at mesteparten av oljen som nå er produsert fra Tor og Albuskjell kom fra Torformasjonen, som er enklest å produsere fra. OD antar at det ligger store gjenværende ressurser i Ekofiskformasjonen.

Utskrift av opprinnelig nettverson publisert 14.06.2017

Valhall-feltet produserer fra formasjonene Tor og Hod. Torformasjonen har høyere permeabilitet og produserer bedre enn Hodformasjonen. Opprinnelig tilstedeværende ressurser på feltet er anslått til å ligge i overkant av 500 millioner Sm³ oljeekvivalenter og utvinningsgraden er ca. 35 prosent (RK 0-2).

Kart 2: Kart over den sørlige delen av Nordsjøen, som viser funn og felt med store gjenværende ressurser i tette krittreservoarer.

Nordlige del av Nordsjøen

Det fins også tette reservoar i Shetlandsgruppen som ligger over hovedreservoaret på Gullfaks- og Oseberg-feltene (kart 3). I 2015 godkjente myndighetene en endret plan for utbygging og drift på Gullfaks-feltet. Planen er blant annet å produsere den forekomsten som er påvist i Shetlandgruppen.

Tilstedeværende ressurser i Shetlandsgruppen på Gullfaks- og Oseberg-feltene er estimert til å ligge mellom 100-800 millioner Sm³ oljeekvivalenter. Utvinning fra disse bergartene har vist seg å være utfordrende og utvinningsgraden er svært lav.

På Edvard Grieg-feltet på Utsirahøyden er det påvist produserbare hydrokarboner i grunnfjellet. Grunnfjell består i utgangspunktet av harde og tette bergarter, men i dette området er det mer porøst og gjennomsluttet av sprekker som følge av forvitring og tektoniske bevegelser. Hydrokarboner har deretter migrert inn i grunnfjellet.



Kart 3.

Kart 3: Kart 3 viser utstrekning av øvre del av Shetlandsgruppen i nordlige Nordsjøen. Tolkningen er modifisert fra TGS sin programvare FMB.

Mer teknologiutvikling kan sikre verdiskapingen

OD har tidligere utført en studie på et gassfunn med tett reservoar i Norskehavet. Resultatet fra studien viser at dreneringspunkter ved hydraulisk oppsprekking spredt i hele reservoaret vil være nødvendig for å produsere effektivt fra dette funnet. Hydraulisk oppsprekking er en metode som går ut på å spreke opp et reservoar ved å injisere vann og kjemikalier.

LES OGSÅ: [Brønnteknologi i tette reservoar](#)

På Åsgard-feltet er det tette soner i Tiljeformasjonen på Smørbukk, og på Smørbukk Sør regnes deler av Garnformasjonen som tett. Det har tidligere vært brukt hydraulisk oppsprekking for å øke produktiviteten på Smørbukk.

I tillegg er Åsgard det eneste feltet på norsk sokkel som har prøvd ut den norske teknologien «Fishbone». Dette ble gjort i en tett reservoarsone på Smørbukk Sør. Smørbukk Sør ble funnet i 1985, men på grunn av lavpermeable soner ble det tidligere vurdert som ulønnsomt å hente opp ressursene. Under testing av teknologien ble ca. 150 «fiskeben» med diameter på 12 millimeter boret 10-12 meter ut av brønnløpet ved hjelp av roterende turbiner.

MER INFO: Se statoil.com [Smørbukk Sør Extension](#)

Tilbake

Gå til neste tema: Utvinning

DEFINISJONER

Permeabilitet

Gjennomstrømmelighet. Evnen et porøst materiale har til å transportere væske eller gass. Permeabilitet måles i enheten Darcy.

1 Darcy = 1000 Millidarcy (mD)

Tett reservoar

Et tett reservoar er et reservoar med lav permeabilitet, ofte definert ved følgende verdier:

- Lavere enn 0,01 mD for et gassfylt reservoar
- Lavere enn 1 mD for et oljefylt reservoar

Til sammenligning kan ukonsolidert sand (løsmasser) ha permeabilitet på over 5000 mD. Betong kan ha en permeabilitet som ligger mellom 0,1 mD-1 mD. Ukonvensjonelle, tette skifergassreservoar kan ha lavere permeabilitet enn 1 nD.

Konvensjonelle og ukonvensjonelle petroleumressurser

Ukonvensjonelle petroleumressurser er en samlebetegnelse på forekomster av olje og gass som ikke kan utvinnes kommersielt med konvensjonelle produksjonsbrønner og konvensjonell teknologi. Grunnen til dette er vanligvis at strømmingen til brønnene vil være svært lav.

Kloritt *Utskrift av opprinnelig nettversjon publisert 14.06.2017*

Kloritt er omdannet fra jernmineraler som ble vasket ut i brakkvann, og som ved begravning ble omdannet til kloritt som vokser på kvartskorn. Kloritt kan hindre kvartssementering og dermed bevare permeabiliteten.

Kvartssementering

På større dyp enn 4 000 m kan det oppstå kvartssementering. Dette gir dårlige reservoaregenskaper. Kvartssementering betyr at porerommene fylles med kvarts. Dette fører til dårlige strømningsegenskaper for olje og gass.

Kodensatblokkering

Når trykket i reservoaret faller (til under duggpunkt), utfelles kondensat, og det kan oppstå en opphoping av væske rundt brønnen. Denne opphopingen reduserer gassens relative permeabilitet, medfører dårligere strømningsegenskaper i reservoaret, og kan gi dårligere brønnproduktivitet.

HTHT

Høy temperatur høyt trykk reservoar, ofte definert med bunnhullstemperaturer på over 149 grader celsius og poretrykk på 0,8 psi/ft.

Porøsitet

Uttrykk for hvor mange prosent hulrommene utgjør av totalvolumet til av en bergart.

Utvinningsgrad

Forholdet mellom petroleumsmengde som kan utvinnes fra en forekomst og petroleumsmengde som opprinnelig var tilstede i forekomsten.