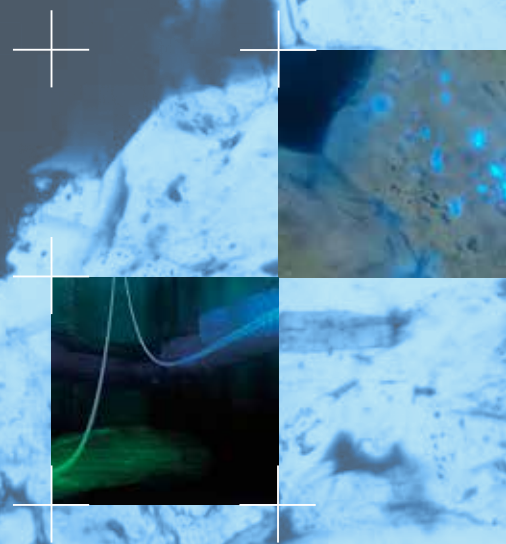


Økt utvinning i PETROMAKS og DEMO 2000 gjennom 10 år

PETROMAKS / DEMO 2000

Store programmer

Forskingsrådets satsing på nasjonalt prioriterte områder



Om programmene PETROMAKS / DEMO 2000

PETROMAKS: www.forskningsradet.no/prognett-petromaks2/Forside

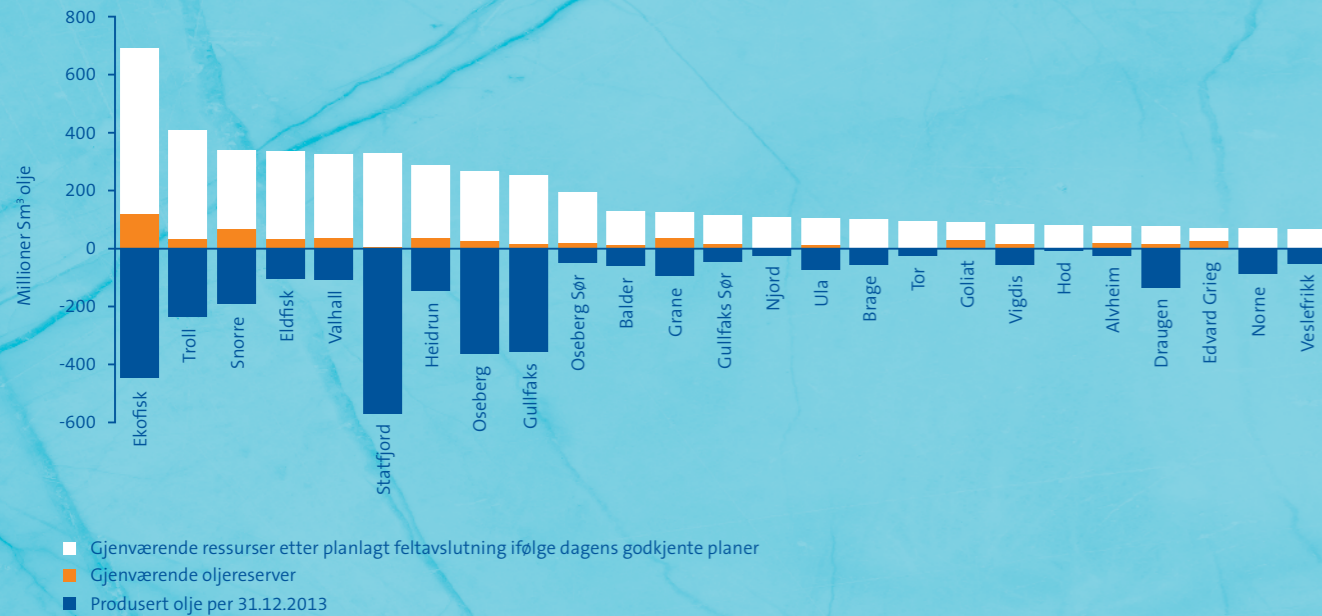
DEMO 2000: www.forskningsradet.no/prognett-demo2000/Forside

Innhold

Forord	3
Nasjonale mål	4
Utfordringer	5
Metoder	6
PETROMAKS (2004-2013)	8
Økonomi og aktørbildet	8
Hva forsker prosjektene på	9
IOR	10
Reservoararkitektur	11
Geofysikk	14
Reservoarstyring	17
Tracer	19
Brønner	19
Injeksjonsmetoder	22
Vannbaserte injeksjonsmetoder	22
Gassinjeksjon	22
Havbunnsløsninger og energieffektivisering	22
DEMO 2000	26
Tabeller med prosjektoversikter	27
Prosjektseksempler	
Forskningsprosjekt i geologi og geomatikk ved Uni Research CIPR	12
Forskningsprosjekt i geologi og geomatikk ved Uni Research CIPR	13
Forskningsprosjekt i seismikk ved NTNU	15
Forskerprosjekt i 4D refraksjonsseismikk ved NTNU	16
Forskningsprosjekt på reservoarmodellering ved SINTEF	18
Forskningsprosjekter sporingsstoffteknologi ved IFE	20
Forskerprosjekter på nanoteknologi, CIPR og Uni Research	23
Suksesshistorien Ekofisk – fra 17 prosent til 50	24
Forskningsprosjekter på økt utvinning av krittfelt ved IRIS og UiS	25

Ressursoversikt for de 25 største oljefeltene

Solgte mengder, reserver og gjenværende olje uten nye tiltak



(Illustrasjon: Oljedirektoratet, Ressursrapporten 2014)

Forord

Satsing på forskning og utvikling har bidratt til at norsk sokkel har en høy utvinningsgrad. Utstrakt bruk av ny teknologi for økt utvinning, inkludert injeksjon av sjøvann og naturgass, har gjort at vi har fått mye ut av de norske ressursene. Men hvis vi skal øke utvinningen fra felt i drift ytterligere må sannsynligvis enda mer raffinerte teknologier tas i bruk.

Det vil kreve betydelig forskningsinnsats å utvikle en større del av ressursene til utvinnbare reserver. Det vil også kreve at forskningsresultatene fra forskningsinstitutter og universiteter og i leverandørindustrien tas i bruk raskere og i større grad enn det som nå er tilfelle.

Forskningsrådsprogrammene PETROMAKS (nåværende PETROMAKS 2) og DEMO 2000 fordeler offentlige midler til forskning og demonstrasjon av ny teknologi for blant annet økt ressursutnyttelse på norsk sokkel. Denne rapporten beskriver 10 års aktivitet i de to programmene.

Rapporten presenterer utfordringer og mulige løsninger knyttet til en økt utnyttelse av norske petroleumsressurser. Den inneholder også eksempler på vellykkede prosjekter, og en oversikt over prosjekter for økt utvinning finansiert av programmene.

Oppsummeringen av 10 års aktivitet i programmene viser at det har vært utviklet mye ny kunnskap og teknologi som kan gi verdifulle bidrag til økt utvinning på norsk sokkel. Bredden av utfordringer har i løpet av de siste ti årene blitt adressert gjennom forskningsprosjekter i PETROMAKS. Forskingen omfatter et bredt faglig spekter, og ingen fagområder skiller seg ut som dominerende. Forskningsgrupper på alle de relevante universiteter og forskningsinstitutter har mottatt støtte.

Siri Helle Friedemann
Avdelingsdirektør



Foto: Pernik Uebled

Nasjonale mål

Med dagens utvinningsmetoder kan 46 prosent av petroleumsressursene på norsk sokkel bli hentet opp¹. Dette er høyt i forhold til resten av verden, men betyr likevel at over halvparten av oljen vil bli liggende ubrukt under havet. Å få opp mer av denne oljen, vil ha stor økonomisk betydning for Norge. Det anslås at kun ett prosentpoengs økning i utvinningsgraden vil gi økte salgsinntekter på 325 milliarder kroner ved en oljepris på 570 kroner pr fat.

Det er bred politisk enighet om å øke utnyttelsen av ressursene på norsk sokkel. Dette er også lovfestet gjennom Petroleumsloven, som slår fast at utvinning skal foregå på en slik måte at mest mulig av den petroleum som finnes i hver enkelt petroleumforekomst, eller i flere petroleumforekomster sammen, blir produsert². Oljedirektoratet har ikke satt et samlet mål for utvinningsgraden på norsk sokkel, fordi utvinningsgraden vil variere mye mellom ulike felt. I 2005 innførte Oljedirektoratet imidlertid et annet mål; et mål om å øke petroleumsreservene med 800 millioner standardkubikkmeter (Sm³), eller fem milliarder fat, innen 2015³.

For å øke petroleumsreservene med 800 millioner standardkubikkmeter må både felt som er i drift øke utvinningen og nye felt bygges ut. Ressursrapporten for 2014⁴ viser at økt utvinning fra felt i drift har hatt den reserveveksten som lå i prognosene i 2004 (Figur 1), og at reservetilveksten fra utbygginger av funn har vært større. Oljedirektoratets målsetning er imidlertid mer ambisiøs enn prognosene, og forutsetter at det blir gjennomført enda flere tiltak på feltene, at de kommende utbyggingsplanene blir ytterligere forbedret og at det fortsatt gjøres kommersielle funn som blir besluttet utbygd.

¹Stortingsmelding 28 (2010 -2011) En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten (petroleumsmeldingen)

² Lov om petroleumsvirksomhet (Petroleumsloven). http://lovdata.no/dokument/NL/lov/1996-11-29-72#KAPITTEL_4

³Oljedirektoratet: Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel 2005. <http://www.npd.no/Global/Norsk/3%20-%20Publikasjoner/Ressursrapporter/Ressursrapport2005.pdf>

⁴Oljedirektoratet: Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel 2014. <http://www.npd.no/no/Publikasjoner/Ressursrapporter/2014/>

Utfordringer

Å øke petroleumsreservene vil både være teknisk utfordrende og kostnadskrevende.

Eldre felt og oppgradering av installasjoner

Mange felt har vært i drift lenge. Når nye utvinningsmetoder gjør det mulig å drive feltene lengre enn opprinnelig planlagt, vil det ofte kreve omfattende kartlegging av tilstanden på innretningene for å sikre at sikkerhetsnivået tilfredsstillende kravene. Det gjelder både for installasjoner med tørre brønner og havbunnsinstallasjoner. Forskning og ny kunnskap om utmattelse av materialer og påkjenninger i brønner og brønner vil være viktig for å vurdere tilstanden. For enkelte felt kan utbygging av nye installasjoner lønne seg.

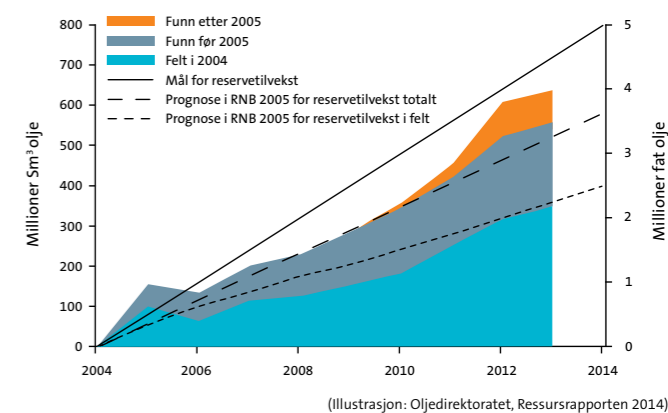
Nye metoder for opphenting av immobil olje

Oljedirektoratet beskriver i sin ressursrapport for 2011⁵ at de antar at 43 prosent av de gjenværende petroleumsressursene er såkalt immobil olje – det vil si olje som ikke lar seg drenere ut av reservoaret med de tradisjonelle metodene som vann og gassinjeksjon, men må utvinnes ved bruk av andre metoder som nye vann-baserte metoder eller injeksjon av CO₂. I tillegg vil dette kreve miljøforskning for å avklare hvilken virkning injeksjonskjemikalier kan ha på miljøet i havet ved eventuelle utslipp. Det må også forskes på eventuelle skadevirkninger på personell som kan eksponeres for kjemikaliene.

⁵Oljedirektoratet: Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel 2011. <http://www.npd.no/no/Publikasjoner/Ressursrapporter/2011/>

⁶OG21 strategien (2011) TTA 2. http://www.og21.no/prognett-og21/Leting_og_okt_utvinning_TTA2/1253963217205

Figur 1 Utvikling av reservevekst siden 2004



Nye injeksjonsmetoder - store kostnader

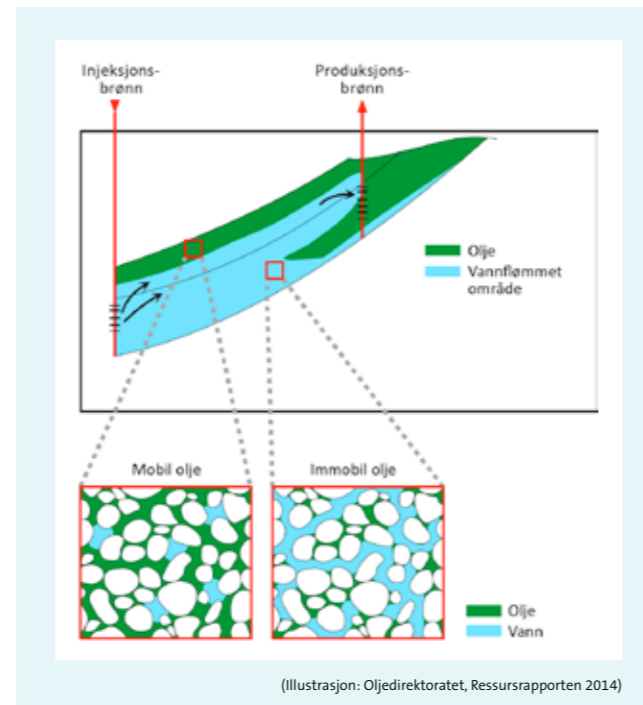
Å ta ny teknologi i bruk, spesielt bruk av nye injeksjonsfluider, krever investeringer i piloter og full feltskalaimplementering. Dette innebærer kostnader i størrelsesorden 100 millioner – 10 milliarder kroner⁶. Så langt er det bare gjort spredte forsøk på injeksjon av vann med lav salinitet eller kjemikalier i reservoarer på norsk sokkel. Storskalaforsøk har ikke blitt gjennomført på grunn av økonomisk risiko. Det er derfor svært viktig å være sikker på at ny teknologi fungerer og hvilken effekt som kan forventes ved implementering i forhold til den allerede høye utvinningsgraden på norsk sokkel.

Metoder

Økt utvinning dekker alle tiltak som kan øke olje- eller gassutvinning fra eksisterende felt i forhold til dagens planer. Økt utvinning deles ofte inn i to kategorier, IOR – Improved Oil Recovery og EOR – Enhanced Oil Recovery⁷:

> Improved Oil Recovery (IOR) refererer til alle lønnsomme tiltak rettet mot å forbedre olje- eller gassutvinning fra eksisterende felt.

> Enhanced Oil Recovery (EOR) refererer til ukonvensjonelle, avanserte injeksjonsteknikker som er rettet mot å forbedre fortrenningseffekt av injeksjonsvann eller injeksjonsgass. EOR-metoder anvendes på to forskjellige måter; til utvinning av immobil olje og til å blokkere reservoarsoner som ikke bør flømmes ytterligere med vann. En beskrivelse av de forskjellige EOR-teknologiene finnes i Tabell 1.



Tabell 1 EOR metoder og beskrivelse:

EOR-Metode	Beskrivelse
Surfaktant flømming vannbasert	Kalles også tensid eller såpeflømming. Ved å redusere overflatespenning mellom olje og vann kan surfaktant redusere lokale restoljemetning.
Alkalisk flømming vannbasert	Restoljemetning blir redusert ved å øke pH-verdien kraftig og danne surfaktanter lokalt i reservoaret.
Lav-salinitet vannflømming vannbasert	Redusert saltinnhold i injeksjonsvann kan i enkelte tilfeller gi en redusert restoljemetning og dermed økt oljeproduksjon. Selve mekanismen er fortsatt ikke helt forstått.
Polymer flømming vannbasert	I denne metoden tilsettes polymerkjemikalier som et «tykningsmiddel» til injeksjonsvannet for å oppnå en bedre og jevnere væskefortrengingen av olje med vann (forbedre makroskopisk fortrenningseffekt). Det kan føre til bedre utvinning.
Vanndivergering vannbasert	Injeksjonsvannet tilføres kjemikalier som, etter plassering i reservoaret, endrer lokale gjennomtrengelighet ved å plugge deler av reservoaret. Kjemikalier injiseres som et vannaktig stoff; plugging skjer ved tid og endringer i temperatur og kjemiske forhold.
MEOR vannbasert	Kalles også mikrobiell EOR. Redusering av lokal restoljemetning skjer med hjelp av bakterier, enten ved å tilføre næringsstoffer til bakterier som allerede er til stede i reservoaret, eller ved å tilføre nye bakterier.
Blandbar gassinjeksjon gassbasert	En form for gassinjeksjon. Ved å bruke en gass som er blandbar med tilstedeværende olje under reservoarbetingelser kan en reduksjon i restoljemetning oppnås.
CO2 injeksjon gassbasert	En form for blandbar gassinjeksjon. Ytterligere fordel er lagring av CO2 i oljereservoaret.
WAG/SWAG Vann-/gassbasert	Ved å bruke en kombinasjon av vann og gass i samme brønn kan en bedre fortrenning oppnås. Vann- og gassfasen kan injiseres vekselvis (WAG) eller samtidig (SWAG).
FAWAG vann/gassbasert	Skum-Assistert Vann-Alternierende-gass injeksjon. Skum-dannende forbindelser kan tilsettes WAG prosesser når en opplever dårlig fortrenningseffekt av gassfasen og kan ses på som en gass-divergeringsmetode. Skum reduserer hvor lett gass beveger seg i et reservoar og kan dermed redusere gassproduksjon og øke oljeproduksjon.
Termisk damp-basert	Termiske metoder innebærer tiltak som øker temperaturen i reservoaret for å få tung, viskøs olje til å strømme enklere. Tiltak i bruk er in-situ forbrenning, injeksjon av varmt vann og damp. Dampinjeksjon er vanligst og brukes i stor skala for å utvinne ekstra tung olje.

(Kilde: Konkraft EOR rapport⁸)

⁷Konkraft (2012): Enhanced oil recovery (EOR) på norsk sokkel. <http://www.konkraft.no/default.asp?id=1026>

⁸Konkraft (2012): Enhanced oil recovery (EOR) på norsk sokkel. <http://www.konkraft.no/default.asp?id=1026>

PETROMAKS (2004-2013)

Programmet ble avsluttet i 2012, og den resterende prosjektporteføljen ble overført til PETROMAKS 2 i årsskiftet til 2013.

Hovedmålet for PETROMAKS har vært å stimulere til kunnskaps- og næringsutvikling som skal bidra til økt verdiskaping for samfunnet ved at petroleumsressursene utnyttes optimalt innenfor miljømessig forsvarlige rammer.

Programmet har hatt et eget satsningsområde for stimulert utvinning, men også innenfor andre fag- og teknologi-områder har programmet støttet prosjekter som bidrar til å øke reservetilveksten, og som dermed også kan karakteriseres som økt utvinning.

Spesielt innenfor det man definerer som leting og reservoar-karakterisering finnes mange prosjekter som bidrar til økt utvinning. Her rettes søkelys mot reservoarenes oppbygning, utvikling av teknologi og metodikk for nøyaktig karakterisering og nye metoder for flømming av reservoarene. Et annet fagområde er sanntids reservoarstyring. Det gir også et viktig bidrag til økt utvinning. Forskningen i programmet har også gitt ny teknologi som er mer kostnads- og energieffektiv. Dette har stor praktisk betydning for utnyttelsen av ressursene. Innenfor undervannsteknologi finnes prosjekter som utvikler metodikk for overvåkning og kontroll med forskjellige produksjonssoner i brønner. Porteføljen inneholder også prosjekter som utvikler havbunnsteknologi for nye injeksjonsteknikker. Det er altså et bredt spekter av prosjekter på tvers av teknologiområder og fag som bidrar til økt utvinning.

Denne rapporten er avgrenset til prosjekter som har teknisk relevans for å øke utvinningsgraden av reservoarene. Rapporten omfatter ikke prosjekter som er bevilget av PETROMAKS 2 etter 2012.

Økonomi og aktørbildet

Prosjektporteføljen innenfor økt utvinning i hele programperioden (liste bakerst i rapporten) omfatter 123 prosjekter og utgjør en samlet bevilgning fra PETROMAKS på 684 millioner kroner. Dette representerer 36 % av det totale budsjettet i programmet. Bevilgningen har utløst en betydelig egenfinansiering hos prosjektansvarlig og privat finansiering fra næringslivet. Den totale prosjektfinansieringen beløper seg til 1406 millioner kroner.

Prosjektene ledes og utføres i stor grad av forskningsinstitutter og universiteter. 74 % av bevilgningene fra PETROMAKS (507 millioner kroner) har gått til disse aktørene. Tematisk omfatter disse prosjektene et meget bredt spekter. Næringslivet samfinansierte disse prosjektene med 306 millioner kroner.

25 % av PETROMAKS-bevilgningene har gått til prosjekter hos leverandørindustrien. Den tematiske bredden er mindre enn hos forskningsinstitusjonene. Disse prosjektene er i hovedsak rettet mot utvikling av forskjellige geofysiske metoder, reservoarsimuleringsverktøy og reservoarstyring. Innovasjonspotensialet i disse prosjektene er knyttet både til salg av produkter og til tjenesteyting. Leverandørindustrien har liten forskningsaktivitet innenfor tema som angår utvikling av nye flømmingsmetoder.

Oljeselskap har en meget liten andel (1%) av PETROMAKS-bevilgningene. De statlige midlene i disse prosjektene har vært benyttet til forskning hos forskningsinstitusjoner og leverandørbedrifter.

Tabell 2 Prosjekter og finansering av økt utvinning i PETROMAKS

	Antall prosjekter	Andel av Forskningsrådets bevilgning	Forskningsrådet (mill NOK)	Egenfinansiering (mill NOK)	Annen offentlig finansiering (mill NOK)	Privat finansiering (mill NOK)	Internasjonale midler (mill NOK)	Totalt (mill NOK)	Forskningsrådets andel av prosjektene finansiering
Universitet	28	20 %	138	29	0	44	0	211	65 %
Forskningsinstitutt	53	54 %	370	34	3	261	5	673	55 %
Leverandørbedrift	40	25 %	169	200	2	118	7	495	34 %
Oljeselskap	2	1 %	8	17	2	0	0	27	29 %
	123	100 %	684	280	7	423	12	1406	49 %

Hva forsker prosjektene på?

En forenklet tematisk inndeling av prosjektene er vist i tabellene under og i figur 1. De aller fleste prosjektene faller i kategorien IOR. Injeksjonsmetoder omfatter både vanlig vanninjeksjon og mer avanserte EOR-teknikker.

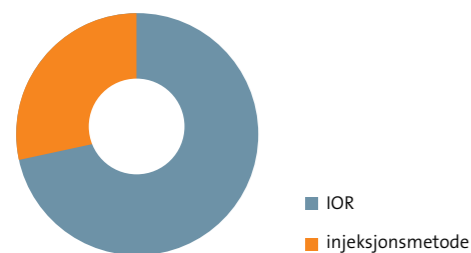
Tabell 3 Tematisk inndeling (antall prosjekter)

	Universitet	Forskningsinstitutt	Leverandør	Oljeselskap	Totalt
IOR	15	38	33	1	87
Injeksjonsmetoder	13	15	7	1	36
	28	53	40	2	123

Tabell 4 Tematisk inndeling (Forskningsrådets bevilgning i millioner kroner)

	Universitet	Forskningsinstitutt	Leverandør	Oljeselskap	Totalt
IOR	99	240	146	5	490
Injeksjonsmetoder	39	129	22	3	193
	138	370	169	8	684

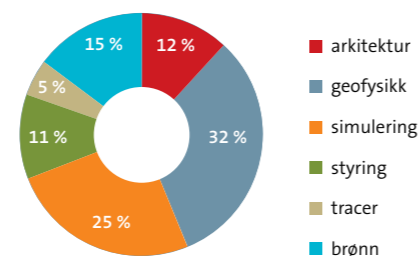
Figur 2 Overordnet tematisk fordeling (beregnet ut fra Forskningsrådets bevilgning)



IOR

IOR-porteføljen omfatter en rekke forskjellige fagområder og mange ulike problemstillinger (Figur 3). Her finnes prosjekter som er rettet mot helt spesifikke anvendelser og prosjekter som er mer generiske. Resultater fra de mer generiske forskningsprosjektene kan finne anvendelser i store deler av feltenes levetid, fra letefasen, utredning av utbygging og under produksjon. Eksempelvis, er geofysiske metoder sentrale fra før funnet er gjort helt fram til nedstengning av feltene. Likeledes er den grunnleggende geologiske prosessforståelsen en viktig forutsetning for å utvikle målemetodikk og simuleringverktøy. Kunnskapen og kompetanse om geologisk prosesser er også viktig for team som har ansvaret for drift av feltene. Det er viktig for utnyttelsen av forskningsresultatene at den mer generiske kunnskaps- og kompetanseoppbyggingen samspiller godt med målrettet teknologi- og metodeutvikling.

Figur 3 Tematisk fordeling – IOR (beregnet ut fra Forskningsrådets bevilgning)



▲ Geologiske formasjoner i Ainsa, Spania. Disse formasjonene på land benyttes for å forstå hvordan norske reservoarer på flere kilometers dyp ser ut. (Foto: Ingrid Anne Munz)

Reservoararkitektur

Denne kategorien omfatter prosjekter som studerer geologiske prosesser for avsetning av reservoarene og hva som skjer under begravning til mange kilometers dyp. Reservoarenes geologiske historie har betydning for egenskapene til reservoaret og reservoarfluidene. En god reservoarmodell må kunne gi svar på en rekke spørsmål. Hvordan er porøsiteten? Er porøsiteten forbundet slik at strømningsegenskapene (permeabiliteten) er god? Hvor finnes tette bergarter og forseglende forkastninger? Finnes det åpne sprekker? Hvordan kan de mikroskopiske egenskapene oppskaleres til større enheter? Hvilke reservoarfluider finnes på forskjellige steder i reservoaret?

De geologiske fagområdene sedimentologi, diagenese, geokjemi, strukturgeologi og geomekanikk er viktige i denne type forskning. Reservoarene på norsk sokkel ligger alle på flere kilometers dyp. Prosjektene har derfor til dels benyttet feltanaloger, hvor reservoarer på land kartlegges, geologiske prosesser tolkes, målemetoder testes og modeller blir konstruert. Denne type informasjon kan visualiseres og legges inn i databaser. Prosjektene har også laget metoder for estimering av usikkerhet til bruk for reservoarkarakterisering.

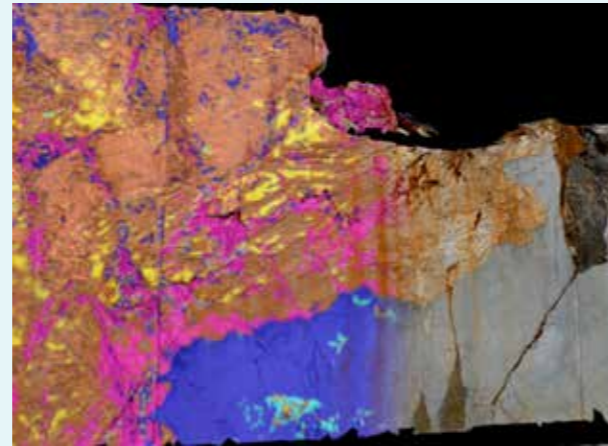
Forskningsprosjekt i geologi og geomatikk ved Uni Research CIPR

Prosjekttittel: Virtual Outcrop Geology

Prosjektleder: John Howell, Uni Research CIPR

Prosjektet er gjennomført med støtte fra PETROMAKS

Forskningsgruppen Uni Research CIPR (Centre for Integrated Petroleum Research) var pionerer i bruken av laser-skanning til å lage virtuelle modeller av geologiske blotninger, og er i dag verdensledende i bruk av metoden som kan anvendes til tolkning, geometrisk analyse og virtuelle feltkurs. Metoden har ikke bare anvendelse for olje- og gassindustrien, men kan også anvendes i gruve-drift og i forbindelse med oppbevaring av atomavfall.



▲ Hyperspektral kartlegging av et karbonatsteinbrudd i Spania.
(Illustrasjon: Uni Research CIPR).

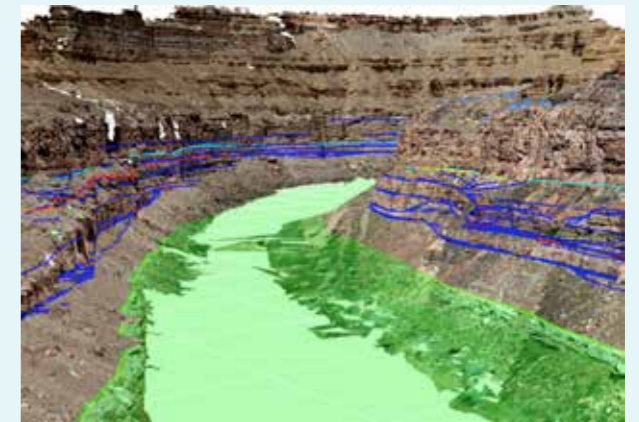
Forskningsprosjekt i geologi og geomatikk ved Uni Research CIPR

Prosjekttittel: Empirical Understanding of Sedimentary Architecture

Prosjektleder: Simon Buckley, Uni Research CIPR

Prosjektet er gjennomført med støtte fra PETROMAKS

I dette prosjektet digitaliseres store blotninger til databaser for bruk i reservoarmodeller i olje- og gassindustrien. For å gjøre dette monterte man en lidarskanner på et helikopter. Fra helikopteret fanget skanneren blotninger med en størrelse på ca. 30 km med oppløsning på rundt 20 cm. Databasene brukes til å avdekke hvordan sedimentære systemer bygger seg ut under varierende klima og tektoniske regimer.



▲ Tolket lidar-modell fra Woodside Canyon, Utah, USA
(Illustrasjon: Uni Research CIPR)

Geofysikk

Geofysiske metoder er sentrale for å kartlegge geologiske formasjoner i undergrunnen. Porteføljen er i stor grad konsentrert om seismikk, mikroseismikk og elektromagnetisme (EM). Hovedtyngden av prosjektene har vært rettet mot seismikk, mens porteføljen innenfor mikroseismikk og EM er relativt liten.

Geofysiske metoder gjør det mulig å avbilde undergrunnen på mange kilometers dyp i tre dimensjoner. De egenskapene som måles gir imidlertid kun indirekte informasjon. For eksempel, seismikk forteller om elastiske egenskaper i jordskorpa, mens behovet for informasjon gjelder å kartlegge bergarter og bestemme hvilke fluider som finnes i forskjellige soner. Mye innsats går med til å forbedre avbildningen – bedre oppløsning, fjerning av støy, sikker geografisk bestemmelse av målepunkter, sammenhengen til material-/fluidegenskaper etc. Utviklingen har ført til en nøyaktighet som er god nok til å utføre repeterte målinger over tid (4D seismikk). Dette gjør det mulig å monitorere reservoaret under produksjon. Dreneringen av reservoaret kartlegges indirekte utfra tidsmessige differanser mellom datasettene.

Seismikk bruker kunstige lydkilder, i motsetning til naturlige kilder som foreksempel jordskjelv. Trykkbølgen blir reflektert når den treffer forskjellige geologiske formasjoner, og signalet kommer tilbake til overflaten etter noen sekunder. Dette signalet blir målt av en rekke forskjellige mottagere. PETROMAKS-prosjektene jobber blant annet med forbedring av kilden, for eksempel med økt båndvidde, og med forbedring av datainnsamlingen. Mye forskning er konsentrert om prosessering og modellering, for å utvide anvendelsesområdene og for at bildene og tolkningene skal bli mest mulig presise.

Mikroseismikk lytter etter de naturlige små trykkbølgene, som dannes når små sprekker eller brudd i bergartene skjer. Metodikken kan monitorere oppsprekking rundt brønnen under injeksjon eller bevegelser og setninger i reservoaret under produksjon. Dette kan særlig være aktuelt for kritt-reservoarer som har utfordringer med innsynkning. Forskningsutfordringer er blant annet knyttet til behandling av store datamengder og metoder for å skille reelle episoder fra bakgrunnsstøy.

EM er basert på måling av elektromagnetiske felt. I 2000 oppdaget forskere i Statoil at det var mulig å bruke EM offshore til å se forskjell på om et reservoar var oljeførende i motsetning til når det var vannfylt⁹. Metoden hadde tidligere bare blitt benyttet på land. I PETROMAKS-prosjekter har det vært arbeidet med utvikling av EM-teknologi i brønner og utvikling av metodikken for nøyaktige 3D-målinger.

Forskningsprosjekt i seismikk ved NTNU

Prosjekttittel: Improved imaging, mapping and monitoring of hydrocarbon reservoirs

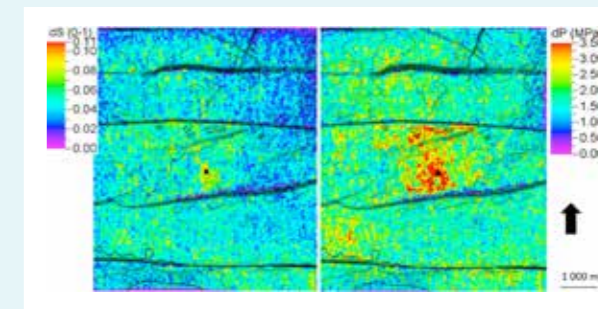
Prosjektleder: Martin Landrø

Prosjektet ble gjennomført med støtte fra PETROMAKS

I 2001 utviklet Martin Landrø ved NTNU en metode for å hente ut informasjon om reservoarbergarter og væskeparametere fra seismiske data. Metoden brukes på felt som er i produksjon og er nyttig for å finne nye boremaal, men også for å finne ut om produksjonsstrategien for et felt er vellykket.

Siden 2001 har en rekke doktorgradsstudenter arbeidet med videreutvikling og testing av metoden. TNO i Nederland er en av aktørene som har implementert metoden og testet den på forskjellige reservoarmodeller. Videre har både Petrobras, Shell, Statoil og Total testet metoden og sammenlignet med andre metoder.

Etter hvert som nøyaktigheten for repeterte seismiske data (4D seismikk) har blitt bedre, har usikkerhetene i estimering av trykk og metning blitt mindre. Dette har ført til at kart over metnings- og trykkendringer har blitt klarere og dermed kan brukes som mer sikker informasjon enn tidligere.



▲ Kartplott av estimerte metningsendringer (til venstre) og trykkendringer forårsaket av CO₂-injeksjon i Tubåenformasjonen på Snøhvitfeltet. Svart sirkel i midten viser injeksjonsbrønnen. Figur fra PhD-avhandlingen til Sissel Grude.

⁹Landrø M (2010) Anvendt geofysikk, Et innføringskurs i de vanligste geofysiske metodene som blir brukt for å kartlegge jordas bergarter. NTNU

Forskningsprosjekt i 4D refraksjonsseismikk ved NTNU

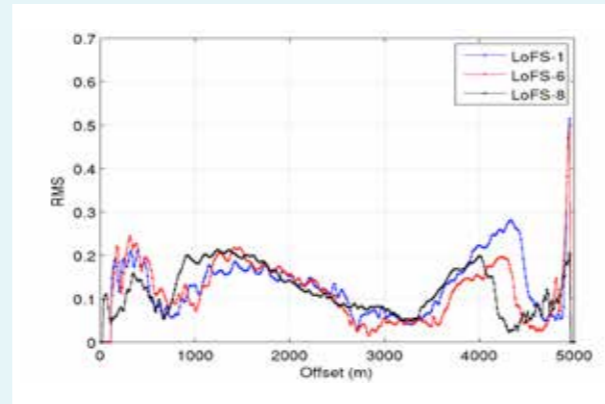
Prosjekttittel: Geophysical methods for subsurface imaging and monitoring

Prosjektleder: Martin Landrø

Prosjektet er gjennomført med støtte fra PETROMAKS

Prosjektet bruker 4D refraksjonsseismikk for kartlegging og overvåking av felt. 4D refraksjonsseismikk utnytter seismiske bølger som hovedsakelige går horisontalt i undergrunnen. Metoden ble første gang presentert i 2004, og har siden den gang vært gjenstand for flere tester og videreutvikling som har funnet sted i prosjektet. 4D refraksjonsseismikk er potensielt billigere og mer effektiv en vanlig 4D seismikk; særlig for daglig monitoring av produserende felter, men har flere begrensinger, det er derfor fremdeles nødvendig med forskning og spesielt flere tester for å vurdere potensialet i metoden.

Metoden er blitt enda mer aktuell etter installasjonen av permanente seismiske målekabler på en del felt. Eksemplet under indikerer at det refrakterte bølgefeltet fra toppreservoar på Valhallfeltet har endret seg på grunn av produksjon.



▲ RMS (Root Mean Square)-amplitude som funksjon av avstand mellom kilde og mottaker (offset) for 3 forskjellige tidspunkter (LoFS1, LoFS6 og LoFS8) på Valhallfeltet. Vi ser store endringer mellom blå, rød og svart kurve mellom 4 og 5 km offset. Tidsperioden mellom de 3 kurvene (kalendertid) er ca. 2 år (blå og rød) og 1 år (rød og svart). Dette kan brukes til å tolke hvilke produksjonsendringer som har funnet sted og i hvilken tidsperiode endringene har skjedd. Figur fra PhD-avhandlingen til Hossein Mehdi Zadeh.

Reservoarsimulering

Med reservoarsimulering menes vanligvis en datamaskinmodell som kan undersøke hvordan reservoar- og injeksjonsfluider strømmer i reservoaret. Reservoarsimulatorene håndterer også koblingen mellom reservoaret og brønner, for kvantifisering av injeksjon og produksjon. Vanligvis kalibreres reservoarsimuleringene ved å bruke historiske trykk og produksjonsdata – såkalt historietilpasning. Simulatorene kan benyttes til å analysere den framtidige produksjonen, for eksempel ved å definere forskjellige scenarier.

Beregningene i en reservoarsimulator skal koble sammen en rekke forskjellige geologiske, kjemiske og fysiske prosesser. PETROMAKS prosjektene jobber ofte med enkeltstående prosesser og hvordan disse kan simuleres. Dette omfatter hvordan forskjellige geometrier og materialeegenskaper kan håndteres, usikkerheter, flerfasestrøm i porøse og heterogene media, metodikk for kalibrering av simuleringer ved nye typer målinger, oppskalering etc. Stadig forbedret IKT teknologi og regnekapasitet, muliggjør simulering på grunnlag av mer realistiske modeller av de forskjellige prosessene.

Reservoarstyring

Reservoarstyring tar for seg anvendelse av reguleringsteknikk og kontrollsystemteori for å skape et jevnere produksjonsforløp med konstant kvalitet og større produktivitet av olje og gass. Sensorer henter inn data og måler forskjellige tilstander i reservoar, brønnstrøm og installasjoner, slik at man kan påvirket systemet, for å oppnå den ønskede produksjonseffekten.

Prosjektene som har løpt innenfor reservoarstyringsporteføljen, har bidratt til å øke overføringshastighet og kvalitet på data innenfor reservoarstyringssystemer. Flere prosjekter har jobbet med data overført i sann tid fra

intelligente, instrumenterte brønner. Andre prosjekter har arbeidet med sensorer i brønnene som overvåker tilstanden i reservoaret, samt bruk av høyoppløst 4D-seismikk. Dette har bidratt til tydeligere oversiktsbilder, som viser endringer i undergrunnen. Denne type teknologier har gitt kraftigere reservoarstyringssystem med mulighet for å styre dreneringen av reservoaret. I tillegg jobbes det med å forutsi forløpet i undergrunnen, slik at man kan unngå uønskede hendelser lenge før de inntreffer. Dette kalles prediksjon. Flere av prosjektene har også forsøkt å få slike systemer anbefale tiltak for å øke utvinningen, både på kort og på lang sikt.

Summen av disse nye funksjonene vil tillate drift og produksjon på en mye mer effektiv måte. Det ventes at området også har sterk overføringsverdi til modellering, innenfor undergrunn, brønner og subsea-produksjon.

Forskningsprosjekt på reservoarmodellering ved SINTEF

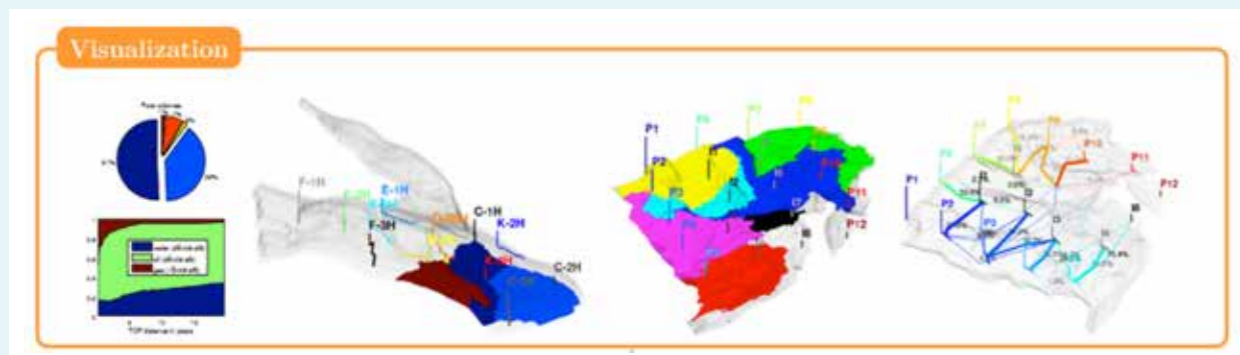
Prosjekttittel: Flow diagnostics on stratigraphic and unstructured grids

Prosjektleder: Knut-Andreas Lie, SINTEF IKT
Prosjektet er gjennomført med støtte fra PETROMAKS

SINTEF IKT har utviklet nye algoritmer for hurtig beregning av flytmønstre i reservoarer uten en tung simuleringsprosess. Metodene er ideelle for å kunne visualisere og studere store og komplekse modeller, men kan også brukes til å rangere og sammenligne ulike geologiske modeller hurtig, evaluere produksjonsstrategier, eller verifisere nøyaktighet av en eventuell modelloppskalering. SINTEF har vist hvordan flyttdiagnostikk kan brukes til systematisk og effektiv optimering av injeksjonsrater, brønnplassering, og rekkefølge for boring av nye brønner.

De nye metodene er tatt i bruk i stor utstrekning av prosjektpartner Chevron. SINTEF har også utviklet en åpen kildekode som benyttes av forskere ved IO senteret (NTNU), Stanford University, samt i flere oljeselskaper. Ideer fra prosjektet har også bidratt til innovasjon i prosjektet "Next generation multiscale methods for reservoir simulation", ledet av Schlumberger.

Nye verktøy for beregning av strømning i reservoarer
(Illustrasjon: SINTEF)



▲ Vannets kjemi kan påvirke utvinningsgraden. Det er også viktig å utvikle sporstoffer som kan følge hvordan vannet beveger seg i reservoaret.
(Foto: Alice K. Nielsen, Universitetet i Stavanger.)

Tracer

Sporstoffteknologi (tracer) gir mulighet til å påvise kommunikasjon mellom brønner ved at et sporstoff tilsettes i en injeksjonsbrønn og deretter måles i en eller flere produksjonsbrønner, og det drenerte volumet kan beregnes. Likeledes benyttes sporstoffteknologi i en-brønnstester av nye flømmingsmetoder for økt utvinning for å kvantifisere utvinningsgraden. Forskningsprosjektene jobber med å finne nye, miljøvennlige sporstoffer som har den nødvendige funksjonaliteten. Likeledes har det vært utført forskning på hvordan monitorering av naturlige komponenter i produsert vann kan anvendes.

Brønner

Utvikling av nye komponenter i brønn og nedihullsteknologi er av stor betydning for driften av reservoaret. Porteføljen omfatter prosjekter som har utviklet teknologi, blant annet sensorer og sporstoffer, for monitorering av produksjonen i forskjellige reservoarsoner. Likeledes er nye kommunikasjonsverktøy viktig. Forskningsprosjektene jobber også med nedihullsseparasjon. Prosjektene har stor betydning for mulighetene til produksjonsallokering.

Forskningsprosjekter på sporingsstoffteknologi ved IFE

Prosjekttittel: Advanced Reservoir Tracking (ART)
– for improved oil recovery
Prosjektleder: Tor Bjørnstad

Prosjekttittel: Improved Reservoir Forecasting through Natural and injected tracer modeling
Prosjektleder: Olaf Huseby

Prosjekttittel: New Tracers and Methods for Single Well Chemical Tracer Test
Prosjektleder: Stephen Sayfritz

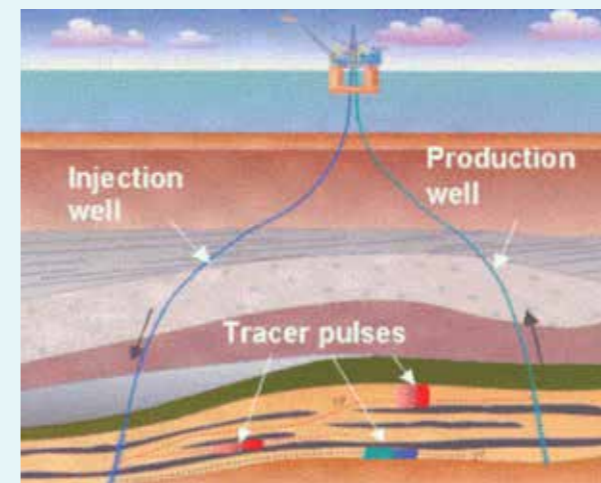
Tor Bjørnstad er prosjektansvarlig for alle prosjektene på sporingsstoffteknologi ved IFE. Prosjektene er gjennomført eller under utførelse med støtte fra PETROMAKS

Institutt for energiteknikk (IFE) har utviklet ikke-radioaktive og miljøakseptable sporingsstoffer (tracers) som har blitt industristandarder og er etterspurt i hele olje- og gassbransjen. Det har vært fokusert på to metoder:

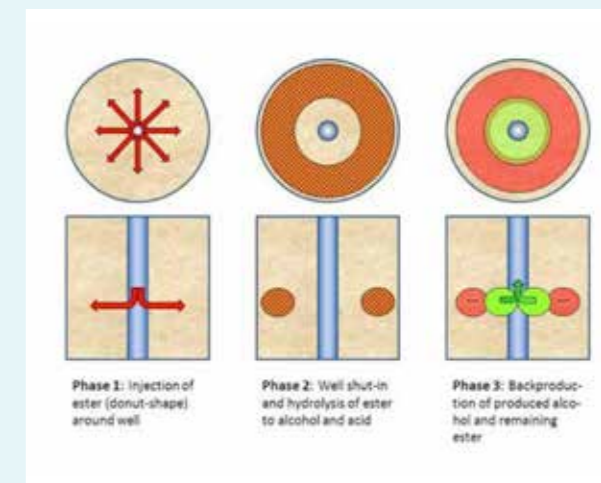
1. Brønn-til-brønn undersøkelser hvor man injiserer sporingsstoffer (passive og fasepartisjonerende) i et oljereservoar for å kartlegge strømningsforholdene, heterogeniteter og fluid metninger i reservoaret mellom injeksjons- og produksjonsbrønner. Under produksjonen tar operatøren prøver av det produserte vannet. Ved å måle innholdet av sporingsstoff i prøvene kan man få mye informasjon om hvor i reservoaret det kan være mer olje.

Informasjonen gjør det lettere å legge en strategi for videre utvinning fra reservoaret. Sporingsstoffteknologi benyttes på de fleste feltene på norsk sokkel og over hele verden. Teknikken fører til bedre reservoarforståelse som blant annet kan redusere antall produksjonsbrønner man må bore. Dette kan igjen føre til betydelige kostnadsreduksjoner. Prisen på en standardbrønn i Nordsjøen ligger i dag ofte på ca. 300-500 millioner kroner.

2. En-brønns «push-and-pull» undersøkelser hvor hovedformålet er å undersøke gjenværende oljemetning i reservoarsonen i nærheten av en brønn (oftest produksjonsbrønn), og studere effekten av ulike metoder for økt utvinning. Slike metoder kan være bruk av kjemikalier i ulike varianter, injeksjon av vann med andre ione-sammensetninger og konsentrasjoner (for eksempel «losal»-vann) og ulike fysiske teknikker. Tradisjonelle sporingsstoffprosedyrer for denne metoden har stort forbruk av kjemikalier (flere hundre kilo for en brønn) og er kostbar og arbeidskrevende. Nye metoder under utvikling hos IFE vil redusere kjemikaliebruken opp til en faktor 1000. Dette vil gi positiv gevinst i både økonomi-, tids- og miljøregnskapet.



▲ Sporingsstoffer som injiseres i en brønn strømmer gjennom reservoaret og måles på plattformen ved utløp av produksjonsbrønnen. (Illustrasjon www.ife.no)



▲ En ester injiseres som en smultring rundt brønnen. Den er olje-vann partisjonierende og vil fordele seg i begge faser. Brønnen stenges inn for en periode av et par dager, og esteren hydrolyserer til alkohol og syre. Man starter så tilbakeproduksjon av gjenværende ester (ca. 50 %) og den produserte alkoholen som er et sporingsstoff for vann. Esteren og alkoholen vandrer med forskjellig hastighet, og forskjellen i hastighet er et mål på gjenværende oljemetning i nærbrønnsone. (Illustrasjon: Institutt for energiteknikk.)

Injeksjonsmetoder

Injeksjon av vann og hydrokarbon-gass har lenge vært benyttet som trykkstøtte og til fortrenkning av reservoarfluider for å øke utvinningsgraden. Dette har vært helt sentralt for å oppnå den økte utnyttelsen på norsk sokkel de siste tiår. Behovet for injeksjon av nye fluider for en ytterligere økning av utnyttelsesgraden har vært framhevet, for eksempel vann med andre typer sammensetning enn sjøvann eller kjemikalier (EOR – fluider). Porteføljen inneholder prosjekter som både studerer effektene av pågående injeksjonsmetoder og utvikler nye. Forskningen er svært konsentrert om vannbaserte metoder (Figur 4).

Vannbaserte injeksjonsmetoder

Flømming med sjøvann hører gjerne med til det som kalles sekundærproduksjon. Forskningsprosjektene i PETROMAKS har arbeidet med forståelse av fortrenkningsmekanismene og hva som skjer på porenivå under flømming. Mange prosjekter har spesifikt vært rettet mot krittreservoarer. Disse reservoarene har spesielle utfordringer, blant annet innsynkning under produksjon og at porøsitet og permeabilitet er heterogent fordelt. Prosjektene undersøker hvilke geokjemiske reaksjoner som skjer, hvordan dette påvirker de geomekaniske egenskapene og hvordan fukteegenskapene endres under flømming. Modeller etableres på grunnlag av prosessforståelsen. Prosjektene har internasjonalt samarbeid gjennom Joint Chalk Research, som består av en rekke oljeselskaper, internasjonale forskningsmiljøer, Oljedirektoratet og Energistyrelsen i Danmark.

I PETROMAKS-porteføljen finnes også mange prosjekter rettet mot nye vannbaserte injeksjonsmetoder, såkalt tertiærproduksjon. Dette omfatter MEOR («microbial enhanced oil recovery»), lav-salint vann, surfaktanter, polymerer og nanomaterialer.

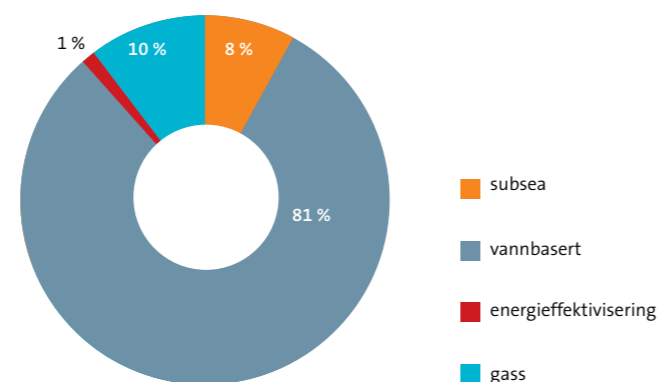
Gassinjeksjon

Porteføljen av prosjekter som ser på gass injeksjon er relativt liten. Nye metoder for å kvantifisere trefase permeabilitet blir utviklet. Injeksjon av CO₂ har vært fokus for flere prosjekter. Blant annet var et forskningsprosjekt knyttet opp mot vurdering av CO₂ injeksjon i Draugen og Heidrun feltene.

Havbunnsløsninger og energieffektivisering

Injeksjon av nye kjemikalier kan kreve nye havbunns løsninger. Et eksempel er polymerer som degraderer lett ved mekanisk belastning. Optimalisering av pumper og ventiler for å minske mekanisk belastning vil derfor kunne redusere kjemikaliebehovet vesentlig og også bidra til kostnadsreduksjon. Det utvikles også metoder for vurdering av energieffektivitet i EOR prosjekter.

Figur 4 Tematisk fordeling – Injeksjonsmetoder (beregnet ut fra Forskningsrådets bevilgning)



Forskningsprosjekter på nanoteknologi, ved Uni Research CIPR

Prosjekttittel: Nanotechnology EOR – LPS flood for North Sea reservoirs.

Prosjektleder: Kristine Spildo

Prosjekttittel: Nanotechnology EOR – Formation of linked polymer solutions at NCS conditions.

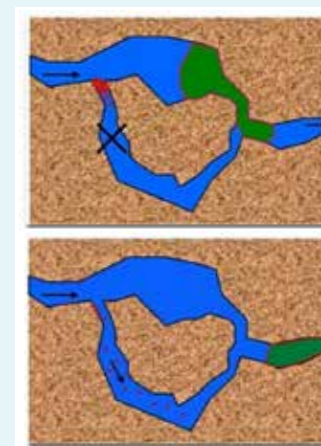
Prosjektleder: Arne Skauge

Prosjektene er gjennomført med støtte fra PETROMAKS

Ideen om å bruke nanopartikler til å endre strømningsveier ved vanninjeksjon og derved øke oljeutvinningen kom fra to kinesiske forskere som tok doktorgraden i Bergen for henholdsvis ti og tjue år siden. Senere har en gruppe forskere ved Uni Research i Bergen samarbeidet med forskere ved China University of Petroleum i Beijing for å forstå og videreutvikle metoder for bruk av nanopartikler for økt utvinning. Feltforsøk i Kina har vist at man ved å sende nanopartikler ned sammen med injeksjonsvannet greier å få produsert opp mot femten

prosent av restoljen. Senere har forskere Uni Research i Bergen fått ut nærmere 50 prosent av restoljen i steinprøver fra Nordsjøen. Forskerne i Bergen og Beijing har testet en rekke størrelser og typer partikler for å finne hvordan de egner seg til transport gjennom et oljereservoar og har evne til å endre vannstrømmen gjennom lokal plugging. De fant at elastiske nanopartikler laget av polymertråder som er kveilet opp, ga de beste resultatene. Partiklene lages av kommersiell polyakrylamid, tilsvarende de som brukes i vannrenseanlegg og i tillegg aluminiumioner som binder opp polymeren. Nanopartikler i faste stoffer som silika ga ikke like god effekt.

Tetthetsforskjellen mellom partikkel og vann gjør at partikler akselererer saktere gjennom innsnevring. Partiklene hopper seg opp ved inngangen, de henger sammen og blokkerer poren. Trykket øker lokalt, og oljen i naboporen blir presset ut. (Illustrasjon: Uni Research CIPR)



Suksesshistorien Ekofisk – fra 17 prosent til 50

Produksjonen av olje på norsk sokkel startet i 1971. Feltet het Ekofisk. Reservoarbergarten var kritt, og ble ansett som tett og vanskelig å produsere fra. Planen var å utvinne 17-18 prosent av oljen i reservoaret. I dag, mer enn førti år etter start, har Ekofisk produsert 446 millioner Sm3 olje, og man forventer at omtrent 50 prosent av oljen skal kunne utvinnes.

Bedre reservoarforståelse og ny teknologi gir mye av forklaringen på økningen i utvinningsgrad. Ekofiskfeltet ble opprinnelig produsert ved hjelp av trykkavlastning. Den produserte gassen ble reinjisert i toppen av reservoaret før 1981, men dette ble betydelig redusert da gassrørledningen til Emden i Tyskland ble åpnet i 1977. Produksjonen førte til trykkfall i reservoaret. Maksimalt produksjonsvolum ble nådd i 1976, og utover 80-tallet var produksjonen synkende. Tiltak for å øke produksjonen måtte finnes! Vanninjeksjon ble svaret.

Injeksjon av vann gir økt utvinning

Etter en lang periode med testing i laboratorium og prøveprosjekter i felt, ble omfattende injeksjon av sjøvann startet i 1987. Ideen var at vannet skulle øke trykket i reservoaret, og samtidig erstatte olje i porene ved å drive oljen fra injeksjonspunktene mot produksjonsbrønnene. Dette høres enkelt ut, og historien har vist at ideen har fungert svært godt.

Det viste seg likevel å være mange utfordringer med slike operasjoner. Detaljert kunnskap om hvordan det injiserte vannet strømmer i reservoaret er essensielt. Vannet må

injiseres på en slik måte at det trenger inn i hele bergarten og ikke bare finner snarveien i sprekkesoner til produksjonsbrønnen. Kartlegging av hvilke områder som har blitt flømmet med vann er viktig både for drift av eksisterende brønner og for planlegging av nye. En rekke metoder og teknologier benyttes for dette formålet. Særlig har den teknologiske utviklingen av seismiske metoder hatt stor betydning. Investeringen i et permanent system på havbunnen for seismisk monitorering, såkalt "Life of field seismics", i 2010 gir helt nye muligheter til å overvåke flømmingsprosessen og styringen av reservoaret.

Ekofisk synker

En utfordring som tidlig ble åpenbar på Ekofisk var innsynkningen av reservoaret og overliggende bergarter. Målinger i 1984 viste at havbunnen hadde sunket med 3 meter siden produksjonsstart. Konsekvensene på overflaten ble oppjekking av plattformer i 1987. Trykkfallet i reservoaret stagnerte etter at vanninjeksjonen ble igangsatt. Til tross for dette, fortsatte innsynkningen, som i 2000 ble estimert til 6,7 meter på havbunnen. Undersøkelser av brønnlogger indikerte at innsynkningen var størst i de deler av reservoaret som hadde blitt vannflømmet. Det var dermed sannsynlig at det injiserte sjøvannet hadde en reaksjon med reservoarbergarten som fikk innflytelse på bergartens mekaniske stabilitet. Begrepet "water weakening" eller vannsvækkelse ble født. Årsakene og hva denne reaksjonen egentlig består i, er gjenstand for forskning. Innsynkningen kan muligens ha en positiv effekt for Ekofisk som ekstra drivkraft for økt produksjon – den rett og slett trykker olja ut av reservoaret.

Kilder: ConocoPhillips' hjemmesider: <http://conocophillips.no>. Folstad PG, Amundsen L og Landrø M (2010) Permanent Seismic Monitoring of the Ekofisk field. Geo Expro May 2010: 72-74. Hermansen H, Landa GH, Sylte JE og Thomas LK (2000) Experiences after 10 years of waterflooding the Ekofisk Field, Norway. Journal of Petroleum Science and Engineering 26: 11-18. Kulturminne Ekofisk: <http://www.kulturminne-ekofisk.no>. Oljedirektoratets faktasider: <http://factpages.npd.no/factpages/>

Forskningsprosjekter på økt utvinning av krittfelt ved IRIS og UiS

Prosjekttittel: Water Weakening of Chalk-Physical and Chemical Processes
Prosjektleder: Merete Vadla Madland

Prosjekttittel: Water Weakening of Chalk at realistic reservoir conditions
Prosjektleder: Merete Vadla Madland

Prosjekttittel: Optimizing Water Chemistry for Enhanced Oil Recovery
Prosjektleder: Aksel Hiort
Prosjektene er gjennomført med støtte fra PETROMAKS

Forskningsmiljøene ved Universitetet i Stavanger (UiS) og International Research Institute of Stavanger (IRIS) har lenge fokusert på hvordan mer olje skal kunne utvinnes fra krittfelt. PETROMAKS-prosjektene har rettet søkelyset mot de kjemiske reaksjoner som skjer i bergarten når reservoaret flømmes med vann. Årsakene til at Ekofisk og andre lignende felt synker når vann injiseres skal finnes. Deretter skal kunnskapen benyttes til å lage simuleringsverktøy som kvantitativt beregner hva som skjer mellom injeksjons- og produksjonsbrønn.

I prosjektene benyttes en kombinasjon av eksperimenter og utvikling av teoretiske modeller. I eksperimentene blir små borkjerner av kritt flømmet med forskjellig type vann. Mens flømmingen pågår, kan geomekaniske endringer i bergarten, som for eksempel kryp, måles. Mineralogiske forandringer finnes ved å undersøke prøven før og etter flømming. Resultatene viser at flere mineraler reagerer med vannet og at disse reaksjonene har betydning for bergartens styrke. De eksperimentelle dataene danner et viktig grunnlag når beregningsmodellene skal utvikles.



▲ Kritt – reservoarbergarten i flere av Norges største oljeforekomster. (Foto: Alice K. Nielsen, Universitetet i Stavanger)



▲ Laboratorieforsøk hos Universitetet i Stavanger. (Foto: Alice K. Nielsen, Universitetet i Stavanger)

DEMO 2000

DEMO 2000 er Forskningsrådets program for pilotering og demonstrasjon av utstyr på og for norsk sokkel.

Prosjektene i DEMO 2000 ligger hovedsakelig innenfor miljøteknologi, boring og brønn og dypvanns- og undervannsteknologi. Dette er områder hvor oljeselskapene er avhengig av leverandørindustrien. Flertallet av søknadene til DEMO 2000 er fra små og mellomstore oppstartsbedrifter.

DEMO 2000 har pågått siden 1999 og har ingen sluttdato. Av total 258 prosjekt frem til 2012 har 24 prosjekter vært knyttet til økt utvinning. 23 av disse ligger innenfor IOR, bare ett ligger innenfor stimulert utvinning. Flere off-shore tester av forskjellige EOR-metoder har imidlertid blitt gjennomført uten støtte fra DEMO 2000. Teknologier som vanddivergerende silikagel, lav-salint vann, polymer/LPS og mikrobielle metoder har vært testet.



(Foto: PGS.)

Prosjektnr	Prosjekttittel	Prosjektansvarlig	Fra dato	Til dato
146456	Large Strain Testing of Fault Seals. Laboratory Experiments and Development of fault Seal Models	Norges Geotekniske Institutt	01.01.2003	31.12.2005
146522	Microseismic Emissions-Heartbeats of a Reservoir	Stiftelsen NORSAR (Norwegian Seismic Array)	01.01.2002	31.12.2005
146528	Reservoir Characterization and Prediction Uncertainty Assessment through Scale Splitting	International Research Institute of Stavanger AS	01.07.2002	30.06.2005
146737	Petrofysikk under spenning (Petrophysics under stress)	SINTEF Petroleumsforskning AS	01.01.2002	31.01.2006
149252	Overflateegenskaper og kornstruktur i kritt med høy grad av porøsitet	Det teknisk-naturvitenskapelige fakultet, Universitetet i Stavanger	15.08.2002	28.02.2006
152712	Enhanced Oil Recovery from Carbonates - Wettability and Chemical Additives	Institutt for petroleumsteknologi, Universitetet i Stavanger	01.01.2003	30.03.2007
152732	Streamline methods for automatic history-matching of production data	Anvendt matematikk - Oslo, SINTEF IKT	01.08.2003	31.12.2006
152821	Advanced Reservoir Tracing (ART) - for improved oil recovery	Institutt for energiteknikk, Reservoar og leteteknologi	01.01.2003	01.03.2007
152940	Permeability and stress paths	Det teknisk-naturvitenskapelige fakultet, Universitetet i Stavanger	01.08.2003	15.10.2006
152995	Mobility control by foam	Reservoarteknologi, SINTEF Petroleumsforskning AS	01.01.2003	31.12.2005
153353	Reservoir Operations with Advanced Wells	International Research Institute of Stavanger AS	01.01.2003	31.12.2005
156431	Utvikling av verktøy til tredimensjonal prognose av reservoaregenskaper.	Aceca Norge AS	01.01.2003	31.12.2005
156671	Development of an impulsive source element for increased bandwidth that also reduces environmental impact of marine seismic surveying.	WesternGeco AS, Oslo Teknologisenter	01.01.2003	31.05.2005
162165	Decision-Support Tool for Real-time Reservoir and Production Management	Epsis AS	01.01.2003	31.12.2008
162195	Quantification of production effects through integrated modelling and inversion of time-lapse seismic data	Ødegaard Norge AS	01.01.2004	31.12.2006
162223	Downhole ultrasonic imaging and measurement for well intervention	Seadrill Offshore AS	01.01.2004	01.07.2005
162296	Sanntids produksjonsoptimalisering	ABB AS, Divisjon Prosessautomasjon, Olje & Gass	02.01.2004	01.07.2008
162606	Multiscale Reservoir Simulation	Anvendt matematikk - Oslo, SINTEF IKT	01.04.2004	31.03.2007
162612	Three-dimensional seismic angle migration and tomography	Formasjonsfysikk, SINTEF Petroleumsforskning AS	01.07.2004	31.12.2007

Prosjektnr	Prosjekttittel	Prosjektansvarlig	Fra dato	Til dato
163205	Waterflooding of carbonate reservoirs - Optimization and improved oil recovery	Det teknisk-naturvitenskapelige fakultet, Universitetet i Stavanger	01.09.2004	01.06.2008
163244	Stretch-free high-order moveout correction, multiple attenuation and seismic imaging	Formasjonsfysikk, SINTEF Petroleumsforskning AS	01.07.2004	31.08.2008
163264	Virtual Outcrop Geology	Uni Research AS - Uni Research Petroleum/CIPR	01.07.2004	28.02.2009
163265	Time Coded Impulse Seismic Technique for Marine Reservoir Monitoring	Det matematisk-naturvitenskapelige fakultet, Universitetet i Bergen	01.07.2004	31.01.2008
163279	An Operation Center for Design, Implementation and Testing of New Work Processes for Real-Time Reservoir and Production Management	Epsis AS	01.07.2004	30.06.2008
163281	Geologic reservoir characterisation. Alluvial deposits, controlling factors, processes, architectural style and heterogeneities	Det matematisk-naturvitenskapelige fakultet, Universitetet i Oslo	01.01.2005	31.12.2008
163284	Petrophysical properties of mudstones and sandstones and their seismic response.	Det matematisk-naturvitenskapelige fakultet, Universitetet i Oslo	01.07.2004	01.09.2008
163316	Carbonate Reservoir Geomodels	International Research Institute of Stavanger AS	01.07.2004	31.12.2008
163320	Development of Dynamic Model for CMP - Controlled Mud Pressure System	AGR Subsea AS, Utviklings avdelingen	01.08.2004	31.12.2006
163365	AKSIO - Active Knowledge System for Integrated Operations	Computas Holding AS	01.07.2004	19.02.2009
163376	Continuous updating of reservoir simulation models and improved reservoir management	International Research Institute of Stavanger AS	01.09.2004	31.12.2007
163378	Downhole Production Monitoring System (DPMS)	Roxar Flow Measurement AS	01.08.2004	31.12.2007
163383	Efficient reservoir characterization and production optimization using the augmented Lagrangian and level set methods	Senter for integrert petroleumsforskning, Universitetet i Bergen	01.07.2004	31.12.2007
163390	Estimation of false amplitude anomalies on seismics from Ocean Bottom acquisition (OBS/OBC) from converted waves in 3D anisotropic models	Stiftelsen NORSAR (Norwegian Seismic Array)	01.01.2005	31.12.2007
163392	Fault Facies	Senter for integrert petroleumsforskning, Universitetet i Bergen	01.07.2004	31.12.2007
163393	Evaluation of the Delta-K Method for delineation of reservoir structure - a feasibility study	Wavefield InSeis AS	01.07.2004	01.09.2005
163434	Improved Oil Recovery in Heterogeneous Reservoirs	Institutt for fysikk og teknologi, Universitetet i Bergen	01.07.2004	30.06.2008

Prosjektnr	Prosjekttittel	Prosjektansvarlig	Fra dato	Til dato
163451	Include further enhancements into the Mepo optimisation software environment with application to history matching in res. (Arne Gulbrandsen)	SPT Group Norway AS	01.07.2004	31.12.2006
163457	Integrated Information Platform for Reservoir and Subsea Production Systems	Det Norske Veritas, Information Quality Management	16.06.2004	31.08.2008
163466	MIOR (microbial improved oil recovery): predictive model of stimulated production and improved reservoir management by microorganisms	International Research Institute of Stavanger AS, Petroleum	01.07.2004	31.12.2008
163472	Physics of Oil Recovery	Fysisk institutt, Universitetet i Oslo	04.07.2004	31.03.2009
163478	Processing and inversion of marine electromagnetic data	Institutt for petroleumsteknologi og, anvendt geofysikk	01.07.2004	30.09.2008
163494	Three-dimensional numerical forward modelling of submarine massflow processes and sedimentary successions	COMPLEX FLOW DESIGN AS	01.07.2004	31.12.2008
163506	TuMod, Integrated Turbidite Modelling	Norsk Regnesentral	01.07.2004	31.01.2008
168120	e-Operation, value potential and new technology for real-time reservoir management, production optimization and operation.	ABB AS - AP Skien, Divisjon Automasjonsprodukter	02.01.2005	31.12.2008
168123	CO2 value chain from Tjeldberget to Draugen/Heidrun	Statoil ASA - Trondheim, Forskningscenter	01.01.2005	30.04.2009
168129	Improved macroscopic sweep efficiency in CO2-flooding of North Sea reservoirs	International Research Institute of Stavanger AS, Petroleum	01.01.2005	30.09.2009
168137	Experimental investigation and CaCO3 scale deposition during oil recovery.	SINTEF Petroleumsforskning AS	01.01.2005	31.12.2008
168176	Stress Dependent Permeability	Formasjonsfysikk, SINTEF Petroleumsforskning AS	01.01.2006	30.03.2007
168187	Co-Visualization of Temporal and Spatial Data for Real-Time Reservoir and Production Management Work Processes	Epsis AS	01.01.2005	31.12.2006
168241	Prototype development of an electrically driven direct multistage pump for CO2 fluid injection	Frank Mohn Flatøy A/S	01.01.2005	31.12.2007
168409	IntelliGel-New methods for blocking water, increasing oil production and reducing sand production from subsea wells by intelligent chemistry	IOR Chemco as	01.01.2005	31.12.2007
169288	Stimulated Oil Production by Seismic Waves	Fysisk institutt, Universitetet i Oslo	30.09.2005	31.12.2009

Prosjektnr	Prosjekttittel	Prosjektansvarlig	Fra dato	Til dato
169315	Continuous model updating using the ensemble Kalman filter with emphasis on complex reservoirs.	Senter for integrert petroleumforskning, Universitetet i Bergen	01.09.2005	31.05.2009
169360	Activation of downhole tools	Tendeka AS	01.07.2005	15.09.2006
169385	Modeling of capillary pressure and phase entrapment in porous media with account for wettability change	International Research Institute of Stavanger AS	01.07.2005	31.03.2009
169387	Monitoring and analyses of induced seismicity	READ AS	01.09.2005	31.08.2008
169417	Ultra Dense Marine Seismic Acquisition System - UDSAS	WesternGeco AS	02.03.2005	31.12.2007
169433	Honoring the complexity of the petroleum reservoir - a new modeling tool for sea bed logging	Norges Geotekniske Institutt	01.07.2005	31.12.2010
169437	Multipoint Methods for Improved Reservoir Models	Norsk Regnesentral	30.06.2005	31.12.2008
169440	Microbial Improved Oil Recovery	Institutt for petroleumsteknologi og, anvendt geofysikk, NTNU	30.09.2005	30.09.2008
169464	New Subsea and Downhole Instrumentation. Novel measurement methods for real-time reservoir control, e-field operation and subsea processing.	Christian Michelsen Research AS	01.07.2005	30.06.2009
169473	Right time integration and use of production data in reservoir characterization and sweep analysis to maximize the reservoir performance	Roxar Software Solutions AS, Reservoir Modelling Department	01.06.2005	31.12.2008
169489	Enhanced Oil Recovery for Maximizing Tail Production	Senter for integrert petroleumforskning, Universitetet i Bergen	02.03.2005	30.09.2008
174050	Model centric e-field control processes	WesternGeco	01.01.2006	20.02.2008
174155	Crosswell and borehole to seabed EM technology development	EMGS AS	01.01.2006	31.12.2008
174164	Mapping of residual oil between wells: a combined use of Electromagnetic (EM) logging and e-Core technology	Numerical Rocks AS	01.01.2006	31.07.2009
174549	Integrated anisotropic depth imaging and velocity tomography for quantitative interpretation of multicomponent seismic data	Holberg Research AS	01.01.2006	31.12.2009
174551	Multiscale-Streamline Simulation of Highly Heterogeneous and Fractured Reservoirs	Harris Norge AS	01.01.2006	31.12.2008
175900	Bayesian Lithology-Fluid Inversion based on Well and Seismic Data	Institutt for matematiske fag, NTNU	01.08.2006	29.02.2012

Prosjektnr	Prosjekttittel	Prosjektansvarlig	Fra dato	Til dato
175921	Reduction of turbulence induced flow noise on seismic equipment.	Fugro-Geoteam AS - Oslo	01.08.2006	31.12.2010
175924	Enhanced Oil Recovery in Fractured Carbonate Reservoirs	Det matematisk-naturvitenskapelige fakultet, Universitetet i Bergen	01.07.2006	30.06.2010
175962	Multiscale Simulation of Highly Heterogeneous and Fractured Reservoirs	Anvendt matematikk - Oslo, SINTEF IKT	01.07.2006	31.12.2009
175968	CO2 Injection For Stimulated Production Of Natural Gas	Det matematisk-naturvitenskapelige fakultet, Universitetet i Bergen	01.10.2006	30.12.2012
175997	Development and testing of a new low shear valve concept	Typhonix AS	01.07.2006	30.06.2009
176000	Improved reservoir forecasting through natural and injected tracer modeling	Institutt for energiteknikk, Reservoir og leteteknologi	01.07.2006	31.12.2009
176016	Active use of passive seismics	Stiftelsen NORSAR (Norwegian Seismic Array)	01.10.2006	30.09.2011
176038	Improved pore pressure prediction from seismic	SINTEF Petroleumforskning AS	15.08.2006	31.12.2009
176043	Integrated analysis of near well region.	Petrell A/S	01.08.2006	31.12.2009
176088	Framtidens trådløse brønnloggingssystem med miljøvennlige sporstoffer for permanent monitorering av innstrømming i brønner	ResMan AS	01.06.2006	01.10.2009
176132	Paleokarst Reservoirs: An integrated 3D approach to heterogeneity, reservoir- and seismic modelling	Uni Research AS - Uni Research Petroleum/CIPR	01.07.2006	28.02.2010
176139	Wireless electromagnetic data communication for downhole use	SINTEF IKT - Trondheim	01.07.2006	30.09.2011
176141	Reservoir Monitoring and Dynamic Reservoir Characterization with Production, Seismic, and Electromagnetic Data	Senter for integrert petroleumforskning, Universitetet i Bergen	01.09.2006	14.01.2012
176143	An Integrated Approach to Interfacial / Surface Processes in Crude Oil Systems	Fakultet for naturvitenskap og teknologi, NTNU	01.07.2006	31.12.2009
176602	Quantifying the Effects of Sediment Deposition, Compaction and Pore Fluid on Rock Properties and Seismic Signatures	Det matematisk-naturvitenskapelige fakultet, Universitetet i Oslo	01.01.2007	01.03.2011
176603	Biocatalytic processes for increased oil recovery: adapting microbial long-chain alkane degradation to reservoir-like conditions	Fakultet for naturvitenskap og teknologi, NTNU	01.09.2006	31.03.2007
176604	History Matching with 4D Seismics	Institutt for petroleumsteknologi og, anvendt geofysikk, NTNU	01.09.2006	31.07.2011
179925	Imaging Multiples in VSP data	READ AS	01.01.2007	31.12.2008

Prosjektnr	Prosjekttittel	Prosjektansvarlig	Fra dato	Til dato
179992	Production optimisation and model predictive control for improved reservoir management	International Research Institute of Stavanger AS	01.01.2007	31.07.2011
180029	Totalistic 4D Seismic Data Analysis for Quantitative Interpretation	Norsar Innovation AS	01.01.2007	31.12.2009
180296	Towards a Digital Core Laboratory	Numerical Rocks AS	01.01.2007	31.12.2009
187318	Fast Elastic Inversion of Multi-offset Prestack Depth Migrated Seismic Data	Norsar Innovation AS	01.01.2008	31.12.2010
187322	URE - Uncertainty in Reservoir Evaluation - High-Contrast Spatial Features	Fakultet for teknologi, matematikk, elektroteknikk, NTNU	01.08.2008	31.12.2013
187329	Identification of rock and material properties with new 2-frequency ultrasound technique	Institutt for petroleumsteknologi og, anvendt geofysikk	01.01.2008	31.12.2011
187338	Operational Aspects of a Uniform Seismic Sensor Grid	WesternGeco AS	01.01.2008	30.06.2010
187345	Reservoir characterization using ensemble Kalman filter	International Research Institute of Stavanger AS	01.01.2008	31.12.2011
187391	Water Weakening of Chalk - Physical and Chemical Processes	International Research Institute of Stavanger AS	01.01.2008	31.12.2010
192913	A novel approach to surfactant flooding under mixed-wet conditions	International Research Institute of Stavanger AS	01.04.2009	31.12.2012
192974	Development of a subsea Typhoon Valve.	Typhonix AS	01.07.2009	31.12.2012
193059	Empirical Understanding of Sedimentary Architecture	Uni Research AS - Uni Research Petroleum/CIPR	01.01.2009	30.06.2013
193071	Enhanced Oil Recovery methods - Moving Science into Applications	Uni Research AS - Uni Research Petroleum/CIPR	01.01.2009	01.03.2014
193088	Functional microgels for enhanced oil recovery applications.	Det matematisk-naturvitenskapelige fakultet, Universitetet i Oslo	01.05.2009	31.03.2013
193134	Improved imaging, mapping and monitoring of hydrocarbon reservoirs	Fakultet for ingeniørvitenskap og teknologi, NTNU	01.06.2009	30.06.2014
193173	Low salinity water flooding of North Sea reservoirs: Physical and chemical effects	International Research Institute of Stavanger AS	01.04.2009	31.12.2013
193298	Stimulated Production: Steady and Non-Steady State Two-Phase Flow	Det matematisk-naturvitenskapelige fakultet, Universitetet i Oslo	15.04.2009	15.04.2014
200475	Barents Sea Rock Properties	Institutt for geofag, Universitetet i Oslo	01.01.2010	31.12.2014
200492	Design konsept for miljøvennlige sporstoffer og matrikssystemer for permanent monitorering av innstrømming i brønner	ResMan AS	01.01.2010	31.12.2012
200512	Geoillustrator - Sketch-based illustrative earth models visualization	Christian Michelsen Research AS	01.01.2010	31.12.2013

Prosjektnr	Prosjekttittel	Prosjektansvarlig	Fra dato	Til dato
200538	Integrated EOR in Fractured and Heterogeneous Reservoirs	Institutt for fysikk og teknologi, Universitetet i Bergen	01.01.2010	31.03.2015
200587	Nanotechnology EOR - Formation of Linked Polymer Solutions at NCS conditions	Uni Research AS - Uni Research Petroleum/CIPR	01.07.2010	31.01.2014
200589	Nanotechnology EOR - LPS flood for North Sea reservoirs	Uni Research AS - Uni Research Petroleum/CIPR	01.01.2010	31.12.2012
200600	Optimizing Water Chemistry for Enhanced Oil Recovery	International Research Institute of Stavanger AS	01.01.2010	01.11.2013
200714	Wireless communication and power generation for Downhole Wireless Retrofit Instrumentation (DWRI)	Wireless Instrumentation Systems AS	01.01.2010	31.12.2011
207661	Water weakening of chalk at realistic reservoir conditions	International Research Institute of Stavanger AS	03.01.2011	30.04.2014
208526	Energy Efficiency of Field Development: IOR, System Analysis and Risk Evaluation	Iris-Software AS	01.01.2011	31.10.2013
208772	Physical based kr3 relations	Numerical Rocks AS	01.01.2011	31.12.2013
210448	Characterizing surface wettability in reservoir rock core materials using novel Nuclear Magnetic Resonance techniques.	Det matematisk-naturvitenskapelige fakultet, Universitetet i Bergen	01.08.2011	31.07.2014
215563	A Combined Surface-Colloid Chemical and Rock-Fluid Interaction Approach towards more Efficient Enhanced Oil Recovery Strategies	Institutt for kjemisk prosesseteknologi, NTNU	01.01.2012	30.06.2015
215577	Reservoir data assimilation for realistic geology	International Research Institute of Stavanger AS	01.04.2012	30.06.2015
215660	New Tracers and Methods for Single Well Chemical Tracer Test	Institutt for energiteknikk - Kjeller	01.01.2012	30.06.2015
215665	Flow diagnostics on stratigraphic and unstructured grids	SINTEF IKT Avd. Oslo	01.04.2012	30.09.2014
217211	Development of an Osmotic Membrane Pressure Actuator for Enhanced Oil & Gas Recovery	Statoil ASA - Porsgrunn, TNE RD Forskningscenter	01.01.2012	31.12.2014
217223	Next generation CSEM inversion and modelling	Electromagnetic Geoservices AS	01.01.2012	30.06.2015
220331	MECHANICAL DEGRADATION OF EOR/IOR POLYMERS CAUSED BY PROCESS EQUIPMENT	Typhonix AS	16.04.2012	17.10.2012

Prosjektnr	Prosjekttittel	Oppstart	Ferdig	Prosjekteier
163801	DeepBoosterTM System	2004	2007	Aker Kværner Subsea AS
163804	Implementation and demonstration of new 3D-4C Ocean bottom seismic depth imaging technology	2004	2005	READ AS
163812	Borehole Seismic Source and Receiver system for Reservoir Description and IOR	2004	2005	READ AS
163815	Qualification and Pilot Demonstration of HPHT Intelligent Downhold Network and Gauge	2004	2007	Roxar Flow Measurements AS
163827	Pilot installation of the Wet Gas Compressor WGC2000 on a live gas field in the North Sea	2004	2005	Framo Engineering AS
169983	Field implementation and demonstration of PerForM tm for optimized seismic monitoring of the reservoir.	2005	2007	READ AS
176668	Enhanced Oil Recovery by use of specialist chemicals	2006	2008	OIL INNOVATION AS
179334	DEMO2000 - Downhole Production Monitoring System Pilot Manufacture and Installation	2006	2013	ROXAR FLOW MEASUREMENT AS
179380	High resolution real-time updated reservoir model	2006	2009	Kongsberg SIM AS
179394	Phase 2, Borehole Seismic Source and Receiver system for Reservoir description and IOR	2006	2009	READ AS
179584	Fiber Optic Reservoir Monitoring	2007	2009	BERGEN OIL-FIELD SERVICES AS
182511	Vispo3D Reservoir Management	2007	2009	Kongsberg SIM AS
182534	PRODML Pilot for Production Optimization and Intuitive Crisis Management	2007	2009	Kongsberg Intellifield AS
182560	Qualification of Subsea Hybrid Pump	2007	2011	Aker Kværner Subsea AS
188935	Real-time reservoir simulation and management	2008	2011	Technology Development Center
188969	Sub-bottom Acoustic Imaging Development	2008	2010	DOF SUBSEA NORWAY AS
188982	Environmentally friendly chemical tracers for production monitoring in sensitive Arctic areas	2008	2010	RESMAN AS
189003	High Pressure Deep Water (HPDW) LiquidBooster Pump	2009	2011	Aker Subsea AS

Prosjektnr	Prosjekttittel	Oppstart	Ferdig	Prosjekteier
189050	Field implementation and demonstration of PerForM? with Multiple Migration for down-hole monitoring in oil/gas production and CO2 storage.	2008	2011	READ AS
207280	OCTIO GEOPHYSICAL DEMO2000 - A solution for advance warning of leakage to surface from waste injection wells	2010	2013	Octio AS
215551	Badger Explorer Seismic Field Demonstrator	2012	2014	Badger Explorer AS
220962	Bruk av pre-installert tracer for å detektere fordeling av scale beskyttende kjemikaler i brønner.	2012	2014	Scale Protection AS
225930	A solution for large scale standards-based subsea wireless interface for Reservoir Monitoring	2013	2015	Octio AS
225842	Demonstration of the signal quality of an vertical electric field (E-field) receiver with reduced antenna length.	2013	2013	Petromarker AS



Norges forskningsråd

Drammensveien 288

Postboks 564

N0-1327 Lysaker

Telefon: +47 22 03 70 00

Telefaks: +47 22 03 70 01

post@forskningsradet.no

www.forskningsradet.no

August 2014

ISBN 978-82-12-03356-6 (pdf)

Design: Burson-Marsteller

Foto forside: Ingrid Anne Munz og Statoil