

Notat: Ledetid på norsk sokkel

Tidsintervall fra funn av
petroleumsforekomster til produksjon
for salg på norsk sokkel

INNHold

1 SAMMENDRAG	3
2 INNLEDNING	4
2.1 Innledning og bakgrunn	4
2.2 Metode	4
2.3 Om Offshore Norge	5
3 Europas fremtidige energibehov	6
3.1 Behovet for energi	6
3.2 Norsk leveransekapasitet	6
4 Energileveranser fra norsk sokkel	8
4.1 Fra funn til drift	8
4.2 Ledetid på norsk sokkel	8
4.3 Fra funn til energi	8
4.4 En lang hale	10
5. Konklusjon	11
6. Vedlegg - Case	11
Sindre, 34/10-55 S	11
Ringhorne Øst, 25/8-14 S	12
Johan Sverdrup, 16/2-6	12

1 SAMMENDRAG

Leting etter olje og gass på norsk sokkel kan avhjelpe energibehovet i Europa og bidra til at kontinentet blir uavhengig av russisk energi. Det er likevel en diskusjon om hvor raskt og relevant leting vil kunne være for å avhjelpe Europa fremover.

Notatet undersøker tid fra funn til produksjon, også kalt ledetid, på norsk sokkel. Gjennomsnittlig ledetid for alle felt som er satt i produksjon på norsk sokkel er i dette notatet beregnet til 13 år. Vi finner at for felt med oppgitt funnår etter år 2000 så er gjennomsnittlig ledetid seks til syv år og at ledetiden for flere av feltene er under tre år. Leting etter, og utvikling av nye petroleumsressurser er derfor et effektivt virkemiddel for å sikre norske energileveranser til Europa innen rimelig tid.

Flere av funnene som i dag ligger til modning vil trolig bli bygget ut i årene fremover. Dette vil kunne medføre at gjennomsnittlig ledetid for norsk sokkel som helhet øker. Det er ikke nødvendigvis negativt ettersom utbyggingen av enkelte funn kan være betinget på tilleggsressurser, teknologisk utvikling, endring i markedsforhold, ledig kapasitet i infrastruktur o.l. En lengre ledetid for enkelte funn vil for disse sikre lønnsomhet og god ressursforvaltning over tid.

Dette medfører imidlertid at gjennomsnittlig ledetid på norsk sokkel som helhet ikke nødvendigvis er et formålstjenlig verktøy for å besvare spørsmålet om hvorvidt nye funn kan gi økte norske energileveranser til Europa innen rimelig tid. Mer aktuelt er det å se hvor lang ledetiden er for de feltene med oppgitt funnår de siste tiårene og som allerede er utbygget.

Grunnet konfidensialitetshensyn og børssensitivitet uttaler Offshore Norge seg ikke om enkeltfunn. Alle spørsmål om enkeltfunn eller enkeltprosjekter bes stilles til lisenshavere.

2 INNLEDNING

2.1 Innledning og bakgrunn

Etter flere år med relativt lave energipriser, opplever den vestlige verden nå en energikrise der verdensdelen for første gang på lenge har en utfordring med å sikre tilstrekkelig energi. Europa merker dette først og fremst ved betydelige prisøkninger på gass og elektrisk kraft, som rammer både forbrukere og næringsliv. For Europas del har krisen vært alvorlig, og selv om vinteren 2023-24 også kan bli krevende, tyder det på at kontinentet unngår de mest alvorlige scenarioene.

For andre verdensdeler har imidlertid konsekvensene blitt større. På verdensbasis tok energifattigdom mange liv allerede når energiprisene var forholdsvis lave, og dagens energipriser gir drastiske konsekvenser. Både direkte på grunn av energifattigdom og manglende tilgang til eksempelvis elektrisitet eller gass til matlaging, men også store klima og miljøskader da man ser flere land velger kull fremfor for eksempel naturgass.

De globale konsekvensene av dyr og manglende energi har tidligere vært nokså fraværende i den norske debatten, og mange har sågar tatt til orde for å redusere tilgangen til energi ved eksempelvis reduksjon i norsk olje- og gassproduksjon. Situasjonen i Europa og de høye norske strømprisene har imidlertid endret diskusjonen noe, og spørsmålet om hvorvidt Norge, ved å fortsette å lete og utvikle petroleumsressurser, kan avhjelpe energisituasjonen har blitt aktualisert.

En hyppig innvending mot dette er imidlertid at ledetiden - altså tiden fra funn til produksjon - angivelig er for lang til at dette skal ha effekt.

Offshore Norge har med bistand og datagrunnlag fra våre medlemmer utarbeidet dette notatet for å skape mer klarhet i denne problemstillingen.

2.2 Metode

Notatets hensikt er å undersøke hvorvidt leteaktivitet på norsk sokkel vil kunne avhjelpe energisituasjonen, da først og fremst i Europa. Notatet tar utgangspunkt i ledetid fra oppgitt funntidspunkt til produksjon for alle felt som produserer eller har produsert på norsk sokkel.

Notatet bygger på offentlig tilgjengelig data fra Oljedirektoratet. Offshore Norge har utarbeidet notatet i samarbeid med våre medlemmer, og har spesielt dratt på kompetansen til medlemmene av Offshore Norges "Exploration Managers Forum" som er et forum der letesjefen, eller dens stedfortreder, i selskapene på norsk sokkel er representert.

Det er samlet inn data om navn, operatør, produksjonsstatus, funndato, dato for PUD-godkjenning og produksjonsstart for 117 felt på norsk sokkel. Dette utgjør samtlige

produserende eller nedstengte felt på sokkelen¹, med unntak av feltene Enoch, Islay og Murschison som her regnes som britiske da de er grenseoverskridende mellom norsk og britisk sokkel, men produseres fra britisk sokkel. Felter som er godkjent for produksjon, men hvor produksjonen ikke er igangsatt, er også utelatt. Dette gjelder feltene Bauge, Breidablikk, Fenja, Hanz, Johan Castberg og Tommeliten Alfa.

Notatets metode gir en oversikt, men innebærer noen forenklinger.

Ledetid defineres som fra funntidspunkt til produksjon, fra et økonomisk perspektiv er dette det avgjørende, da lete-/funnfasen er første store utgift for selskapet knyttet til et spesifikt funn. Imidlertid vil det gjennom politiske prosesser og utredninger fra selskapene påløpe både tid og kostnader fra et politisk ønske om å lete i et gitt område til funnet gjøres.

Notatet tar utgangspunkt i ledetid på tidspunktet notatet ble forfattet, mai 2023. Som vist i 4.3 vil det være naturlig at funn som hittil ikke har vært utbygd likevel vil bli utbygd i fremtiden når helhetlige lønnsomhetsvurderinger tilsier det. Ifølge Oljedirektoratet er det 67 funn på norsk sokkel der utbygging enten er sannsynlig, er i avklaringsfase eller så langt ikke er evaluert.² Dette vil sannsynligvis medføre at ventet ledetid for samtlige funntår vil stige, samtidig som den samlede verdiskapingen fra sokkelen også vil øke.

Dette notatet tar sikte på å undersøke hvor lang tid det har tatt fra et funn er gjort til det har hatt effekt på produksjonen fra norsk sokkel gjennom en ny feltutbygging. At det gjøres en rekke funn som gir bedre muligheter for utbygginger i fremtiden kan være gunstig fra et samfunnsøkonomisk perspektiv, men er mindre relevant for å fastslå tid fra funn er gjort til produksjonen på sokkelen kan økes. Vi har derfor valgt å ta for oss ledetid for felt ut fra funntår.

2.3 Om Offshore Norge

Offshore Norge er arbeidsgiver- og interesseorganisasjonen for selskaper med aktivitet på norsk sokkel innen olje, gass, karbonfangst og -lagring, havbunnsmineraler og offshore vind. Organisasjonen har et nært samarbeid med medlemmene som deler en betydelig mengde data med organisasjonen. Offshore Norge er et samarbeidsorgan for deler av arbeidet til lisenshaverne på norsk sokkel.

¹ <https://www.norsketroleum.no/fakta/felt/>

² <https://www.norsketroleum.no/fakta/funn/>

3 Europas fremtidige energibehov

3.1 Behovet for energi

Både olje og naturgass er avgjørende for Europas energisikkerhet. Europa forbruker ca. 13,5 millioner fat olje per dag og ca. 514 bcm naturgass årlig³. Dette tilsvarer henholdsvis ca. 7 og 4 ganger Norges årlige produksjon.

Gass brukes til eksempelvis oppvarming, matlaging, varme og innsatsfaktor i industri, til elektrisitetsproduksjon og produksjon av kunstgjødsel og olje eksempelvis til transport, petrokjemisk industri, innsatsfaktor og noe strømproduksjon.

Grunnet lav egenproduksjon er EU sterkt avhengig av å importere energi for å ivareta sin energisikkerhet, og EU importerer både kull, olje og gass. Sammenlignet med gass er kull og olje mindre utfordrende å handle over store geografiske avstander da de relativt ukomplisert kan fraktes, mens naturgass må omdannes til LNG som både er mer kostbart og innebærer større klimagassutslipp enn gass transportert i rør.

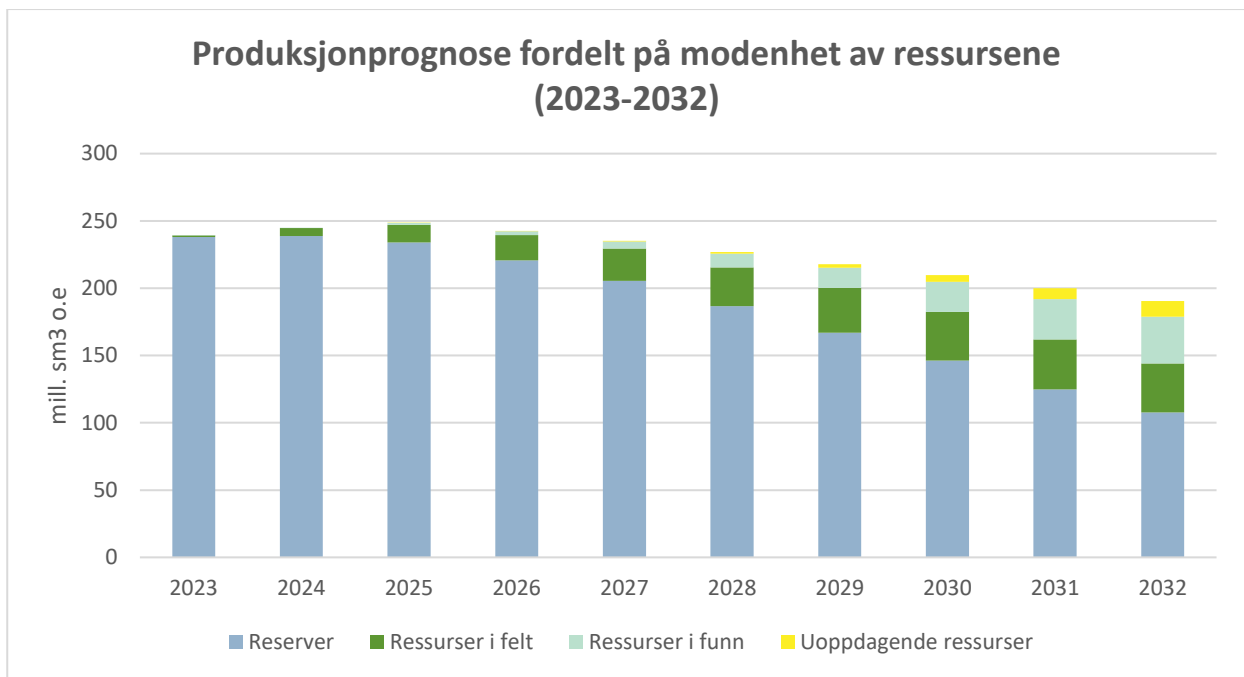
Å estimere Europas fremtidige energibehov og sammensetning er utfordrende. Både EU og UK satser sterkt på fornybar energi og har satt høye mål for å redusere sitt forbruk av kull og petroleum, samtidig er det en rekke faktorer som kompliserer bildet. Rystad Energy har på oppdrag fra IOGP anslått gassetterspørselen i Europa samlet frem mot 2040. Tatt i betraktning EUs mål under Fit for 55 og høy grad av elektrifisering i UK finner de en gassetterspørsel i 2040 på om lag 260 bcm. Under EUs RePower EU, og en antakelse om relativt høy grad av elektrifisering i UK, finner de en gassetterspørsel i 2030 på mellom 200 og 300 bcm, ned fra i overkant av 500 bcm i dag.⁴

3.2 Norsk leveransekapasitet

Norge produserer i dag om lag 2 millioner fat olje per dag og eksporterte i 2022 om lag 122 bcm naturgass. Total produksjon på norsk sokkel er ventet å nå en topp på nærmere 250 millioner standard kubikkmeter oljeekvivalenter (mill. sm³o.e) i 2025 for å så falle. Som det går frem av Oljedirektoratets prognoser vil hvor brått dette fallet blir avhenge av fremtidige utbygginger og leteaktivitet.

³ BP Statistical Review of World Energy 2022

⁴ Natural gas for Europe - How to rebalance supplies. Rystad Energy for IOGP, 2022.



5

FIGUR 1

Som figuren viser vil produksjonen av olje og gass falle kraftig dersom kun volumene i reserver skal produseres. Fortsatt leting, investering og utbygging vil derfor være avgjørende for å kunne opprettholde mest mulig energileveranser til Europa ved å stagge den naturlige nedgangen i produksjonen fra norsk sokkel.

For gass alene er situasjonen like markant, uten nye utbygginger estimerer Rystad Energy at produksjonen fra norsk sokkel vil kunne reduseres med over 60 prosent frem mot 2035.⁶

Europeisk gassetterspørsel vil være betydelig i årene som kommer. Dette kombinert med en forholdsvis lav egenproduksjon tilsier et fortsatt behov for store importerte volumer. Dette vil nå i hovedsak dekkes av LNG fra det globale markedet og norsk rørgass. Norsk rørgass er svært konkurransedyktig mot LNG både på kostnad og utslippsintensitet. Leting og utvikling av nye volumer på norsk sokkel vil imidlertid være avgjørende for å stagge den naturlige nedgangen i produksjon og sikre stabile energileveranser. Dette er også grunnen til at EU uttalt støtter videre leting og investeringer i olje og gass på norsk sokkel.⁷

⁵ <https://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-eksport/produksjonsprognoser/>

⁶ Rystad Energy, Gassmarkedet i 2021 og Naturgass i Europa mot 2035

⁷ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/statement_22_3975

4 Energileveranser fra norsk sokkel

4.1 Fra funn til drift

Perioden fra funn til drift, ledetid, er viktig både av hensyn til bedrift- og samfunnsøkonomi og energisikkerhet. Mange variabler vil påvirke ledetid. Generelt vil selskapene ønske å utvinne de mest lønnsomme ressursene først. Nærhet til infrastruktur med tilgjengelig kapasitet, økonomisk og politisk stabilitet og passende teknologi vil være viktig for å redusere ledetiden. Strategiske hensyn er også en viktig faktor. Dersom et selskap gjør et betydelig funn, kan det være i selskapets interesse å undersøke området rundt for nærliggende funn før det legger en plan for utbygging.

Videre har vi en rekke felt på norsk sokkel der funnene ble gjort tidlig, men som ble liggende fordi funnene enten ikke var store nok til å rettferdiggjøre en selvstendig utbygging eller det ikke på funntidspunktet fantes teknologi som muliggjorde en økonomisk utvinning. Ettersom ny infrastruktur har blitt etablert og teknologi utviklet har disse senere blitt lønnsomme.

4.2 Ledetid på norsk sokkel

Det er stor spennvidde i ledetiden til de 117 feltene. To felt har 43 års ledetid, mens to har under ett år. I gjennomsnitt har det tatt 13 år fra funn til produksjon på norsk sokkel, mens medianledetiden er 10 år.

Feltene med lengst ledetid utmerker seg imidlertid ved at de ble funnet tidlig, i områder som da enten var uten infrastruktur eller var teknologisk utfordrende. Alle de elleve feltene som har over 25 års ledetid ble funnet før 1985, og ingen av de 36 feltene med mer enn 15 års ledetid ble funnet etter år 2000. Tilsvarende er det kun to av de tolv feltene med ledetid under fem år som ble funnet før år 2000.

Generelt sett vil de mest attraktive funnene bygges ut først. Av denne grunn er det naturlig at gjennomsnittets ledetid over tid vil øke da for eksempel teknologiutvikling og tilgjengelig infrastruktur vil kunne øke lønnsomheten i funn som tidligere var ansett som mindre lønnsomme ut over det kommende tiåret. Dette er en kjent effekt. Eksempelvis ble det første funnet på norsk sokkel hittil utbygget, Balder, funnet i 1967, men ble godkjent for utbygging i 1996 og med produksjonsstart i 1999.

4.3 Fra funn til energi

Det foregår kontinuerlig leting og utvikling på norsk sokkel. Per mai 2023 er det 67 funn der utbygging enten er sannsynlig, er i avklaringsfase eller så langt ikke er evaluert. Videre rapporteres det jevnlig om nye funn. Som beskrevet i 4.4. vil grupper av funn kunne vente til en riktig utbyggingsløsning kommer på plass, noe som kan ta vesentlig tid.

Gjennomsnittlig ledetid på norsk sokkel som helhet er derfor ikke et formålstjenlig verktøy for å besvare spørsmålet om hvorvidt nye funn kan gi økte norske energileveranser til Europa

innen rimelig tid. Mer aktuelt er det å se hvor lang ledetiden er for de feltene med oppgitt funnår de siste tiårene og som allerede er utbygget.

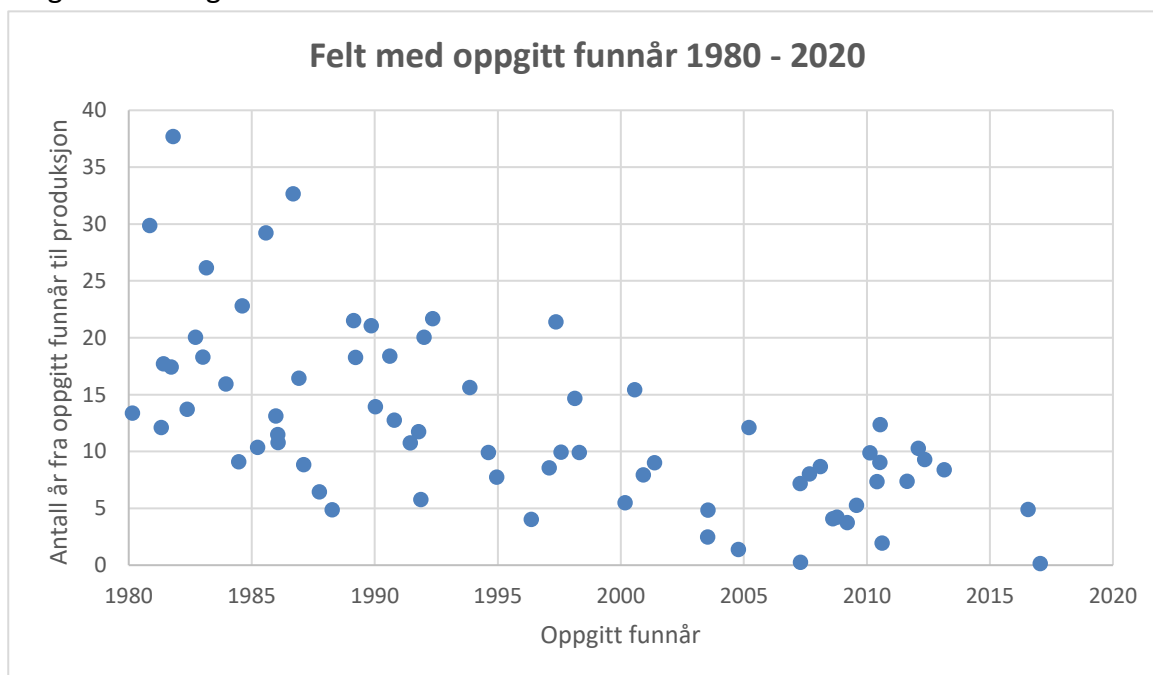
Tabell 1 gir en oversikt over antall felt som er eller har vært i produksjon fordelt på oppgitt funn-tiår og gjennomsnittlig ledetid for disse feltutbyggingene.

Opgitt funnår	Antall felt	Gjennomsnittlig ledetid (år)
1960-tallet	3	14
1970-tallet	28	16
1980-tallet	32	17
1990-tallet	23	13
2000-tallet	20	6
2010-tallet	11	7

TABELL 1

Som det går frem av tabellen har ledetiden falt fra om lag 17 år for felt med oppgitt funnår på 1980-tallet til 6-7 år for felt med oppgitt funnår de siste to tiår.

Et punktdiagram over funn gjort etter 1980 viser en fallende trend, som det går frem av diagrammet i figur 2:



FIGUR 2

Det går frem av tabell 2 at en rekke felt med oppgitt funnår etter år 2000 har hatt en ledetid rundt eller under fem år. Totalt finner vi 14 felt der ledetiden har vært 5 år eller mindre og 6 felt der ledetiden var under tre år i denne perioden.

Dette viser at utbyggingen av funn, som resulterer i betydelige energileveranser til Europa, kan gjennomføres vesentlig raskere enn den gjennomsnittlige ledetiden på norsk sokkel. Videre leting og utbygging vil derfor kunne være et viktig verktøy for å avhjelpe energisituasjonen i Europa.

4.4 En lang hale

Som vist i 4.3 har gjennomsnittlig ledetid for felt med oppgitt funnår de siste to tiårene vært på 6-7 år etter å ha blitt vesentlig redusert siden 80-tallet. Ved første øyekast kan det dermed se ut som om at det stemmer at det tidligere tok lang tid fra funn til produksjon, som enkelte har hevdet, men at næringen etter år 2000 har blitt vesentlig mer effektiv enn tidligere.

En slik konklusjon er imidlertid ikke uten problemer. Som tidligere vist vil en del funn bli liggende til infrastruktur og teknologi er på plass. Det er eksempelvis gjort en rekke funn i Norskehavet og Barentshavet som ikke er tilstrekkelig for en selvstendig utbygging, men som vil kunne bli bygget ut når tilstrekkelig infrastruktur har blitt etablert slik vi tidligere har sett i Nordsjøen.

Den lange halen av funn medfører at gjennomsnittlig ledetid på norsk sokkel ofte er vesentlig lengre enn tiden det tar fra funn er gjort til produksjonen kan økes.

Felt	Ledetid (år)
SINDRE	<1
TAMBAR ØST	<1
GIMLE	1
YTTERGRYTA	2
ATLA	2
RINGHORNE ØST	2
JETTE	4
HYME	4
VISUND SØR	4
SKULD	4
VILJE	5
DUVA	5
BØYLA	5
URD	5

TABELL 2

Felt	Funnår	Produksjonsstart	Ledetid (år)	Opprinnelige reserver (mill. sm ³ o.e)
TROLL	1979	1995	16	1773
STATFJORD	1974	1979	5	718
EKOFISK	1969	1971	2	717
OSEBERG	1979	1988	9	560
ÅSGARD	1981	1999	18	450
JOHAN SVERDRUP	2010	2019	9	420
GULLFAKS	1978	1986	8	419

TABELL 3

Tabell 3 gir en oversikt over funnår, produksjonsstart, ledetid for felt med opprinnelige reserver over 400 millioner Sm³o.e. på norsk sokkel.

Som det går frem av tabell 3 ble flere av de tidlige funnene utviklet raskt. Ekofisk og Statfjord, begge satt i produksjon på 1970-tallet hadde ledetid på henholdsvis to og fem år.

5. Konklusjon

Europa vil ha et stort behov for olje og gass fra norsk sokkel i årene fremover. Norsk rørgass er svært konkurransedyktig både på kostnad og utslippsintensitet sammenlignet med LNG fra det globale markedet.

Dette notatet viser at gjennomsnittlig ledetid på norsk sokkel for felt med oppgitt funnår de siste to tiårene har vært 6-7 år, og at produksjonen fra en rekke felt også igangsettes på vesentlig kortere tid enn dette. Videre leting og utvikling av funn på norsk sokkel vil derfor på relativt kort tid kunne opprettholde norske energileveranser til Europa, noe som vil kunne bidra til Europeisk energisikkerhet.

Videre går det klart frem at leting har en langsiktig økonomisk oppside. Ressurser som ikke blir utvinnet umiddelbart, blir ofte utbygget på et senere tidspunkt, noe som gir større valgmuligheter for fremtidig utbygging av infrastruktur og god ressursforvaltning over tid.

6. Vedlegg - Case

Sindre, 34/10-55 S

Sindre er et eksempel på hvor raskt funn i feltnære områder kan bygges ut.

Oljefeltet ligger i den nordlige delen av Nordsjøen, tre kilometer nordøst for Gullfaks.

Vanndybden i området er 250 meter, og hovedreservoaret ligger på 3100 meters dyp.

Undersøkelsesbrønnen (wildcat) som påviste Sindre hadde boreslutt 26.3.2017, funnet ble besluttet utvunnet og to produksjonsbrønner ble boret i tidsperioden 3.4.2017 til 23.4.2017. Funnet produserte ca. 128.000 fat oljeekvivalenter samme år, tilsvarende ca. 209.000 mwh.⁸

Feltet ble nedbetalt i samme år som funnåret, 2017.

Feltet er nå slått sammen med Gimle, 34/10-48 S, et felt som ble funnet i 2004 og produserte kort tid etter. Den nye uniten har fått navnet Brime og det planlegges en ny brønn i området.

Equinor er operatør for både Sindre, Gimle og Brime Unit.

⁸ TWh referanser oppgis for å gi en referanse. Petroleum og elektrisk kraft kan ikke umiddelbart sammenlignes. Elektrisk kraft vil typisk ha vesentlig høyere effektivitet, mens det f.eks. ofte er lettere å oppbevare petroleum.

Ringhorne Øst, 25/8-14 S

Ringhorne Øst ligger i den sentrale delen av Nordsjøen, seks kilometer øst for Balder. Vanndybden er 130 meter, og reservoaret på 1940 meter.

Undersøkelsesbrønnen som påviste Ringhorne Øst hadde boreslutt 22.9.2003. Man så behovet for en avgrensingsbrønn (appraisal), og denne ble boret sommeren 2004, hvoretter man leverte PUD som ble godkjent i 2005, med produksjonsstart i 2006.

Ringhorne Øst produserte om lag 6 millioner fat oljeekvivalenter i 2006, noe som tilsvarer ca. 10 TWh energi.

Operatør er Vår Energi.

Johan Sverdrup, 16/2-6

Johan Sverdrup feltet er det største feltet oppdaget etter 2010. Feltet ligger på Utsirahøgda, om lag 65 kilometer nordøst for Sleipnerfeltene i en vann dybde på 115 meter.

Sverdrup ble påvist i 2010, men det tok noe tid å avgjøre funnets størrelse og etter den første undersøkelsesbrønnen som hadde boreslutt i september 2010 boret man opp mot 30 avgrensingsbrønner frem til og med 2017, som medførte at ressursestimatet ble oppjustert flere ganger.

PUD for fase 1 ble godkjent i 2015 og PUD fase 2 ble godkjent i 2019. Produksjonsstart var høsten samme år, og Sverdrup produserte det året ca. 25 millioner fat oljeekvivalenter. I 2021 produserte Sverdrup ca. 160 millioner fat oljeekvivalenter, tilsvarende ca. 260 TWh og produksjonen vil økes ytterligere i årene fremover.

Equinor er operatør.