## Løsningsforslag:

## Øving 6 H2013: Strømning fra reservoar til brønn

Deler av spørsmålene fra a) til i) er hentet fra eksamen H2012.

Et reservoar som ligger på dybde 10 000 ft produseres gjennom en vertikal brønn. Følgende reservoar-, brønn- og fluid-data er gitt:

* Reservoartrykk, pe = 7000 psia, oljens kokepunkt, pb = 3300 psia
* Viskositet olje, o = 1.5 cp, volumfaktor olje, Bo = 1.3, Relativ tetthet olje, o = 0.78, GOR = Rs = 800 scf/stb
* Reservoar tykkelse mot brønn, h = 80 ft, permeabilitet, k = 90 mD, prorositet  = 0.2
* Brønnens radius, rw = 4.5 in, Dreneringsradius reservoar, re = 1000 ft
* Produksjonsrøret har diameter 2.875” (2.875 tommer). En antar produksjon ved pseudo-steady-state.

En brønntest har gitt følgende resultat (Ø2013):



**\***: Estimert via bruk av gradientkurvediagram.

Brønnen kan produseres så lenge brønnhodetrykket holdes over pwh,produksjon = 1500 psia.

1. Hva er brønnens produksjonsindeks og hva blir produksjonsraten, qo,pb, dersom brønntrykket senkes ned til oljas kokepunkt, pb ved oppstart av produksjon?
2. Hva blir trykket i brønnen ved en produksjonsrate på 600 stb/d (det manglende punktet i tabellen over)?
3. Hvordan kan du ut fra test dataene i tabellen over finne sammenhengen som beskriver produksjonsrørets TPR kurve ved et vilkårlig brønnhodetrykk pwh,produksjon?
4. Beregn punktene på en TPR-kurve som gjelder for et brønnhodetrykk, pwh = 1500 psia for de produksjons ratene som er oppgitt i tabellen over.
5. Lag en figur som skisserer IPR-kurven ved start og TPR-kurven ved pwh = 1500 psia.
6. Hvordan regulerer en systemet for å holde konstant produksjonsrate (platårate) over tid? (Hva må en endre på?)

En bestemmer seg for å produsere ved en platårate på 1500 stb/d. De to første årene produseres uten trykkstøtte og en registrerer at trykket i reservoaret faller jevnt med 300 psi/år i snitt over denne perioden. Etter to år får en startet opp trykkstøttesystem via vanninjeksjon slik at trykkfallet i reservoaret reduseres til 200 psi/år. Så lenge reservoar og brønn produserer enfase olje kan du regne at produksjonsindeksen holder seg konstant selv om reservoartrykket faller.

Når brønnhodetrykket når nedre grense etter produksjon ved gitte platårate, produserer en videre ved konstant brønnhodetrykk ved å senke produksjonsraten gradvis etter hvert som reservoartrykket faller. TPR kurvene har et minimum ved qo = 600 stb/d og en produserer til denne grensen er nådd.

1. Skisser hele produksjonsforløpet fra start og helt ned til nedre grense på qo = 600 stb/d ved pwh = 1500 psia i figuren du skisserte under spørsmål e) over.
2. Hvor lang tid tar det fra start av produksjon fra denne brønnen til en når nedre grense ved produksjonsrate qo =600 stb/d dersom du antar at reservoartrykket fremdeles synker med konstant rate på 200 psi/år under hele forløpet når produksjonsraten senkes gradvis fra 1500 til 600 stb/d?

Når du avslutter produksjonen ved punkt h) over er reservoartrykket fremdeles langt over kokepunktet. En ønsker å undersøke hvor lenge det lar seg gjøre å produsere brønnen ved bruk av gassløft og hva reservoartrykket og brønntrykket vil ligge på når dette ikke går lenger.

1. Til eksamen vil alle tenkelige ligninger bli oppgitt samlet i et vedlegg, men i dette spørsmålet må du finne disse selv fra forelesningsnotat / handouts. Hvilket uttrykk / ligning skal du bruke når:
   1. du skal beregne IPR-kurvens forløp ved brønntrykk lavere enn oljas kokepunkt, men ved trykk i reservoar over kokepunktet (pe,t > pb)?
   2. du skal beregne IPR-kurvens forløp ved reservoartrykk og brønntrykk lavere enn oljas kokepunkt (pe,t < pb)?
2. Bruk gradientkurvediagram på siste side i oppgavesettet til å finne brønntrykket ved maksimal GLR (GOR), GLRlimit, for å løfte fluidet ut av brønn ved qo = 600 stb/d og pwh = 1500 psia.
3. Hvor stort blir behovet for gass til injeksjon ved GLRlimit per dag?
4. Hvor stort blir bidraget fra løftet angitt som reduksjon i hydrostatisk trykk ved GLRlimit (=GLRmaks)?
5. Bruk riktig ligning fra spørsmål j) til å skissere nye IPR og TPRpwh=1500 kurver ved GLRmaks og reservoartrykk pe = 3100 og pe = 2400 psia. Ta hensyn til at oljas volum ekspansjonsfaktor og viskositet endres med reservoartrykket som skissert i vedlagte grafer på nest siste side i oppgavesettet.

1. Anta at trykket i reservoaret faller med konstant rate 200 psia per år også når reservoartrykket synker under kokepunktet. Hvor lenge forlenges levetiden for brønnen ved bruk av gassløft til GLR når grenseverdi GLRmaks:
   1. Om vi produserer ned til et reservoartrykk på 3100 psia?
   2. Om vi senker brønnhodetrykket til 750 psia og produserer ned til reservoartrykk på 2400 psia?
2. Feltet produseres fra 4 like brønner med identiske produksjonsindekser og skin faktor og produksjonsrate 600 stb/d og samtlige brønner krever samme gassmengde til gassløft. Prosessenhetens kompressor har en kapasitet på 500 Hk og innløpstrykket på kompressoren er 60 psia. Når gassinjeksjonen er på sin maksimale rate og injeksjonen skjer ved injeksjonsventil ved bunn av brønn rett over produksjonspakningen trengs et injeksjonstrykk, psurf, på 2600 psia ut av kompressoren. Har denne kompressoren nok kapasitet til å forsyne samtlige brønner med gass til løftet eller må det investeres i ny kompressor? Gassens adiabatkonstant, , er 1.25.

De siste to spørsmålene er utformet for å illustrere lønnsomhet og begrensninger i lønnsomhet når en vurderer forlengelse av levetid og produksjonstid på felt.

1. Hva representerer merverdien som hentes ut av feltets 4 brønner med gassløft til GLRmaks ved pwh = 1500 psia og når en antar gjennomsnittlig oljepris på US$ 100 per fat (US$ = amerikanske dollar, NOK = norske kroner) og en dollarkurs på 1 US$ = NOK 5.90 over produksjonstiden?
2. En vurderer forlengelse av levetiden ytterligere ved ombygning på plattform slik at kan halvere trykket på innløpsseparator og produsere ved et brønnhodetrykk på 750 psia istedenfor 1500 psia. Produksjonsraten kan fortsatt holdes på maksimalt 600 stb/d, men senkning av brønnhodetrykk krever en ombygning på prosessenheten til en kostnad av 350 millioner NOK. Vil en slik investering være lønnsom når en regner en avskrivningstid på 3 år for investeringen og at oljeprisen kan falle ned mot US$ 60 per fat under produksjonsperioden? Anta at reservoartrykket fremdeles synker med 200 psi per år.

# Løsningsforslag Øving 6:

1. Produksjons indeks, J, er (finnes fra: ):  og produksjonsraten ved kokepunkttrykket i brønnen er: 
2. Det manglende trykket i tabellen er: 
3. Kan finne trykkfallet over brønnen,Pw = pwf – pwh, som funksjon av strømningsraten, qo. En får da TPRpwh = Pw,qo + pwh,produksjon for alle verdier av qo ved gitt brønnhodetrykk, pwh,produksjon.
4. Setter inn pwh = 1500 psia i uttrykket TPR1500 = Pw,qo + pwh=1500. og setter så verdiene inn i tabellen. Finner da:



Verdier med rød skrift og merket \* inngår ikke i oppgavens spørsmål, men er beregnet via gradientkurvediagram. Tallene med blå skrift er fra spørsmålene b) og d).



1. For å regulere systemet til å holde konstant rate over tid må en gradvis senke brønnhodetrykket i takt med fallet i reservoartrykket slik at trykkdifferensen, PR = pe,t – pwf,t, mellom reservoar og brønn holder seg konstant under hele produksjonsforløpet uavhengig av tiden, t. Systemet produserer da under en pseudo steady-state tilstand.



1. Fra spørsmål d) har vi funnet brønntrykket ved qo = 600 stb/d der produksjonen stanser uten løft (pwf = 4001 psia, punktet ligger på kurven for TPRpwh=1500, se verdier i tabell fra løsning på spørsmål d). En har oppgitt at produksjonsindeksen (J) holder seg konstant så lenge reservoaret produserer enfase olje slik som her. Det totale trykkfallet, pe, i reservoaret fra start ved pe = 7000 psia og qo = 1500 stb/d og til sluttpunktet ved pwf = 4001 psia og qo = 600 stb/d, kan en da finne ved å legge en parallellforskjøvet IPR kurver med J = 2.08 gjennom både punkt 2 og punkt 3 og ekstrapolere disse tilbake til skjæring med y-aksen slik som vist i figuren. En slik avlesning blir litt unøyaktig, men for bedømmelsen av en oppgave til eksamen regnes dette som riktig framgangsmåte på linje med en mer eksakt beregning av Ptot. Vi kan beregne trykket i reservoaret, pe2, ved "sluttpunktet" fra IPR ligningen  der pwf2 er trykket i brønnen ved qo = 600 stb/d (= 4001 psia). Finner da:  og  De to første årene synker trykket i reservoaret med 300 psi/år dvs. 600 psia totalt. Derfra synker trykket med 200 psi/år og tiden for det siste er: t200 =(2711-600)/200= 10.6 år.En har da ttot = t300 + t200 = 2 + 10.6 = 12.6 år.
2. I delspørsmål i1) kan en benytte Vogels ligning eller avledningen fra Bureau of Mines ligningen som **må** benyttes for delspørsmål i2).
   1. Vogels ligning: , . Vi kjenner både produksjonsindeks, J, og kokepunkttrykk, pb, for olja (= 3300 psia). Om vi skal beregne punkter på IPR-kurven og skissere denne, vil qmax representere "tilleggsproduksjonen" som kommer i tillegg til produksjonsraten qo,pb ved kokepunktet. Fra Vogels ligning har vi:  og . Vi kan nå skisseres / beregne 3 til 4 verdier av qo for brønntrykk i området i området mellom pwf = pb og pwf = 0 (dvs. 3 – 4 punkter på IPR-kurven).
      * 1. Her må vi benytte uttrykket:  som er avledet fra Bureau of mines ligningen (se handouts fra forelesninger om IPR relasjoner). Om vi benytter denne ligningen til beregning av qo,max ved pe2 = pb og med pwf = 0 psia vil vi finne qo,max = 3512 stb/d. Vi ser at det er et lite avvik mellom verdiene av qmax beregnet fra Vogels ligning og Bureau of Mines ligningen for beregning av maks tilleggs produksjon når reservoartrykket ligger ved kokepunktet. Dette kommer av at en har antatt at eksponenten, **n**, i Bureau of Mines ligningen er lik 1 under utledning av uttrykket over (Bureau of Mines ligningen: ). Dette er imidlertid ikke helt riktig, kun tilnærmet riktig. Vogels ligning kan imidlertid ikke benyttes ved lavere trykk i reservoaret enn kokepunktet da qmax i uttrykket  baserer seg på produksjonsindeks, J, som er konstant ned til reservoartrykk på kokepunktet. Vi kan nå bruke avledet Bureau of Mines ligning til å skissere IPR-kurver ved reservoartrykk, pe2, og brønntrykk, pwf2, lavere enn pb. Merk at oljas volum ekspansjonsfaktor, Bo, og viskositet, o, ikke er konstante, men endrer seg med reservoartrykket, spesielt ved reservoartrykk lavere enn kokepunktet. Beregninger av punkter på IPR-kurver ved reservoartrykk lavere enn oljas kokepunkt utføres enklest ved å legge inn ligningen i Excel eller Matlab og utføre beregninger over en serie brønntykk i en operasjon.
3. Fra det andre gradientkurvediagrammet (for produksjonsrør med Di = 2.875" og ved en produksjonsrate qo = 600 stb/d) vedlagt på nest siste side ser vi at maksimal GLR-verdi, GLRlimit, ligger rundt GLR = 2400. Kurven for GLR = 3000 ligger på "negativt" nullnivå på dybdeaksen i forhold til kurver ved lavere verdier av GLR, noe som tyder på at en får en større økning i friksjonstrykk, pf, enn reduksjon i hydrostatisk trykk, pPE, om en øker GLR ut over 2400 scf/stb ved denne produksjonsraten for gitt produksjonsrørdimensjon. Vi går derfor ut fra at GLR = 2400 scf/stb gir det optimale løftet og finner nullnivå for brønn på venstre y-akse (dybdeaksen) ved å gå vertikalt ned fra pwh = 1500 psia på øvre x-akse til skjæring med GLR = 2400 kurven, deretter horisontalt ut mot venstre til skjæring med dybde aksen. Deretter går vi 10 000 fot ned på dybdeaksen (vi angir da brønnens dybdenivå) og deretter horisontalt ut mot høyre til vi finner ny skjæring med GLR = 2400 kurven ved bunn av brønn. Deretter går vi vertikalt opp til skjæring med trykk aksen og avleser brønntrykket til pwf = 2760 psia.
4. Vi har nå GLR1 = 800 uten løft og GLR2 = GLRlimit = 2400 scf/stb ved maksimal løfteffekt. Behovet for injeksjonsgass finner vi da fra: . Løser denne og får: qg = (2400-800)x600 scf/d = 9.6x105 scf/d.
5. Fra tabellen under spørsmål d) så vi at pwf = 4001 psia ved qo = 600 stb/d uten løft. Med brønnhodetrykk pwh = 1500 psia finner vi da at summen friksjonstap og hydrostatisk trykk er p1 = 4001 – 1500 = 2501 psi. Fra forholdene ved løft og GLR = 2400 ser vi at det totale trykktapet har falt til p2 = 2760 – 1500 = 1260 psi. Om vi antar at friksjonstapet kun er funksjon av hastighet og uavhengig av GLR vil differensen mellom p1 og p2 gi oss reduksjon i hydrostatisk trykk fra gassløftet. Reduksjon i hydrostatisk trykk ved gassløft til GLR = 2400 ved pwh = 1500 psia blir da: p = p1 – p2 = 2501 – 1260 psi = 1241 psi. Dersom vi reduserer brønnhodetrykket med 750 psi til pwh = 750 psia (jfr. spørsmål n2 nedenfor) reduseres brønntrykket tilsvarende. De nye TPR verdiene er angitt i tabellen på neste side.
6. Bruker Bureau of Mines ligningen og legger den inn i Excel eller Matlab og beregner IPR kurve ved reservoartrykk pe3 = 3100 og pe4 = 2400 psia og ved et sett med brønntrykk fra pwf = pe3 samt pwf = pe4 og lavere. Tegn så inn IPR-kurver og TPR-kurver inn i diagram sammen med opprinnelig TPR1500 uten løfr og IPR ved pe = 4289 psia (nedre reservoartrykk ved maksimal produksjon uten løft). Figuren under viser de etterspurte kurvene. Beregningsprogram for IPR fra Bureau of Mines ligningen er vedlagt i løsningsmappa på ItsLearning sammen med løsningsforslaget. Data fra beregninger er gitt i tabellene under). Data IPR-kurve ved Data IPR-kurve ved pe2 = 3100 psia pe2 = 2400 psia   

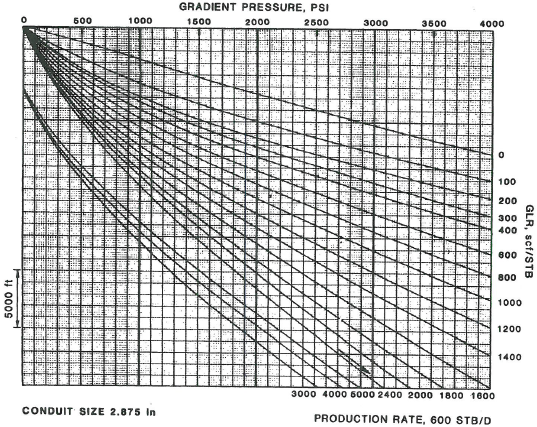
Figuren viser at beregnet TPR kurve ved pwh = 1500 ved GLR = 2400 og IPR ved pe3 = 3100 psia samt TPR kurve ved pwh = 750 ved GLR = 2400 og IPR ved pe4 = 2400 psia omtrentlig skjærer hverandre ved qo = 600 stb/d. Vi kan derfor finne de representative brønntrykkene fra verdier på TPR kurvene ved qo = 600 stb/d.  Verdier med rød skrift og merket \* inngår ikke i oppgavens spørsmål, men er beregnet via gradientkurvediagram.

1. Forlenget produksjon starter ved reservoartrykk pe2 = 4289 psia.
   1. For produksjon ned til pe3 = 3100 psia med trykkfall på 200 psi per år tar det t3 = (4289 – 3100)/200 år = 5.945 år (= 5 år, 11 måneder og 10 dager)
   2. For produksjon videre ned til pe4 = 2400 psia med trykkfall på 200 psi per år tar det i tillegg t4 = (3100 – 2400)/200 år = 3.5 år

Total levetid for brønnen kan derfor forlenges med 9.445 år. Over denne perioden får en ut 600x365x9,445 = 2 068 445 stb mer olje ekstra fra feltet.

Over de første 10.25 årene ble det produsert ved en rate på 1500 stb/d. De neste 2.35 årene sank raten jevnt fra 1500 stb/d til 600 stb/d. Om vi regner et snitt på 1050 stb/d i denne perioden ga de første 12.6 årene med produksjon (1500\*365\*10.25 + 1050\*365\*2.35) = 6 512 513 fat olje. Dvs. total mengde olje utvunnet økte med (2068445/6512513\*100) = 31.8%

1. De 4 brønnene krever til sammen en gassinjeksjonsrate på qg,injeksjon = 4\*(2400-800)\*600 scf/d = 3.84\*106 scf/d. Denne gassen går i en loop mellom brønn og prosessenhet og kompressor sammen med gassen som følger olja fra reservoaret. Kompressoren må ta seg av denne gassen i tillegg til injeksjonsgassen og sende den til eksport gjennom en gassrørledning. Mengden gass som produseres og sendes til eksport fra de 4 brønnene er qg,eksport = 4\*800\*600 scf/d = 1.92\*106 scf/d. Til sammen må kompressoren kunne behandle en gassmengde tilsvarende qg,tot = qg,injeksjon + qg,eksport = (3.84 + 1.92) \*106 scf/d = 5.76\*106 scf/d. Benytter ligningen:  for å beregne kraftbehovet. Finner da . Siden eksisterende kompressor er på 500 hk er dette tilstrekkelig til å betjene gassløftet med god margin. Denne kompressoren på 500 hk holder ned til et innløpstrykk rundt minimum 500 psia. Om innløpstrykket ble lavere må kompressoren skiftes mot en kraftigere. Gassløftet krever kanskje høyere trykk enn opprinnelig designtrykk for den gassen som skipes ut via transportrørledningen. Hvis det er tilfelle, må kanskje eksportgassens trykk reduseres ved innløp til eksportledning.
2. Verdien av den ekstra oljen som kan hentes ut ved gassløft og brønnhodetrykk på 1500 psia er: 600\*365\*5.945\*4\*100 US$ = 520 782 000 US$ = 3 072 613 800 NOK dvs. litt over 3 milliarder NOK.
3. Ekstraverdien av den ekstra oljen som hentes ut ved gassløft og senkning av brønnhodetrykket til 750 psia er, med usikker oljepris, antatt å være: 600\*365\*3.5\*4\*60 US$ = 183 960 000 US$ = 1 085 364 000 NOK. Dette gir en inntjening over 3.5 år som er i god stand til å betjene avskriving av investeringskostnader (350 mill NOK) samt å gi et overskudd som forhåpentlig dekker mer enn de løpende driftskostnadene (oljeproduksjon offshore koster).



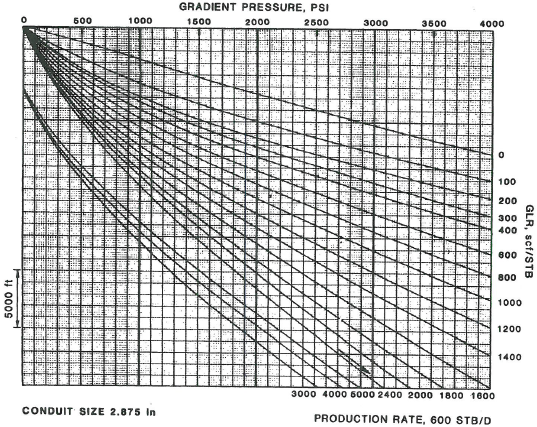
**P = PGOR=800 – P GOR=2400**

**P = 2501 -1260 psi**

**P = 1241 psi**

**P = 1260 psia**

**2760**



**Pwf = Pwf,pwh=1500 – Pwf,pwh=750**

**Pwf = 2760 -1860 psi**

**Pwf = 900 psi**

**1860**

**P = 1110 psia**