



DATO: 27. MAI 1998

EKSAMEN I: TE 195 Reservoarteknikk 1

VARIGHET: kl 09.00 – 14.00

TILLATTE HJELPEMIDLER: Kalkulator

OPPGAVESETTET BESTÅR AV: 7 sider

MERKNADER: Ingen

Oppgave 1

a) Kapillartrykket er generelt gitt ved

$$p_c = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right). \dots \dots \dots (1)$$

Forklar med ord hva størrelsene p_c , σ , R_1 og R_2 står for og forklar hvorfor kapillartrykket vanligvis er en funksjon av metningen.

b) Vis at for et rett rør med radius r så kan ligning (1) skrives som

$$p_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}, \dots \dots \dots (2)$$

hvor θ er kontaktvinkelen.

c) Forklar hva som menes med *fuktpreferanse* og angi hvordan den kan kvantifiseres.

d) Gitt Darcy's lov på formen

$$u = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx}. \dots \dots \dots (3)$$

Forklar hva Darcy-hastigheten u står for. For strøm i rør gjelder Poiseuille's ligning,

$$v = -\frac{d^2}{32\mu} \frac{dp}{dx}. \dots \dots \dots (4)$$

Forklar hva hastigheten v står for og vis at ved å sammenholde ligningene (3) og (4) finner en at k/ϕ kan erstattes med $r^2/8$, dersom porekanalene kan antas å bestå av like, rette rør.

e) Vis at J -funksjonen

$$J(S) = \frac{p_c(S)}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\phi}}, \quad \dots \dots \dots (5)$$

hvor S er metningen, kan være et godt forslag til et dimensjonsløst kapillartrykk som kan brukes for flere fluidpar og fuktpreferanser i samme bergartstype, selv om permeabiliteten og porøsiteten også skulle variere. Kommenter hvilke enheter som kan brukes på størrelsene i uttrykket for J .

f) Forklar hva som menes med *det frie vannivå* mellom vann og olje. Vil dette nivået ha konstant dybde over hele reservoarets utstrekning selv om lagdelingen og bergartstypen varierer?

g) Vis at kapillartrykket i en høyde h over det frie vannivå er gitt ved $p_c = \Delta\rho gh$, hvor $\Delta\rho$ er tetthetsforskjellen.

h) I tabell 1 er gitt en J -funksjon for primær drenering fra et homogent reservoar med en vannsone, oljesone og en gasskappe. I tabell 2 er gitt egenskaper til reservoaret samt andre opplysninger.

Estimer gass-, vann- og oljemetningen 21 meter over det frie vannivå dersom det frie oljenivå (for gass-olje) er 20 meter over det frie vannivå.

Tabell 1: J -funksjonen for et reservoar

S	$J(S)$
1.000	0.00
0.950	0.22
0.900	0.31
0.750	0.55
0.600	1.02
0.450	1.66
0.300	2.84
0.250	3.80
0.235	4.23
0.235	5.29

i) Forklar om samme J -funksjon som i tabell 1 kan brukes til å anslå metningsprofilen som funksjon av høyden etter at det frie vannivå har steget som følge av produksjon fra oljesonen.

Tabell 2: Egenskaper til reservoaret og andre opplysninger

porøsitet	$\phi = 0.20$
permeabilitet	$k = 200 \text{ md}$
overflatespenning vann-olje	$\sigma_{wo} = 30 \text{ dyn/cm}$
kontaktvinkel vann-olje	$\theta_{wo} = 35^\circ$
overflatespenning gass-olje	$\sigma_{go} = 5 \text{ dyn/cm}$
kontaktvinkel gass-olje	$\theta_{go} = 10^\circ$
tetthet av olje	$\rho_o = 850 \text{ kg/m}^3$
tetthet av gass	$\rho_g = 120 \text{ kg/m}^3$
tetthet av vann	$\rho_w = 1050 \text{ kg/m}^3$
tyngdens akselerasjon	$g = 980 \text{ cm s}^{-2}$
1 cp tilsvarer	$10^{-3} \text{ Pa}\cdot\text{s}$
1 dyn tilsvarer	1 g cm s^{-2}
1 mD tilsvarer	$9.869 \cdot 10^{-16} \text{ m}^2$

Oppgave 2

Innledning—Om Ekofisk

Ekofisk feltet ble satt i produksjon i mai 1974. Det er et umettet oljereservoar av typen kritt. Drivmekanismen ble først antatt å være vanlig trykkavlastning kombinert med reinjeksjon av overskuddsgass. Et pilotprosjekt for vanninjeksjon startet i 1984 og ledet siden til flere fullskala faser av vanninjeksjon.

I 1984 ble det oppdaget en innsynking av havbunnen i størrelsesorden 10 ft, 3 km over reservoaret. Siden har havbunnen stadig sunket og ført til at trykket i reservoaret er blitt holdt oppe. Det er et godt eksempel på et meget effektivt kompakteringsdriv.

Ekofisk reservoardata er gitt i tabell 3 og utdrag av PVT-data i tabell 4. Oljen karakteriseres som en lett olje. Idet reservoartrykket passerer gjennom kokepunktstrykket utvikles det fri gass i reservoaret. For tyngre oljetyper vil denne gassen ikke felle ut noe væske når den blir tatt til overflaten. For lette oljer derimot, vil reservoargassen ha olje oppløst i seg. Oljen felles ut som væske når gassen tas til overflaten. Den utfelte oljen kalles ofte kondensat. Produsert volum olje, N'_p , slik det måles på overflaten, består altså av olje fra oljefasen i reservoaret, N_p , og av kondensat fra gassfasen i reservoaret.

Den vanlige materialbalanseligningen for et oljereservoar uten kondensatutfelling fra gassen er gjengitt nedenfor, med følgende to modifiseringer: (1) gassinjeksjon er inkludert og (2) kompressibilitetsleddet for væske (olje og vann) og

bergart er beholdt siden dette er av betydning for Ekofisk:

$$F = N(E_o + E_{fw}) + G_i B_{gI}, \quad \dots \dots \dots (6)$$

med

$$F = N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] \quad (\text{rb}),$$

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g \quad (\text{rb/stb}),$$

$$E_{fw} = B_{oi} \frac{(c_w S_{wc} + c_f)}{1 - S_{wc}} \Delta p \quad (\text{rb/stb}).$$

Tabell 3: Reservoardata for Ekofisk

STOIIP	3000 MMstb (M: 1000)
p_i	7120 psia
p_b	6300 psia
B_{oi}	1.990 rb/stb
R_{si}	1550 scf/stb
ϕ	0.32
S_{wc}	0.25
c_w	3.5×10^{-6} /psi
h	230 ft, midlere formasjonshøyde

Tabell 4: Utdrag av PVT-data for Ekofisk

År	Trykk (psia)	B_o (rb/stb)	R_s (scf/stb)	B_g (rb/scf)	B_{gI} (rb/scf)	r_s (stb/MMscf)
0	7120(p_i)	1.990	1550			
6	6300(p_b)	2.030	1550		0.00065	100
7	6175	2.000	1450	0.00061	0.00066	98
14	4150	1.470	640	0.00081	0.00088	30
15	4000	1.455	610	0.00083	0.00090	28

B_{gI} : Volumfaktor for injeksjonsgass

r_s : olje (kondensat) fra gass frigjort i reservoaret; (M: 1000)

Tabell 5: Utdrag av produksjons- og injeksjonsdata for Ekofisk

År	q'_o (stb/d)	N'_p (MMstb)	G_p (MMscf)	R'_p (scf/stb)	Q_{inj} (MMscf/d)	G_i (MMscf)
14	82301	531.852	1869561	3515	109	642170
15	64759	555.489	2076158	3738	150	696865

q'_o : Oljerate, inkludert kondensat
 N'_p : Volum olje produsert, inkludert kondensat (M: 1000)
 R'_p : G_p/N'_p

Spørsmål

- a) Forklar hvorfor N'_p er lik N_p i de første produksjonsårene.
- b) Forklar at den totale oljerate q'_o (olje fra oljefase og kondensat fra gassfase) kan justeres for kondensatbidraget med ligningen,

$$q_o = q'_o - (q'_o R' - q_o R_s) r_s, \quad \dots \dots \dots (7)$$

hvor

- q_o : oljerate kun fra oljefasen i reservoaret (stb/d)
- q'_o : samlet oljerate fra både olje- og gassfasen i reservoaret (stb/d)
- R' : total, målt GOR; gassrate delt på q'_o (scf/stb)
- R_s : oppløst gass-olje forhold, (scf/stb), (gass i oljefasen)
- r_s : oppløst olje-gass forhold, (stb/scf), (kondensat i gassfasen)

- c) Total oljeproduksjon etter 15 år, $N'_p = 555.489$ MMstb, tabell 5, justert for kondensatet fra gassen som forklart under spm. c), blir til $N_p = 489.895$ MMstb. Med denne verdien kan uttrykket for F i ligning 6 beregnes som for et reservoar uten kondensatutfelling fra gassen.

Bruk dette til å beregne c_f etter 15 års produksjon. Størrelsen c_f kalles av historiske grunner for formasjonskompressibiliteten. Et mer dekkende navn er porevolumskompressibilitet.

- d) Anta at Ekofisk-feltet blir klemt sammen uniaksialt slik at kun høyden h av reservoaret reduseres under produksjon. Anta også at bergarten fra toppen av reservoaret og opp til havbunnen ikke endrer form slik at sammenklemmingen Δh av reservoaret blir lik innsynkingen av havbunnen.

Anta videre at sammenpressingen av selve bergarten (det faste stoffet) er neglisjerbar, og vis at formasjonskompressibiliteten c_f , som altså er identisk med porevolumskompressibiliteten, er gitt ved

$$c_f = \frac{1}{\phi} \frac{\Delta h}{h} \frac{1}{\Delta p}, \quad \dots \dots \dots (8)$$

og estimer innsynkingen av havbunnen etter 15 års produksjon.

Oppgave 3

Den klassiske linjekildeløsningen for en vertikal brønn i et uendelig reservoar er gitt ved

$$p_D = \frac{1}{2} \text{ei}\left(\frac{1}{4t_D}\right) + S, \quad \dots \dots \dots (9)$$

hvor S er skinfaktoren og dimensjonsløst trykk p_D og tid t_D er gitt i følgende tabell, for to sett av enheter

	Darcy enheter	;	Praktiske enheter
p_D	$= \frac{2\pi kh}{q\mu} (p_i - p_w)$;	$\frac{1}{141.2} \frac{kh}{Q\mu B} (p_i - p_w)$
t_D	$= \frac{kt}{\phi\mu cr_w^2}$;	$0.000264 \frac{kt}{\phi\mu cr_w^2}$
Praktiske enheter: ft, timer, stb/d, psia, cp og mD			

Dersom $x < 0.01$ så kan vi bruke logaritmetilnærmelsen av eksponensialintegralet, $\text{ei}(x) \approx -\ln(\gamma x)$ hvor $\gamma = 1.781$.

a) Utled følgende trykløsning for en trykkoppbyggingstest,

$$p_{ws} = p_i - 162.6 \frac{Q\mu B}{kh} \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right), \quad \dots \dots \dots (10)$$

hvor p_{ws} er avstengingstrykket og t_p er produksjonstiden før avstenging.

b) Utled følgende uttrykk for skinfaktoren for samme type test,

$$S = 1.151 \left[\frac{p_{1HR} - p_{wf,s}}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu cr_w^2}\right) + 3.23 \right], \quad \dots \dots (11)$$

hvor p_{1HR} er trykket 1 time etter avstenging, fra den rette linjen i Horner-plottet; $p_{wf,s}$ er trykket i brønnen rett før avstenging og $m = 162.6Q\mu B/kh$.

c) En undersøkelsesbrønn ble testet ved at det ble produsert ialt 810 stb olje med en sluttrate på 1870 stb/d. Under produksjonsperioden sank trykket kontinuerlig med tiden og raten ble stengt av nede i hullet slik at borhullseffekten ble eliminert. Reservoardata er gitt i tabell 6 og trykkoppbyggingsdata i tabell 7.

Tabell 6: Reservoardata

$p_i=7245$ psia	;	$c_w=3.0 \times 10^{-6}$ /psi
$p_{wf,s}=5500$ psia	;	$c_f=6.0 \times 10^{-6}$ /psi
$h=25$ ft	;	$S_{wc}=0.28$
$r_w=0.354$ ft	;	$\mu_o=0.226$ cp
$\phi=0.22$;	$B_{oi}=1.740$ rb/stb
$c_o=17.24 \times 10^{-6}$ /psi	;	

Tabell 7: Trykkoppbyggingsdata

Δt (hrs)	p_{ws} (psia)	Δt (hrs)	p_{ws} (psia)	Δt (hrs)	p_{ws} (psia)	Δt (hrs)	p_{ws} (psia)
0.10	6640	0.13	6749	0.17	6796	0.20	6815
0.25	6839	0.30	6859	0.35	6875	0.40	6890
0.50	6913	0.70	6947	0.90	6972	1.00	6982
1.30	7008	1.60	7028	1.90	7044	2.20	7057
2.50	7068	3.00	7084	3.50	7096	4.00	7107
4.50	7116	5.00	7123	6.00	7136	7.00	7147
8.00	7155	9.00	7162	10.0	7168		

Beregn permeabilitet og skinfaktor fra testen.