

NORGES TEKNISK-NATURVITENSKAPLIGE UNIVERSITET
INSTITUTT FOR PETROLEUMSTEKNOLOGI OG ANVENT GEOFYSIKK

Faglig kontakt under eksamen:

Navn: Curtis Whitson

Tlf.: 9132 9691

Sensur foreligger i uke x, 2008.

**EKSAMEN I FAG
TPG4145 RESERVOARFLUIDER**

Mandag 17. Desember 2007

Tid: 0900 – 1300

Hjelpemidler:

C:

KUN (1) SPE *Phase Behavior* monograph volume 20 i original bokform; håndskrevende notater skrevet inni den originale boken er tillatt. (2) Prosjektarbeidet, maksimum seks (6) enkle sider.

Generell Beskrivelse

Oppgave 1: Beregn alle manglende tall i Tabell 1 (indikert med xxx).

Oppgave 2: Ved å benytte resultatene fra oppgave 1 og Tabell 2, svar på følgende:

- Trykk ved 900 m under havoverflaten.
- Trykk ved 1220 m under havoverflaten (WOC).
- Initialt overflategassvolum i reservoarets gassone, IGIP(RG).
- Initialt overflateoljevolum ("kondensat") i reservoarets gassone, IOIP(RG).
- Initialt overflategassvolum i reservoarets oljesone, IGIP(RO).
- Initialt overflateoljevolum i reservoarets oljesone, IOIP(RO).

Hvis man antar en idealisert overflateprosess, hvor "overflategass" er C1 og "overflateolje" er (n-C5 + n-C10), beregn og sammenlign med Tabell 2:

- Initial løsnings OGR (r_s) i reservoarets gassone.
- Initial gass formasjons-volumfaktor (B_{gd}) i reservoarets gassone.

Oppgave 3: Basert på informasjonen i Tabell 3, beregn følgende *ved slutten av platåperioden* for to minimums strømmende brønnehodetrykk (P_t), 100 og 500 psia:

- Minimum antall brønner som trengs for å produsere *Feltets platågassrate*.
- Utvinningsgrad for gass (RF).
- Gjennomsnittlig reservoartrykk.
- Strømmende brønnehodetrykk (P_t)

TABELL 1 – Oppgave 1&2 – Gass-olje reservoar.

Komponent	Molekylær Vekt	Væske Spesifikk Tetthet
C1	16.04	
N-C5	72.15	0.6375
N-C10	142.28	0.7329

To faser ved Temperatur = 100 C, Trykk = 100 bar:

Molare Mengder:				
Komponent	Totalt	Væske	Damp	K-Verdi
C1	0.00000	0.00000	0.94748	x.xxE+xx
N-C5	0.20000	0.25350	0.04759	x.xxE+xx
N-C10	0.00000	0.40359	0.00000	x.xxE+xx
Mol:	1.00000	x.00000	x.00000	
Mol. Vekt:	65.137	81.216	xx.000	
Z-Faktor:		0.4645	0.9261	
Tetthet (g/cc):		x.0000	x.0000	

TABELL 2 – Oppgave 1&2 – Gass-olje reservoar.

Initialt reservoartrykk (bara) ved gass-olje kontakt	100
Initial reservoarstemperatur (°C)	100
Gass-olje kontakt (m under havoverflate)	1000
Vann-olje kontakt (m under havoverflate)	1200
Topp reservoarets gassone (m under havoverflate)	900
Bunn vannsone (m under havoverflate)	1300
Hydrokarbon porevolum, reservoargass (m ³)	1E8
Hydrokarbon porevolum, reservoarolje (m ³)	1E8
Initial løsnings OGR (r _s) i reservoarets gassone (Sm ³ /Sm ³)	3.6173E-5
Initial løsnings GOR (R _s) i reservoarets oljesone (Sm ³ /Sm ³)	94.3
Initial gass formasjons-volumfaktor (B _{gd}) i reservoarets gassone (m ³ /Sm ³)	81.85
Initial olje formasjons-volumfaktor (B _o) i reservoarets oljesone (m ³ /Sm ³)	1.434

TABELL 3 – Oppgave 3 – Tørr-gass reservoar.

Anta ideell gasslov og rett-linje materialballanse ($M=c_w=c_f=0$)

Initialt reservoartrykk (psia)	1500
Initial tilstedeværende gass (scf)	1E12
Feltets platågassrate (MMscf/D = 10 ⁶ scf/day)	137
Platåperiode (år)	10
Statisk gasskolonne tyngdekraftfaktor ($p_{\text{reservoir}}/p_{\text{surface}}$)	1.1
Brønnhode mottrykksligning* konstant C	400
Brønnhode mottrykksligning* eksponent n	0.8

* $q_g = C(p_c^2 - p_t^2)^n$ med p(psia), q_g (scf/D)