



NTNU – Trondheim
Norwegian University of
Science and Technology

Department of Geoscience and Petroleum

Examination paper for TPG4145 Reservoir Fluids and Flow

Academic contact during examination: Curtis Hays Whitson

Phone: 9132 9691

Examination date: May 23, 2017

Examination time (from-to): 9-13

Permitted examination support material: Phase Behavior book and a specific basic calculator

Other information: Anything can be written in the Phase Behavior book, but the actual book itself only is allowed, not a printed copy of the book.

Language: English

Number of printed pages (front page excluded): 6

Number of pages attachments:

Informasjon om trykking av eksamensoppgave

Originalen er:

1-sidig 2-sidig

sort/hvit farger

Checked by:

Date

Signature

Institutt for geovitenskap og petroleum

Eksamensoppgave i TPG4145 Reservoarfluider og strømning

Faglig kontakt under eksamen: Curtis Hays Whitson

Tlf.: 9132 9691

Eksamensdato: 23. mai 2017

Eksamenstid (fra-til): 9-13

Hjelpemiddelkode/Tillatte hjelpemidler: Phase Behavior bok og bestemt, enkel kalkulator

Annen informasjon:

Kun Phase Behavior i bok format (ikke utskrevet utgave), uten begrensinger for studentens egne notater.

Målform/språk: Bokmål

Antall skrevne sider (uten forside): 6

Antall sider vedlegg:

Kontrollert av:

Dato

Sign

Informasjon om trykking av eksamensoppgave

Originalen er:

1-sidig 2-sidig x

sort/hvit farger

Problem 1.

A reservoir is initially saturated with a gas cap and an underlying oil. Initial reservoir pressure is 275 bara at the gas-oil contact (GOC). The top of the reservoir structure is 200 m above the GOC, and an underlying water-oil contact (WOC) is 500 m below the GOC.

Figs. 1 and 2 give black-oil PVT properties of oil- and gas phases for this reservoir. Answer the following problems and questions, assuming the surface oil gravity is 35°API and the surface gas gravity is 0.7 (for both reservoir gas and reservoir oil). Reservoir temperature is 100°C.

- a) Convert surface gas specific gravity and surface oil specific gravity to surface densities in kg/m^3 .
- b) Find the oil FVF (B_o) and solution GOR (R_s) of the GOC oil, and the dry gas FVF (B_{gd}) and solution oil-gas ratio (r_s) of the GOC gas.
- c) Calculate reservoir gas and reservoir oil densities at the GOC, in kg/m^3 .
- d) Calculate the oil pressure at the WOC, and the gas pressure at the top of the structure, assuming that phase density does vary with depth.
- e) Find the oil FVF at the WOC assuming a constant solution GOR (and constant bubblepoint pressure) throughout the oil column.
- f) Compute the initial surface products in place in the reservoir gas cap (G_g and N_g) and in the reservoir oil zone (G_o and N_o), also the total IGIP (G_g+G_o) and total IOIP (N_g+N_o). Assume hydrocarbon pore volume of the gas cap $\text{HCPV}_g=10^8 \text{ m}^3$ and $\text{HCPV}_o=2.5 \cdot 10^8 \text{ m}^3$ in the oil zone.
- g) Compute the molecular weights of surface gas (from specific gravity) and surface oil (from Cragoe correlation).
- h) Calculate the gas Z-factor at GOC conditions in (only) one of two ways: from the gas-phase black-oil PVT properties found in (b), or using the Standing-Katz Z-factor chart with pseudocritical properties estimated from reservoir gas specific gravity (calculated from surface gravities and r_s).
- i) If a sample was collected from the oil zone and a differential liberation study (DLE) conducted, would the differential $B_{ob,d}$ value be greater or less than the separator test B_{ob} value (e.g. B_{ob} from the black-oil PVT figure)? Explain your answer.
- j) What two reasons explain why the oil viscosity increases at pressures below the initial bubblepoint? What one reason explains why the oil viscosity increases at pressures above the initial bubblepoint? See Fig. 1.
- k) Plot the term $1/u_g B_{gd}$ versus pressure for pressures 275, 200, and 100 bara. Draw two straight lines, extrapolating to zero pressure, giving a reasonable approximation through these three points.

l) Assuming uniform gas composition (y_i) throughout the gas cap and uniform oil composition (x_i) throughout the oil zone, where $i=\{\text{surface gas}(\hat{g}), \text{surface oil}(\hat{o})\}$, computing:

- moles of surface gas component in the gas cap ($n_{\hat{g}g}$), moles of surface gas component in the oil zone ($n_{\hat{g}o}$), moles of surface oil component and in the gas cap ($n_{\hat{o}g}$), and moles of surface oil component and in the oil zone ($n_{\hat{o}o}$);
- gas cap molar composition y_i and oil zone composition x_i ;
- K-values $K_{\hat{g}}$ and $K_{\hat{o}}$ at the GOC;
- total reservoir molar composition $z_{\hat{g}}$ and $z_{\hat{o}}$.

Problem 2.

Given the two well rate equations below for reservoir flow and tubing flow, respectively,

$$q_g = C_R(p_R^2 - p_{wf}^2) \dots\dots\dots(1)$$

$$q_g = C_T \sqrt{p_w^2 - p_t^2} \dots\dots\dots(2)$$

- a) At what condition can one use pressure squared in the reservoir gas rate equation, and when must one use pseudopressure? Write an expression for pseudopressure and define all terms.
- b) How does the term $1/u_g B_{gd}$ relate to the term $p/u_g Z_g$ for a dry gas well?
- c) Is the first equation derived from Darcy equation or Forchheimer equation if C_R is a constant?
- d) What are the two physical components of pressure drop included in the second equation?
- e) If static gas column term $e^S=1.3$, reservoir rate constant $C_R=10^{-3}$ (Mscf/D)/psia², tubing rate constant $C_T=4$ Mscf/psi, and $p_R=1200$ psia: compute the gas rate q_g for $p_t=200$ psia; then compute the flowing tubing pressure p_t if gas rate $q_g=200$ Mscf/D.
- f) Make the same calculations in (e) if C_R and C_T change due to doubling the tubing inner diameter and doubling the well kh. If you don't have time to complete the calculations, state at least what changes are required to C_R and C_T to make the calculations.

Problem 1.

Et reservoir er initielt mettet med en gassone og en underliggende oljesone. Initielt reservoirtrykk er 275 bara ved gass-olje kontakten (GOC). Toppen av reservoaret er 200 m over GOC, og den underliggende vann-olje kontakten (WOC) er 500 m under GOC.

Figurer 1 og 2 gir black-oil PVT egenskaper til olje- og gassfasene for dette reservoaret. Svar på følgende problem og spørsmål, antatt at overflateoljens spesifikke egenvekt er 35°API og overflategassens spesifikke egenvekt er 0.7 (for både reservoargass og reservoarolje). Reservoarets temperatur er 100°C.

- a) Regn om overflategassens spesifikke egenvekt og overflateoljens spesifikke egenvekt til overflatetettheter gitt i kg/m^3 .
- b) Finn oljens FVF (B_o) og løsnings gass-olje forhold (R_s) av GOC oljen, og tørrgass FVF (B_{gd}) og løsnings olje-gass forhold (r_s) av gass.
- c) Beregn reservoargassens og reservoaroljens tettheter ved GOC, gitt i kg/m^3 .
- d) Beregn oljetrykk ved WOC, og gasstrykket ved toppen av strukturen, antatt at fasettettheter ikke varierer med dybden.
- e) Finn oljens FVF ved WOC antatt en konstant løsnings GOR (og konstant kokepunktstrykk) gjennom hele oljekolonnen.
- f) Beregn initielle tilstedeværende overflateprodukter i gassonen (G_g and N_g) og i oljesonen (G_o and N_o), også den totale IGIP (G_g+G_o) og den totale IOIP (N_g+N_o). Anta hydrokarbonporevolum i gassonen $\text{HCPV}_g=10^8 \text{ m}^3$ og $\text{HCPV}_o=2.5 \cdot 10^8 \text{ m}^3$ i oljesonen.
- g) Beregn molarmassene (molecular weights) av overflategass (fra spesifikke egenvekt) og overflateolje (fra Cragoe korrelasjonen).
- h) Beregn gassens Z-faktor ved GOC betingelser på kun en av to måter: fra gassfase black-oil PVT egenskaper funnet i (b), eller ved å bruke Standing-Katz Z-faktor chart med pseudokritiske egenskaper estimert fra reservoar gassens spesifikke egenvekt (beregnet fra overflate egenvekter og r_s).
- i) Hvis en prøve ble tatt fra oljesonen og en differential liberation study (DLE) ble utført, ville differential $B_{ob,d}$ verdien blir større eller mindre enn separatorrest B_{ob} verdien (feks B_{ob} fra black-oil PVT figuren)? Forklar ditt svar.
- j) Beskriv de to årsakene som forklarer hvorfor oljeviskositeten øker ved trykk under det initielle kokepunkt? Beskriv årsaken som forklarer hvorfor oljeviskositeten øker ved trykk over det initielle kokepunkt? Se Figur 1.
- k) Plott $1/u_g B_{gd}$ mot trykk for trykkverdiene 275, 200, and 100 bara. Tegn to lineære linjer, extrapolert til null trykk, som vil gi en god approksimasjon gjennom disse tre punktene,

l) Antatt en konstant gasskomposisjon (y_i) i hele gassonen og en konstant oljekomposisjon (x_i) i hele oljesonen, hvor $i = \{\text{overflategass}(\hat{g}), \text{overflateolje}(\hat{o})\}$, beregn:

- antall mole av overflategasskomponenten i gassonen ($n_{\hat{g}g}$), antall mole av overflategasskomponenten i oljesonen ($n_{\hat{g}o}$), antall mole av overflateoljekomponenten i gassonen ($n_{\hat{o}g}$), og antall mole av overflateoljekomponenten i oljesonen ($n_{\hat{o}o}$);
- gassonens molarkomposisjon y_i og oljesonens molarkomposisjon x_i ;
- K-verdiene $K_{\hat{g}}$ and $K_{\hat{o}}$ ved GOC;
- totale reservoar molarkomposisjoner $z_{\hat{g}}$ and $z_{\hat{o}}$.

Problem 2.

Gitt disse to brønnrateligninger for henholdsvis strømning i reservoar og strømning i produksjonsrør (tubing),

$$q_g = C_R(p_R^2 - p_{wf}^2) \dots\dots\dots(1)$$

$$q_g = C_T \sqrt{p_w^2 - p_t^2} \dots\dots\dots(2)$$

- a) Ved hvilken betingelse kan man bruke trykk-i-annen i reservoargassrateligningen, og når må man bruke pseudotrykk? Skriv et uttrykk for pseudotrykk og definere all ledd.
- b) Hvordan er uttrykket $1/u_g B_{gd}$ relatert til uttrykket $p/u_g Z_g$ for en tørrgassbrønn?
- c) Er den første ligningen utledet fra Darcy-ligningen eller Forchheimer-ligningen hvis C_R er en konstant?
- d) Hvilke to fysiske begrep resulterer i trykktapet i den andre ligningen?
- e) Hvis statisk gasskolonnetermen $e^s=1.3$, reservoarratekonstant $C_R=10^{-3} \text{ (Mscf/D)}/\text{psia}^2$, tubingratekonstant $C_T=4 \text{ Mscf}/\text{psi}$, og $p_R=1200 \text{ psia}$: beregn gassraten q_g for $p_t=200 \text{ psia}$. Beregn også strømmende tubingtrykk p_t hvis gassrate $q_g=200 \text{ Mscf/D}$.
- f) Gjør de samme beregninger i (e) hvis C_R and C_T endres ved å doble tubingens indre diameter og ved å doble brønnens kh-verdi. Hvis du ikke har tid to å gjennomføre beregningene, forklar i alle fall hvile endringer i C_R and C_T trenges for å gjøre beregningene.

Figure 1 – Oil Phase Black-Oil PVT Properties | Figur 1 – Oljefase black-oil PVT egenskaper

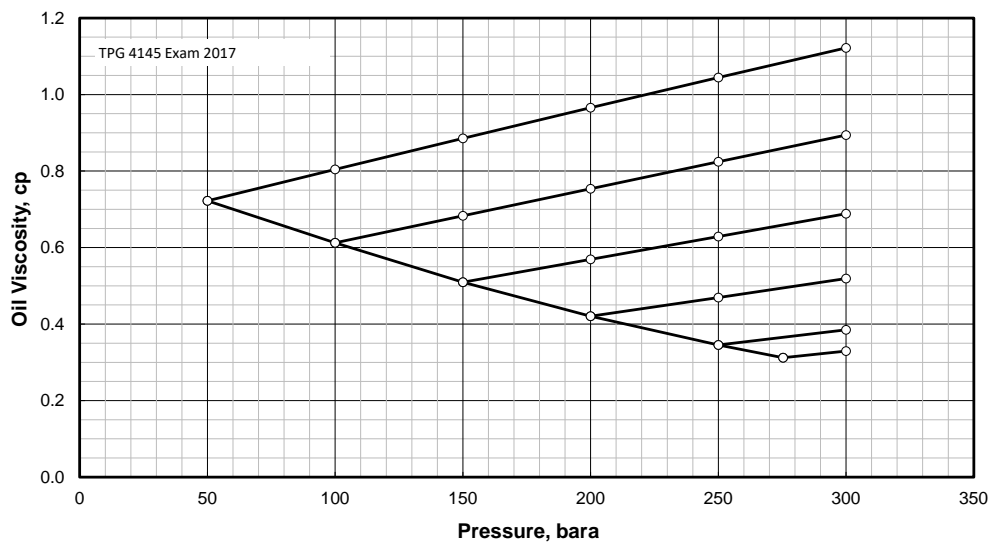
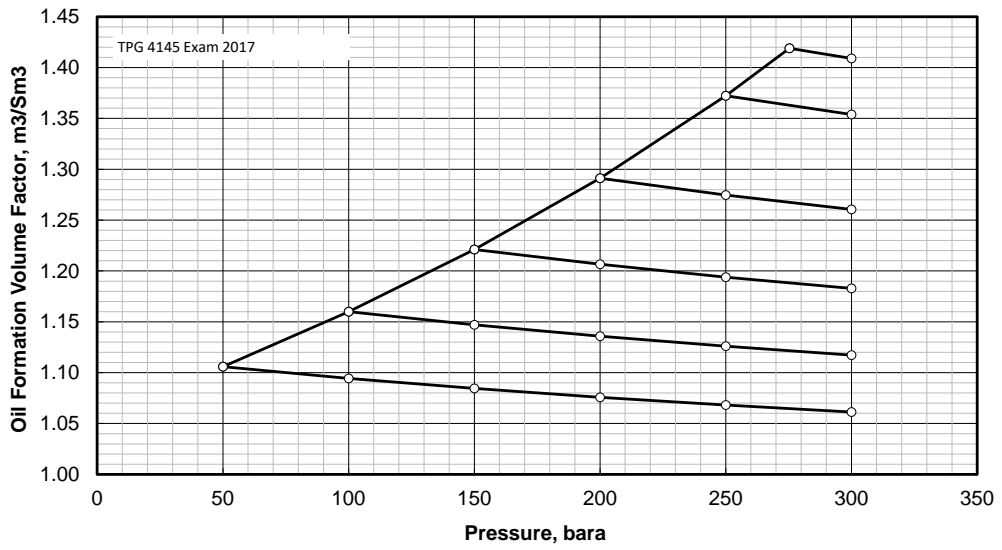
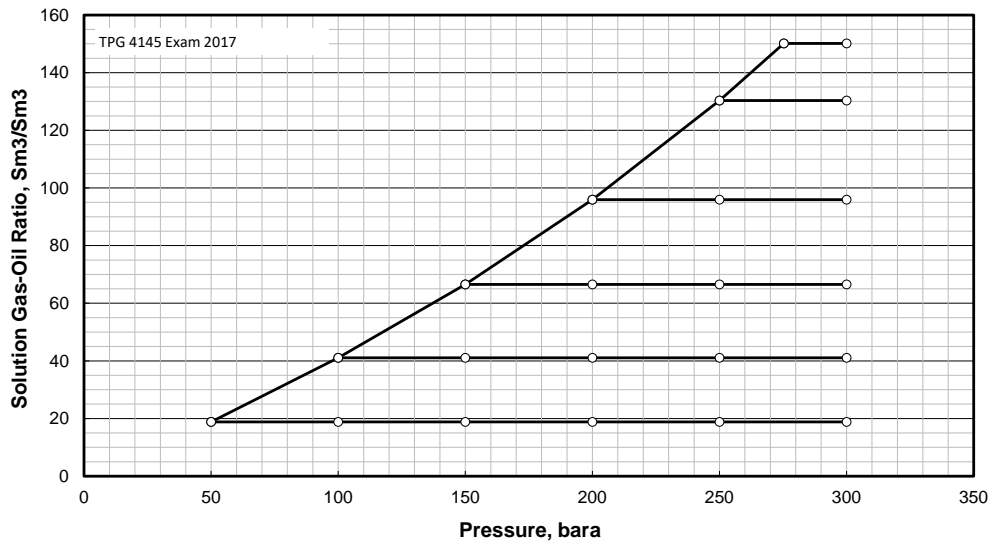


Figure 2 – Gas Phase Black-Oil PVT Properties | Figur 2 – Gassfase black-oil PVT egenskaper

