

Fakultet for teknisk – naturvitenskapelige fag

Emne: BIP 140, Reservoarteknikk

Dato: 15. Desember 2008.

Tid: 09.00-13.00

Tillatte hjelpemidler: Enkel kalkulator

Oppgavesettet består av: 8 sider inkludert 2 vedlegg

Oppgave 1 og 2 blir vektet likt med oppgave 3

Oppgave 1.

Et gass reservoar står i kontakt med en svært tynn oljesone. Gassen har retrograde egenskaper, dvs. den oppfører seg som en gass kondensat fluid.

- a.** Skisser et PT-diagram som inneholder begge reservoarfluidene, dvs. både gass og olje. Marker T_{res} og P_{res} , og gi en kort kommentar.

Produksjonen skal foregå fra gass-sonen. Reservoar data og data fra en produksjonstest gjennom en testseparator er gitt:

$$P_{res} = 503 \text{ bara}$$

$$T_{res} = 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$Z_g = 1.2822$$

$$\Phi = 0.35$$

$$S_{wr} = 0.23$$

$$\text{GOR} = 1326 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$$

$$\gamma_g = 0.745$$

$$M_{STO} = 184$$

$$\rho_{STO} = 815 \text{ kg/m}^3$$

Kjernerdata ga følgende endepunktsmetninger: $S_{or} = 0.15$ og $S_{gr} = 0.23$

PS! Alle volumetriske beregninger skal basere seg på 1000 m³ brutto reservoarvolum i gass sonen og en ser bort fra komposisjondendringer i oljesonen, dvs en antar et lukket gass reservoar.

- b.** Beregn B_o-faktoren for gassen ved T_{res} og P_{res}, (m³/Sm³). (Svar: 5.43 m³/Sm³)
c. Beregn IGIP (Sm³) og IOIP (Sm³) i gass sonen basert på produksjonstesten.

Gjenvinningsberegninger må basere seg på konstant volum avlastningsanalyse (CVD-analyse).

Constant Volume Depletion at 150 °C

Pressure Bara	Liq Vol % of V _d	%Prod Mole	Z Factor Gas
503	0.00	0.00	1.258
500	0.63	0.31	1.251
400	12.07	11.39	1.094
300	17.20	26.57	0.985
200	18.48	46.71	0.932
100	16.98	70.74	0.936
50	15.50	83.39	0.956

- d.** Antall mole gass som produseres i trykksteg *j* er gitt ved følgende formel:

$$(\Delta n)_j = \frac{(HCPV)P_j(\Delta V_g)_j}{RT_{res}(Z_g)_j V_{celle}}$$

Forklar symbolene og utled formelen.

- e.** Skisser grafisk:

- y_{C1} og y_{C10+} = f(P_{res}) (50 < P_{res} < 503 bara)
- GOR = f(P_{res}) (50 < P_{res} < 503 bara)

- f.** Beregn kumulativ produksjon av brønnstrøm som Sm³ når trykket i gassonen er 100 bara.

- g.** Vurder påliteligheten i gjenvinningsberegningene basert på CVD-analysen. Diskuter.

Oppgave 2.

Gitt et reservoar hvor en kan anvende B-L ligningen ved vannflømming.

$$v_{sw} = \frac{q_t}{\phi A} \left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_w}$$

Trykket opprettholdes ved at det injiseres like mye som det produseres.
Følgende data er gitt:

Injeksjonsrate av vann:	$Q_w = 200 \text{ Sm}^3/\text{d}$
Lengde:	$L = 1000 \text{ m}$
Tverrsnittareal:	$A = 10000 \text{ m}^2$
Porositet:	$\phi = 0.26$
Helning ("dip")	$\alpha = 13^\circ$
Initiell vannmetning:	$S_{wr} = 0.16$
Oljemetning etter vannflømming:	$S_{orw} = 0.21$
Formasjonsfaktorer:	$B_o = 1.50$ og $B_w = 1.0 \text{ m}^3/\text{Sm}^3$.
Kapillar trykk:	$P_c = 0$

Fraksjonstrømkurven for vann er plottet og gitt i Vedlegg 2 som vedlegges besvarelsen.

PS!! Alle data/tall som leses av grafisk skal noteres i besvarelsen.

a.

Ved gjennombrudd av vann i produsenten skal en beregne:

- 1 Tiden, t_{BT} (år).
- 2 Produsert olje, N_p (Sm^3)
- 3 Gjenvinnings% av produserbar olje.
- 4 Vannkuttet like etter vanngjennombrudd, WOR (Sm^3/Sm^3).

b.

Etter vanngjennombrudd vil produksjonen av vann stadig øke. Ved $\text{WOR} = 20 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$ skal en bestemme følgende:

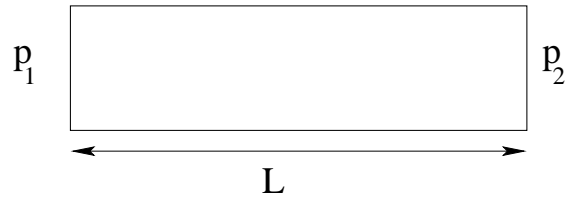
1. Produksjonstiden, t (år).
2. Produsert olje, N_p (Sm^3).
3. Gjenvinnings% av produserbar olje.

c.

Etter 45 år avsluttes produksjonen. Bestem følgende:

1. Vannkuttet, WOR (Sm^3/Sm^3)
2. Produsert mengde olje, N_p (Sm^3)
3. Total gjenvinnings% og gjenvinnings% av produserbar olje.

Oppgave 3:

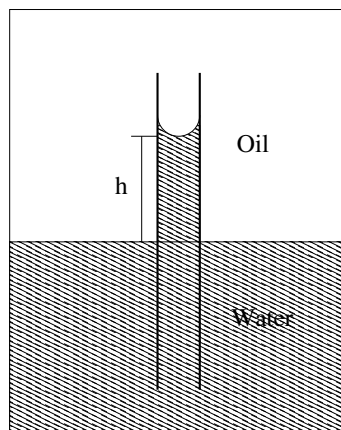


- Skriv ned Darcy's lov for en-dimensjonal *horisontal* strøm av en fase i et homogent, porøst medium med konstant tverrsnitt (se figur over). Definer størrelsene som inngår. Hva er enhetene til størrelsene som inngår i Darcy's lov?
- Anta at vi pumper vann gjennom mediet (vist i figur over) med *konstant* rate q . Anta også at mediet er sylindrisk. Hva skjer med trykkfallet $p_1 - p_2$ når:
 - lengden av mediet dobles
 - tverrsnittet av mediet halveres
 - vesken byttes fra vann til råolje som har en viskositet som er dobbelt så stor som vann
 - radiusen til pluggen halveres
 - permeabiliteten til pluggen blir tre ganger så stor
- Forklar kort hvordan man kan avgjøre om en overflate er vannfuktet eller oljefuktet. Hvordan kan man se ut i fra en kapillærtrykkskurve om det porøse mediet er oljefuktet eller vannfuktet?
- Ta utgangspunkt i Young Laplace lov:

$$p_c = p_o - p_w = \sigma_{ow} \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right).$$

Vis at for et kapillærrør med radius r , kontaktvinkel θ kan man utlede følgende uttrykk for høyden av vannsøylen inne i røret (se figur 1) :

$$h = \frac{2 \sigma \cos \theta}{(\rho_w - \rho_o) g r}.$$



Figur 1: Kapillærrør nedsenket i vann, med olje over

- Vi skal se nærmere på J -funksjonen, som er definert:

$$J(S_w) = \frac{\sqrt{K/\phi}}{\sigma \cos \theta} p_c(S_w).$$

I det følgende setter vi $\cos \theta = 1$. Anta at vi har en porøs bergart som varierer i permeabilitet, innenfor samme litologi. Vi deler denne variasjonen grovt inn i to grupper; gruppe 1 med permeabilitet 200 mD (lavpermeabel) og gruppe 2 med permeabilitet 500 mD (høypermeabel). For enkelhetsskyld kan du anta at de to gruppene har samme porøsitet. Disse to gruppene kan beskrives med samme J-funksjon, avgjør om følgende utsagn er sanne eller usanne:

- i) $J(S_w)$ (gruppe 1) = $J(S_w)$ (gruppe 2)
- ii) $p_c(S_w)$ (gruppe 1) > $p_c(S_w)$ (gruppe 2)
- iii) Residuell vannmetning er større for den lavpermeable gruppen
- iv) Terskeltrykk er lavere for høypermeabel stein
- v) For en gitt høyde over fritt vann nivå er vannmetningen den samme i de to gruppene

J-funksjonen for de to gruppene er gitt i Tabell 1. Bruk at $\theta = 0$, $\sigma_{ow} = 30$ mN/m, $\phi = 0.30$, $\rho_w = 1050$ kg/m³, $\rho_o = 850$ kg/m³.

- f) Bruk Tabell 1, til å finne metning som funksjon av høyden over fritt vann nivå ($p_o = p_w$) for lavpermeabel og høypermeabel stein. Dvs. lag en tabell med en kolumne for metning og tilsvarende kolonner med høyde over fritt vann nivå for lav- og høypermeabel stein. (Du kan bruke at $1D \simeq 1(\mu m)^2$)

Tabell 1: J funksjon

S_w	$J(S_w)$
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

Vi skal nå se nærmere på et oljereservoar. Vi definer følgende volumer:

Reservoir		Surface
ΔV_g^R	→	$\Delta V_{g,g}^S + \Delta V_{o,g}^S$
ΔV_o^R	→	$\Delta V_{o,o}^S + \Delta V_{g,o}^S$

På venstre side er det reservoarvolum av gass (ΔV_g^R) og olje (ΔV_o^R). Når en volumenhet av olje blir tatt til overflatebetingelser blir det produsert et volum olje ($\Delta V_{o,o}^S$) og et volum gass som var oppløst i oljen ($\Delta V_{g,o}^S$). Tilsvarende for gassfasen. Vi ser vekk i fra oppløst olje i gass, dvs. $\Delta V_{o,g}^S = 0$.

- g) Definer volumfaktorene B_o , B_g , oppløst gass-olje forhold R_s og totalt produsert gass olje forholdet R_p . Vis at hvis trykket er større enn boblepunktstrykket så er $R_p = R_s$.

Likningene for materialbalanse er gitt som:

$$F = N(E_o + m E_g + E_c) + W_e B_w. \quad (1)$$

Symbolene i likningen over er definert:

$$\begin{aligned}
 F &= N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] + W_p B_w \\
 E_o &= (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g \\
 E_g &= B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \\
 E_c &= B_{oi} (1 + m) \left(\frac{c_w S_w + c_p}{1 - S_w} \right) \Delta p.
 \end{aligned} \quad (2)$$

Tabell 2: Felt PVT data

Trykk (psia)	B_o rb/stb	R_s scf/stb	B_g rb/scf
4000	1.2417	510	
3500	1.2480	510	
3330	1.2511	510	
3000	1.2222	450	0.00087
2700	1.2022	401	0.00096
2400	1.1822	352	0.00119
2100	1.1633	304	0.00137
1800	1.1450	257	0.00161
1500	1.1287	214	0.00196
1200	1.1115	167	0.00249
900	1.0940	122	0.00339
600	1.0763	78	0.00519
300	1.0583	35	0.01066

Vi skal se på et reservoar der hoveddrivmekanismen er ekspansjon av olje og oppløst gass i olje. Vi neglisjerer innstrømning av vann i reservoaret og produksjon av vann. Anta at kompressibiliteten til formasjonen er $c_p = 8.6 \cdot 10^{-6}/\text{psi}$, kompressibiliteten til vann er $c_w = 3.0 \cdot 10^{-6}/\text{psi}$, $S_w = 0.20$ og at opprinnelig trykk i reservoaret var $p = p_i = 4000$ psi. Andre PVT data er gitt i Tabell 2.

- h) Anta at under produksjon så synker trykket ned til boblepunktstrykket $p = p_b = 3330$ psi. Hvilken form tar likning 1 nå? Bruk denne likningen og finn ut hvor mye olje som er produsert (N_p) i forhold til opprinnelig volum (N) (utvinningsgraden).
- i) Anta at produksjonen fortsetter under boblepunktet til trykket når en verdi på 900 psi. Finn et uttrykk for utvinningsgraden som funksjon av produsert gass olje forholdet R_p . Skisser utvinningsgraden som funksjon av produsert gass olje forholdet.
- j) På bakgrunn av resultatene i oppgave h) og i), hva vil du anbefale at man gjør med den produserte gassen? Begrunn svaret.

Vedlegg 1.

Important formula/correlations in PVT-Analysis.

Temperature: $^{\circ}\text{K} = 273.15 + ^{\circ}\text{C}$
 $^{\circ}\text{F} = 1.8 \times ^{\circ}\text{C} + 32$
 $^{\circ}\text{R} = ^{\circ}\text{F} + 459.69$

Pressure: $1\text{atm} = 1013.250\text{ mBar} = 1.013250\text{ bar} = 101.3250\text{ kPa} = 0.1013250\text{ MPa}$
 $\text{MPa} = 14.69595\text{ psia}$
 $\text{psia} = 14.69595 + \text{psig}$
 $1\text{ atm} = 760.002\text{ mmHg at } 0^{\circ}\text{C}$

Density: $1\text{ g/cm}^3 = 62.43\text{ lb/ft}^3 = 350.54\text{ lb/bbl}$
 $1\text{ lb/ft}^3 = 16.0185\text{ kg/m}^3$
 $\rho_w = 0.999015\text{ g/cm}^3 \quad (60^{\circ}\text{F}, 1\text{ atm})$
 $\rho_w = 0.9991\text{ g/cm}^3 \quad (15^{\circ}\text{C}, 1\text{ atm})$

Specific density: For liquids: Determined relative to water at sc.
For gases: Determined relative to air at sc.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} = \frac{141.5}{131.5 + ^{\circ}\text{API}}$$

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

Cragoe's formula (empirical formula giving molecular weight of hydrocarbons):

$$M_o = \frac{6084}{^{\circ}\text{API} - 5.9}$$

$$\gamma_g = \frac{M_g}{M_{air}} = \frac{M_g}{28.96}$$

Volume: $1\text{ bbl} = 5.615\text{ ft}^3 = 0.15898\text{ m}^3$
 $1\text{ ft}^3 = 0.0283\text{ m}^3$
 $1\text{ US Gallon} = 3.785\text{ litre}$
 $1\text{ Imp. Gallon} = 4.546\text{ litre}$
Molar volume of gas at standard conditions:
 $V_m = 379.51\text{ SCF/lb mole } (60^{\circ}\text{F and } 14.69595\text{ psia})$
 $V_m = 23644.7\text{ cm}^3/\text{g mole} = 23.6447\text{ m}^3/\text{kg mole } (15^{\circ}\text{C and } 101.3250\text{ kPa})$

Air: $Z_{air} = 0.9959 \quad (60^{\circ}\text{F}, 14.69595\text{ psia})$
 $M_{air} = 28.96$

Gas constant: $R = 10.732 \quad (\text{psia, ft}^3, ^{\circ}\text{R}, \text{lb mole})$
 $R = 0.082054 \quad (\text{atm, litre, } ^{\circ}\text{K}, \text{g mole})$
 $R = 8.3145 \quad (\text{kPa, m}^3, ^{\circ}\text{K}, \text{kg mole})$

Vedlegg 2.

Fraksjonstrøm av vann —◆— fw

