



Universitetet
i Stavanger

DET TEKNISK – NATURVITENSKAPELIGE FAKULTET

EKSAMEN I: PET200 / BIP160 Produksjon av Olje og Gass

DATO: 23.11.2015

VARIGHET: 4 timer

TILLATTE HJELPEMIDDEL: **Godkjent kalkulator.**

OPPGAVESETTET BESTÅR AV: **4 oppgaver**

OPPGAVE 1: <i>Strømning og pumper,</i>	side 2.
OPPGAVE 2: <i>Drivmekanismer</i>	side 3
OPPGAVE 3: <i>Brønnstrømning og produksjon</i>	side 4 - 5
OPPGAVE 4: <i>Brønnstimulering og flow styring</i>	side 6.
VEDLEGG 1: Tekst oppgave 2, 3 og 4 på engelsk	side i - iii
VEDLEGG 2: Likninger,	side iv - vi.
VEDLEGG 3: Spesielle enheter	side vii.
VEDLEGG 4: Universell gasskonstant, R	side viii.
VEDLEGG 5: Omregningstabeller US \leftrightarrow SI	side viii.
VEDLEGG 6: Konstanter til choke beregninger	side viii.
VEDLEGG 7: Gradientkurvediagram D=2.875" rør	side ix.
VEDLEGG 8: Ruteark til plot av IPR og TPR kurver	side x.
VEDLEGG 9: Commercial Gravel Data	side xi

MERKNADER: **Eksamensoppgavene har ulik vektning.** Oppgave 2 er mer omfattende enn de tre andre og vektlegges som 1.6 oppgaver ved bedømmelsen. **Informasjon om vektning står angitt på hver oppgave.**

Dersom du ikke behersker norsk 100 %: Gjør oppmerksom på dette i begynnelsen av besvarelsen din.

RÅD: *Les raskt gjennom alle oppgavene før du begynner, og finn ut hva som må avklares med spørsmål til faglærerne. Planlegg tidsbruken slik at hvert hovedområde får nødvendig tid!*

FAGANSVARLIG: Thor Martin Svartås
TLF.NR. : 51 83 22 85

Faglærere kommer til å besøke eksamenslokalene for spørsmål knyttet til oppgavetekst rundt kl. 10 og kl. 12 på eksamensdagen.

Oppgave 1: Strømning og pumper

[Oppgave 1 teller som 1 oppgave à 1 time av 4 og gis vektning 1 i bedømmelsen (Råd: Tilpass tidsbruken i henhold til dette.)]

Olje skal pumpes fra plattform A til plattform B:

Volumstrøm:	$q = 3000 \text{ m}^3/\text{d}$
Tetthet:	$\rho = 750 \text{ kg/m}^3$
Avstand A - B:	$L = 25 \text{ km}$
Indre rørdiameter (konstant):	$D = 150 \text{ mm}$
Matetrykk til pumpe på A:	$p_0 = 12.5 \text{ bar}$
Leveringstrykk på B:	$p_2 = 1 \text{ bar}$
Darcy friksjonsfaktor:	$f_D = 0.02$

a) Anta at rørlengde = avstand mellom plattformene, og at høydeforskjellen er neglisjerbar. Hvilket trykk, p_1 må pumpen på A levere?

b) Gitt at matetrykket på A er konstant, hvor stor løftehøyde må pumpen ha ved den angitte volumstrømmen?

En $10^6 \text{ Sm}^3/\text{d}$ gasstrøm skal komprimeres fra $p_0 = 64 \text{ bar}$, $T_0 = 35 \text{ }^\circ\text{C}$ til eksporttrykk $p_1 = 170 \text{ bar}$. Gassen har kompressibilitetsfaktor $z = 0.9$ og spesifikk vekt $\gamma = 0.71$. Adiabateksponenten kan estimeres fra:

$$k = 1.3 - 0.31 \cdot (\gamma - 0.55)$$

Gassen skal transporteres gjennom en 300 km lang rørledning med indre diameter $D = 20 \text{ cm}$.

Oppgitt: $1 \text{ kmol} = 23.64 \text{ Sm}^3$

c) Hva blir nødvendig effektforbruk, dersom kompressoren har en isentropisk virkningsgrad på $\eta_{is} = 0.86$?

d) Hva blir trykket ved mottaksterminalen, p_2 , dersom Weymouthligningen legges til grunn?

Weymouthligningen i SI-enheter:

$$q_{sc} = 1.185 \cdot 10^7 \cdot \left[\frac{T_{sc}}{p_{sc}} \right] \cdot \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) D^{5.333}}{\gamma L T z}}$$

- q_{sc} i Sm^3/d
- p i kPa
- T i K
- L og D i m

En gass med $c_p = 2000 \text{ J/kg K}$ skal kjøles ned fra $T_1 = 30 \text{ }^\circ\text{C}$ til $T_2 = 0 \text{ }^\circ\text{C}$ i en varmeveksler, hvor den avgir varme til et fordampende kuldemedium med konstant temperatur $T_R = -7 \text{ }^\circ\text{C}$.

e) Finn logaritmisk midlere temperaturredifferanse (LMTD) for varmeveksleren.

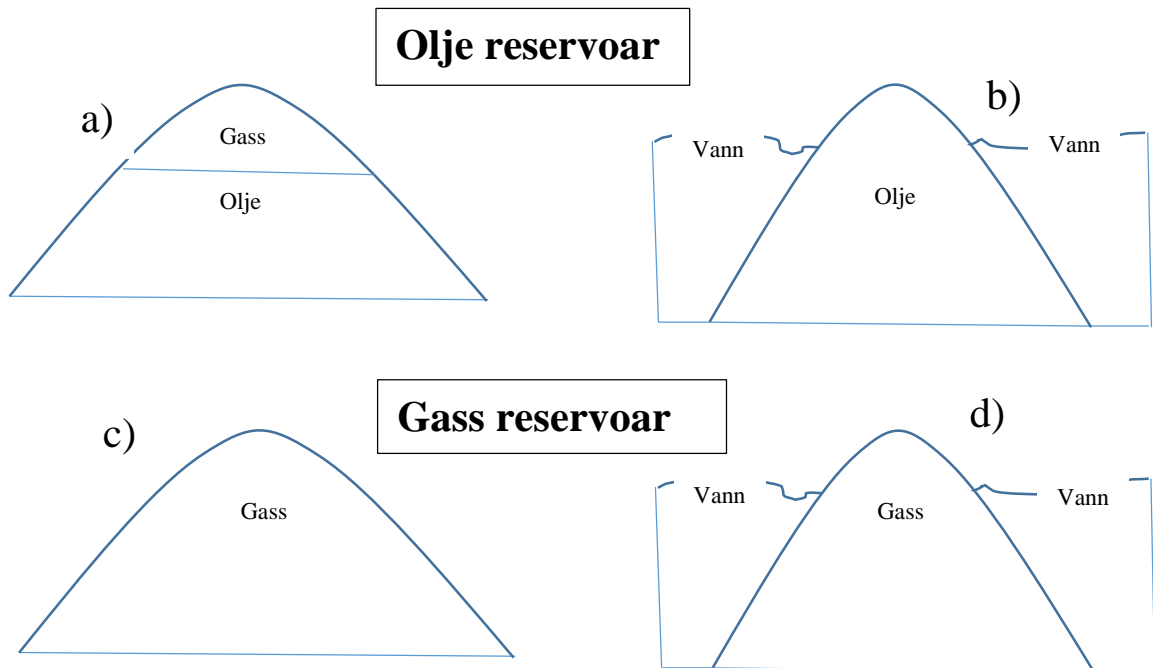
f) For en rate på 3.5 kg/s , hvor stort areal må varmeveksleren ha?

Totalt varmeovergangstall: $U = 190 \text{ W/m}^2 \text{ K}$

Oppgave 2: Drivmekanismer for produksjon

Oppgavetekst på engelsk ligger i vedlegg 1 på side i dersom du synes engelsk terminologi faller lettere enn norsk.

[Oppgave 2 teller med faktor 0.6 oppgave à 0.6 timer av 4 og gis vektning **0.6** i bedømmelsen (Råd: Tilpass tidsbruken i henhold til dette.)]



Det er boret vertikale brønner inn til alle reservoartypene vist i figurene a, b, c, og d.

Svar kortfattet på følgende spørsmål:

- a. Hvilke typer naturlige drivmekanismer har vi i hvert av reservoarene i figurene ovenfor?
- b. Hvilken type oljereservoar (a eller b) og gassreservoar (c eller d) vil gi høyest utvinningsgrad og hvorfor?
- c. For optimal produksjon fra hver reservoartype skisser hvor brønnene bør plassert og perforert.
- d. For hver reservoartype: Hvilke problemer kan oppstå dersom brønn eller perforering ikke ligger plassert i riktig sone i reservoaret?
- e. Nevn to typer reservoar der du vil anbefale horisontal brønn fremfor vertikal.
- f. Nevn to typer utstyr som er påbudt installert i produksjonsstrengen (produksjonsrøret) i alle brønner i Nordsjøen.

Oppgave 3: Strømning i brønn

[Oppgave 2 er mer omfattende enn resten av oppgavene og teller som 1.6 oppgaver à 1.6 time av 4 og gis vektning 1.6 i bedømmelsen (Råd: Tilpass tidsbruken i henhold til dette.)]

Oppgavetekst på engelsk ligger i vedlegg 1 på side ii og iii dersom du synes engelsk terminologi faller lettere enn norsk.

En vertikal brønn ligger på 8 000 ft og produserer fra et reservoar med følgende reservoar- og fluid data:

- Reservoartrykk, $p_e = 8000$ psia, oljens kokepunkt, $p_b = 5500$ psia
- Viskositet olje, $\mu_o = 1.5$ cp, volumfaktor olje, $B_o = 1.7$, Relativ tetthet olje, $\gamma_o = 0.78$, GOR = $R_s = 1000$ scf/stb
- Gassen har en relativ tetthet på $\gamma_g = 0.70$ og gassens adiabatkonstant, κ , er 1.2.
- Reservoar tykkelse mot brønn, $h = 100$ ft, permeabilitet, $k = 75$ mD, porøsitet $\phi = 0.2$
- Temperatur i brønn, $T_{wf} = 150$ °F, temperatur ved brønnehodet, $T_{wh} = 100$ °F.
- Brønnens radius, $r_w = 4.5$ in, dreneringsradius reservoar, $r_e = 1000$ ft
- Produksjonsrøret har diameter 2.875" (2.875 tommer).

En brønntest har gitt følgende resultat:

q_o STB/d	$P_{wf,test}$ psia	$P_{wh,test}$ psia
0	8000	
100.0	7945.9	5592.0
200.0	7891.9	5732.0
400.0	7783.8	5770.0
600.0	7675.7	5717.0
800.0	7567.6	5638.0
1330.0	7281.1	5380.0
1955.0	6943.2	5042.5
2798.0	6487.6	4569.0
3500.0	6108.1	4169.0
4500.0	5567.6	3603.0

Brønnen kan produseres så lenge brønnehodetrykket holdes over $p_{wh,produksjon} = 1500$ psia.

- Beregn brønnens (reservoarets) produksjonsindeks.
- Hva blir maksimum produksjonsrate, q_o , for brønnen ved en åpen strømning mot et brønntrykk lik $p_{wf} = 0$ psia?
- Definer hva som menes med begrepet platårate.

- d. Benytt vedlagt / utlevert ruteark (nye ruteark kan fås hos eksamensvakt) til å plote IPR kurven ved $p_e = 8000$ psia (IPR_0) og TPR kurven ved $p_{wh} = 1500$ psia (TPR_{1500}).
- e. En velger å produsere brønnen ved en platårate på 1000 stb/d. Hva er brønntrykket, p_{wf_0} , ved platåraten i det en starter produksjon fra reservoaret (ved $p_e = 8000$ psia).
- f. Reservoartrykket faller med 500 psia / år. Hvor lenge er det mulig å produsere ved platåraten før vi når minimum brønnehodetrykk?

Ut fra økonomiske og tekniske forhold finner en at brønnen kan produsere ned til en minimum brønnstrømsrate ($q_{o,min}$) på 600 stb/d.

- g. Trekk en linje parallell med IPR_0 kurven og som går fra y-aksen og skjærer gjennom TPR_{1500} kurven ved $q_{o,min} = 600$ stb/d. Hvor mange skjæringspunkt får du med TPR kurven? Hvilke strømningsbetingelser har du ved andre skjæringspunkt enn ved $q_{o,min}$ og hvorfor?
- h. Anslå en choke diameter for denne brønnen. (Benytt Gilbert correlation)
- i. Hvilke strømningsbetingelser kreves ved choken og hvorfor?
- j. Hva er trykket ved chokens utløp?
- k. Ut fra oppgitte data for brønnen: Kan du se noen fare for isdannelse ved choken under produksjon?
- l. En antar at det er fare for hydratdannelse ved choken. Nevn to termodynamiske hydratinhibitorer som kan injiseres i fluidstrømmen for å hindre hydrat.
- m. Er det mulig å produsere denne brønnen ned til et reservoartrykk på 3000 psia? Begrunn svaret.
- n. Hvilket uttrykk (ligning) må du benytte dersom du skal beregne gass injeksjonsrate ved gassløft ved minimum flow rate, $q_{o,min}$? Bruk det nye gass – væskeforholdet, GLR_2 , i uttrykket for injeksjonsraten.
- o. Beregn gass injeksjonsraten for gassløft ved brønn trykk $p_{wf} = 2600$ psia, ved minimum flow rate $q_{o,min}$ (tips: benytt utlevert gradient kurve diagram).

Oppgave 4: Brønnstimulering og flow kontroll

[Oppgave 3 teller som 0.8 oppgaver à 0.8 timer av 4 og gis vektning **0.8** i bedømmelsen (**Råd:** Tilpass tidsbruken i henhold til dette.)]

Oppgavetekst på engelsk ligger i vedlegg 1 på side iii dersom du synes engelsk terminologi faller lettere enn norsk.

Oppgaven:

For reservoaret i oppgave 3 på foregående sider finner en ut fra brønntester at det er et avvik mellom brønnens leveringsevne og reservoarets permeabilitet. Dette tyder på en skade i nærbrønnområdet (skin) og en behandler brønnen med syrevask for å bedre / øke produktiviteten til brønnen. Etter syrevask finner en fra brønntester at ny produksjonsindeks er $J = 3$ stb/d/psia.

- a. Hva var skinfaktor før syrebehandling?
- b. Hva er skin faktor etter syrebehandling?
- c. Nevn tre typer skin / skin effekt.
- d. Hva er strømmingseffektivitet før og etter behandling? Hvor stor forbedring (i %) har du oppnådd ved syrebehandlingen?
- e. Hva slags type bergart tror du det er i reservoaret og hvorfor?
- f. Hvilken syretype var benyttet for syrevasken og hva er typisk konsentrasjon benyttet?
- g. I hvilke tilfelle vil du anbefale frakturering for å oppnå økt produktivitet fra reservoar til brønn?
- h. Angi tre hovedforskjeller mellom "vanlig" syrebehandling og syrefrakturering.

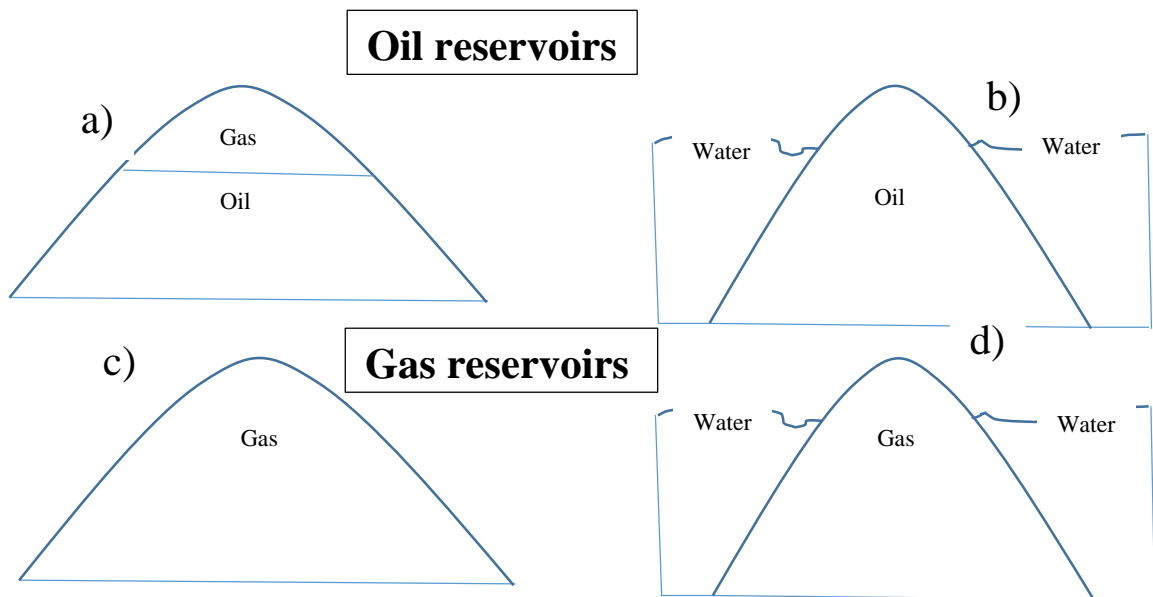
En observerer at brønnen produserer sand sammen med oljen og produksjonsingeniørene bestemmer seg for å designe og sette en høvelig gruspakke for å bedre sandkontroll og eliminere sandproduksjon.

- i. Gi en kort beskrivelse av "bridging theory".
- j. Foreslå en grus (mesh size) og kornstørrelse for gruspakken når produsert sand fra formasjonen har en midlere størrelsesfordeling, $d_{50} = 0.0046$ tommer (inches).

Vedlegg 1: Engelsk oppgavetekst oppgave 2, 3 og 4

OBS Merk: Oppgavene vektet forskjellig ved bedømmelsen og vektning er spesifisert i oppgavetekst på norsk foran ved starten av hver oppgave.

Question 2



1. A vertical well is drilled and completed in all the reservoirs a, b, c, and d.
 - a. What kind(s) of natural drive regimes do we have for each reservoir?
 - b. Which oil reservoir (a or b), and gas reservoir (c or d), would give a higher recovery factor, and why?
 - c. For optimal production from each reservoir, show with a diagram how the wells should be, positioned, and perforated.
 - d. For each reservoir, what problems would result if the wells or perforations are not placed in the right zone within the reservoir?
 - e. List two kinds of reservoirs for which you as a production engineer would recommend the use of a horizontal well.
 - f. Name two compulsory production string equipment required in the North Sea.

Question 3: Well flow

A vertical well that lies at a depth of 8000 ft produces from a reservoir with the following reservoir data, and fluid data:

- Reservoir pressure, $p_e = 8000$ psia, oil bubble point pressure, $p_b = 5500$ psia
- Oil viscosity, $\mu_o = 1.5$ cp, oil volume factor, $B_o = 1.7$, Relative density of oil $\gamma_o = 0.78$, $GOR = R_s = 1000$ scf/stb
- The gas has a relative density of $\gamma_g = 0.70$ and the gas adiabatic constant, κ , is 1.2
- Well temperature, $T_{wf} = 150$ °F, wellhead temperature, $T_{wh} = 100$ °F.
- The reservoir thickness, $h = 100$ ft, permeability, $k = 75$ mD, porosity $\phi = 0.2$
- The well radius, $r_w = 4.5$ in, reservoir drainage radius, $r_e = 1000$ ft
- Diameter of the production tubing is 2.875 in.

A well test gave the following data:

q_o	$P_{wf,test}$	$P_{wh,test}$
STB/d	psia	psia
0	8000	
100.0	7945.9	5592.0
200.0	7891.9	5732.0
400.0	7783.8	5770.0
600.0	7675.7	5717.0
800.0	7567.6	5638.0
1330.0	7281.1	5380.0
1955.0	6943.2	5042.5
2798.0	6487.6	4569.0
3500.0	6108.1	4169.0
4500.0	5567.6	3603.0

The minimum wellhead pressure is set to $p_{wh} = 1500$ psia.

- What is the productivity index of the reservoir?
- What is the maximum production rate of the well at absolute open flow, $p_{wf} = 0$ psia?
- Define plateau rate.
- Use the attached graph sheet to plot the IPR curve at $p_e = 8000$ psia (IPR_0), and the TPR curve at $p_{wh} = 1500$ psia (TPR_{1500}).
- A plateau rate of 1000 stb/d is chosen for the well. What is the flowing well pressure in the well, $p_{wf,0}$, at the plateau rate?
- The reservoir pressure, p_e , drops at a rate of 500 psia/year; how long can we produce before reaching the minimum wellhead pressure, if we must keep the plateau rate?

Due to economic and technical considerations, the minimum flowrate at which the well can be operated (q_{min}) at the minimum wellhead pressure is 600 stb/d.

- g. Draw a parallel line to IPR_0 that intersects the point on the TPR with 600 stb/d flow rate. How many intersections do you get? What flow conditions do we have at the second intersection and why?
- h. Estimate the choke diameter for this well (Use the Gilbert correlation)
- i. What flow condition is required at the choke, and why?
- j. What is the pressure at the outlet of the choke?
- k. For the given well conditions, is there a risk of ice formation at the choke?
- l. There is worry of potential hydrate formation. Name two thermodynamic hydrate inhibitors that may be injected in the well stream to prevent hydrate formation.
- m. The reservoir pressure drops to 3000 psia. Is it possible to keep producing from this well? Give reasons for your answer.
- n. What is the algebraic relation for calculating the gas injection rate if we use gas lift, and produce at the minimum flowrate $q_{o,min}$? Write the result in terms of the new GLR_2 from gas injection.
- o. Calculate the gas injection rate for gas lift at a well pressure of $p_{wf} = 2600$ psia, and flowrate $q_{o,min}$ (tip: use the attached gradient curve diagram).

Question 4 Production enhancement and flow control:

The reservoir in Question 3, above is found to have permeability impairment due to formation damage (skin). Thus the reservoir was treated with acid which led to an improvement in the productivity of the well, giving a new productivity index of $J = 3$ stb/d/psia.

- a. What is the skin factor before acid treatment?
- b. What is the skin factor after acid treatment?
- c. Name 3 types of skin
- d. What is the flow efficiency before and after treatment? By how much has the flow improved due to acid treatment (%)?
- e. What rock material is the reservoir made of, and why?
- f. What acid was used for the treatment (specify concentration)?
- g. When would you recommend fracturing for production enhancement?
- h. List 3 differences between acid treatment and acid fracturing

It is observed that sand is being produced from the well. The production engineers decide to design a gravel pack for sand control.

- i. State the bridging theory.
- j. Suggest gravel (mesh size) and screen size for the gravel pack design, if the formation sand has an average size distribution $d_{50} = 0.0046$ inches.

Vedlegg 2: Generelle likninger

På de tre neste sidene er det listet opp en del likninger relatert til innstrømning i brønn og produksjonseffektivitet. De fleste likningene er gitt på en form som benytter US feltenheter. Det forutsettes at betegnelser for størrelsene som inngår i likningene er kjent.

$$q_o = \frac{hk}{141.2\mu_o B_o} \cdot \frac{(p_e - p_{wf})}{\left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s\right)}$$

$$q_o = \frac{hk}{141.2\mu_o B_o} \cdot \frac{(p_e - p_{wf})}{\left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 + s\right)}$$

$$q_o = J \cdot (p_e - p_{wf})$$

$$\frac{q_{o,tillegg}}{q_{max,tillegg}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b}\right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b}\right)^2, \quad q_{max,tillegg} = \frac{Jp_b}{1.8}$$

$$q_o - q_{ob} = \frac{hk}{141.2\mu_o B_o} \cdot \frac{(p_e^2 - p_{wf}^2)}{\left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s\right) \cdot 2p_b}, \quad p_e > p_b, p_{wf} < p_b$$

$$q_o = \frac{hk}{141.2\mu_o B_o} \cdot \frac{(p_e^2 - p_{wf}^2)}{\left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s\right) \cdot 2p_b}, \quad p_e \leq p_b$$

$$q_o = \frac{0.703 \cdot hk}{T \cdot \mu_o \cdot Z} \cdot \frac{(p_b^2 - p_{wf}^2)}{\left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s\right)}$$

$$q_o = C \cdot (p_b^2 - p_{wf}^2)^n$$

$$q_g = C \cdot (p_e^2 - p_{wf}^2)^n, \quad n = \frac{\log \frac{q_{g1}}{q_{g2}}}{\log \frac{p_e^2 - p_{wf1}^2}{p_e^2 - p_{wf2}^2}}$$

$$p_{wh} = \frac{CR^m q}{s^n} \quad \text{eller} \quad p_{wh} = \frac{C \cdot (GLR)^m \cdot q}{D_{64}^n}$$

$$\left(\frac{p_{ut}}{p_{inn}}\right)_c = \left(\frac{2}{\kappa+1}\right)^{\frac{\kappa}{\kappa-1}}$$

$$\frac{T_{ut}}{T_{inn}} = \left(\frac{p_{ut}}{p_{inn}}\right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}}$$

$$q_f = \frac{k_f}{\mu} \cdot A_f \frac{\partial P}{\partial r} = w \cdot h \cdot \frac{k_f}{\mu} \cdot \frac{\partial P}{\partial r}$$

$$q_R = 2 \frac{k_R}{\mu} \cdot A_R \frac{\partial P}{\partial r} = 2r_R \cdot h \cdot \frac{k_R}{\mu} \cdot \frac{\partial P}{\partial r}$$

$$F_{CD} = \frac{q_f}{q_R} = \frac{k_f}{k_R} \frac{w}{r}$$

$$F_{CD,e} = \frac{q_{f,e}}{q_R} = \frac{\pi}{4} \frac{k_{f,e}}{k_R} \frac{w}{r}$$

$$\Delta P = p_{wf} - p_{wh} = \rho \cdot g \cdot \Delta z + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \Delta u^2 + \frac{2 \cdot f_f \cdot \rho \cdot u^2 \cdot L}{D}$$

eller:
$$\Delta P = \frac{g}{g_c} \cdot \rho \cdot \Delta z + \frac{1}{2} \cdot \frac{\rho}{g_c} \cdot \Delta u^2 + \frac{2 \cdot f_f \cdot \rho \cdot u^2 \cdot L}{g_c \cdot D}$$

$$\Delta P_F \propto K \cdot \frac{q^2}{D^5}$$

$$N_{Re,o} = \frac{1.48 \cdot \rho \cdot q_o}{\mu \cdot D}$$

$$N_{Re,g} = \frac{20.09 \cdot \gamma_g \cdot q_g}{\mu \cdot D}$$

$$P_{inj,ann} = P_{surf} \cdot \left(1 + \frac{H_{inj}}{40\,000} \right)$$

$$HHP = 2.23 \cdot 10^{-4} \cdot q_g \cdot \left[\left(\frac{P_{surf}}{P_{in}} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right] [\text{hp}]$$

$$s = s_c + s_A + s_G + s_d + s_p + s_{dp} + s_a + s_b$$

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \cdot \ln \frac{r_s}{r_w}$$

$$E_f = \frac{q_{reell}}{q_{ideell}} = \frac{\left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 \right)}{\left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right)}$$

$$E_f \approx \frac{7}{7+s}$$

$$\beta = \frac{v_{\text{mineral}} \cdot MW_{\text{mineral}}}{v_{\text{acid}} \cdot MW_{\text{acid}}}$$

$$\chi = \beta \cdot \frac{\rho_{\text{acid solution}}}{\rho_{\text{mineral}}}$$

$$\frac{p}{\rho} = zRT$$

$$m = Q \cdot \rho_{std} = q \cdot \rho$$

$$p_r = \frac{p}{p_c} \quad T_r = \frac{T}{T_c}$$

$$\gamma = \frac{M}{M_{luft}} \quad (M_{luft} = 29 \text{ g/mol})$$

$$R = \frac{R_0}{M} \quad [\text{J/g K}]$$

$$v_{max} = K \sqrt{\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g}} \quad [\text{ft/s}]$$

$$q_L = \frac{V_L}{\tau} \quad [\text{m}^3/\text{s}]$$

$$w_s = p_1 v_1 \frac{k}{k-1} \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]$$

$$Re_D = \frac{\rho u D}{\mu}$$

$$\Delta p_f = \frac{1}{2} \rho u^2 \cdot f_D \frac{L}{D}$$

$$\Delta p_f = \frac{1}{2} \rho u^2 \cdot \Sigma K$$

$$\dot{Q} = \dot{m} C_p (T_o - T_i)$$

$$\dot{Q} = U \cdot A \cdot LMTD$$

$$LMTD = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln\left(\frac{\Delta T_1}{\Delta T_2}\right)}$$

$$\Delta T = \frac{K_H W}{M(100 - W)}, \quad K_H = 1297 \left[\frac{\text{g}}{\text{mol} \cdot ^\circ\text{C}} \right]$$

$$d_{50, \text{gravel}} = 5-6 \times d_{50, \text{sand}}$$

Vedlegg 3: Spesielle enheter

Special Units

API GRAVITY (OF OIL)

$$\gamma(\text{water} = 1) = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ\text{API}}$$

API BARREL

$$1 \text{ API bbl} = 42 \text{ U.S. gallons} = 35 \text{ U. K. (Imperial) gallons} \\ = 5.61 \text{ ft}^3 = 0.159 \text{ m}^3 = 159 \text{ liters}$$

LIQUID FLOWRATE

$$1 \text{ bbl/D} = 1.84 \times 10^{-6} \text{ m}^3/\text{s} = 0.159 \text{ m}^3/\text{D}$$

GAS-OIL RATIO

$$1 \text{ scf/STB} = 0.178 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

The field units most frequently used are

- length: feet (ft)
- pressure: lb/in.² (psi)
- volume: barrels (bbl) for liquid standard cubic feet (scf) for gas
- volumetric rate: stock tank barrels per day (STB/D) for oil, standard cubic feet per day (scf/D) for gas
- viscosity: centipoise (cp)
- permeability: millidarcy (md)
- time: hours or days, according to the application
- oil density: API gravity ($^\circ\text{API}$), pounds per cubic foot (lb_m/ft^3)
- gas density: pounds per cubic foot (lb_m/ft^3)
- temperature: degrees Fahrenheit ($^\circ\text{F}$), absolute temperature ($^\circ\text{F} + 459.67$) degrees Rankine ($^\circ\text{R}$).

Table C.1 Mechanical Quantities in SI Units

	Quantity	Dimension	Unit	Alias	Symbol
Secondary	Length	L	meter		m
	Time	T	second		s
	Mass	M	kilogram		kg
	Velocity	L/T	m/s		
Primary	Acceleration	L/T ²	m/s ²		
	Frequency	1/T	1/s	hertz	Hz
	Force	ML/T ²	kg × m/s ²	newton	N
	Pressure	M/T ² L	kg/(s ² × m) = N/m ²	pascal	Pa
	Energy	ML ² /T ²	kg × m ² /s ² = N × m	joule	J
	Power	ML ² /T ³	kg × m ² /s ³ = J/s	watt	W

Table C.2 Mechanical Quantities in English Engineering Units

	Quantity	Dimension	Unit	Alias	Symbol
Secondary	Length	L	foot		ft
	Time	T	second		s
	Mass	M	pound-mass		lbm
	Force	F	pound-force		lbf
Primary	Velocity	L/T	ft/s		
	Acceleration	L/T ²	ft/s ²		
	Frequency	1/T	1/s	hertz	Hz
	Pressure	F/L ²	lbf/ft ²		
	Energy	LF	ft × lbf		
	Power	LF/T	ft × lbf/s		

Table C.3 SPE Preferable Metric Units

Quantity	Symbol	SI	Preferred	Conversion
Flow rate	q	m ³ /s	dm ³ /s	1 dm ³ /s = 10 ³ m ³ /s
Permeability	k	m ²	μm ²	1 μm ² = 10 ⁻¹² m ²
Pressure	p	Pa	kPa	1 kPa = 1000 Pa
Time	t	s	h	1 h = 3600 s
Compressibility	c	1/Pa	1/kPa	1/kPa = 0.001 1/Pa

Vedlegg 4: Universell gasskonstant, R

Table A.2 Values of the universal gas constant

$$\begin{aligned}
 R &= 8.314 \text{ J mol}^{-1} \text{ K}^{-1} = 8.314 \text{ m}^3 \text{ Pa mol}^{-1} \text{ K}^{-1} \\
 &= 83.14 \text{ cm}^3 \text{ bar mol}^{-1} \text{ K}^{-1} = 8,314 \text{ cm}^3 \text{ kPa mol}^{-1} \text{ K}^{-1} = 82.06 \text{ cm}^3(\text{atm})\text{mol}^{-1} \text{ K}^{-1} \\
 &= 62,356 \text{ cm}^3(\text{torr})\text{mol}^{-1} \text{ K}^{-1} \\
 &= 1.987(\text{cal})\text{mol}^{-1} \text{ K}^{-1} = 1.986(\text{Btu})(\text{lb mol})^{-1}(\text{R})^{-1} \\
 &= 0.7302(\text{ft})^3(\text{atm})(\text{lb mol})^{-1}(\text{R})^{-1} = 10.73(\text{ft})^3(\text{psia})(\text{lb mol})^{-1}(\text{R})^{-1} \\
 &= 1,545(\text{ft})(\text{lb}_f)(\text{lb mol})^{-1}(\text{R})^{-1}
 \end{aligned}$$

Vedlegg 5: Omregningstabeller US ↔ SI

282 APPENDICES

Appendix A: Unit Conversion Factors

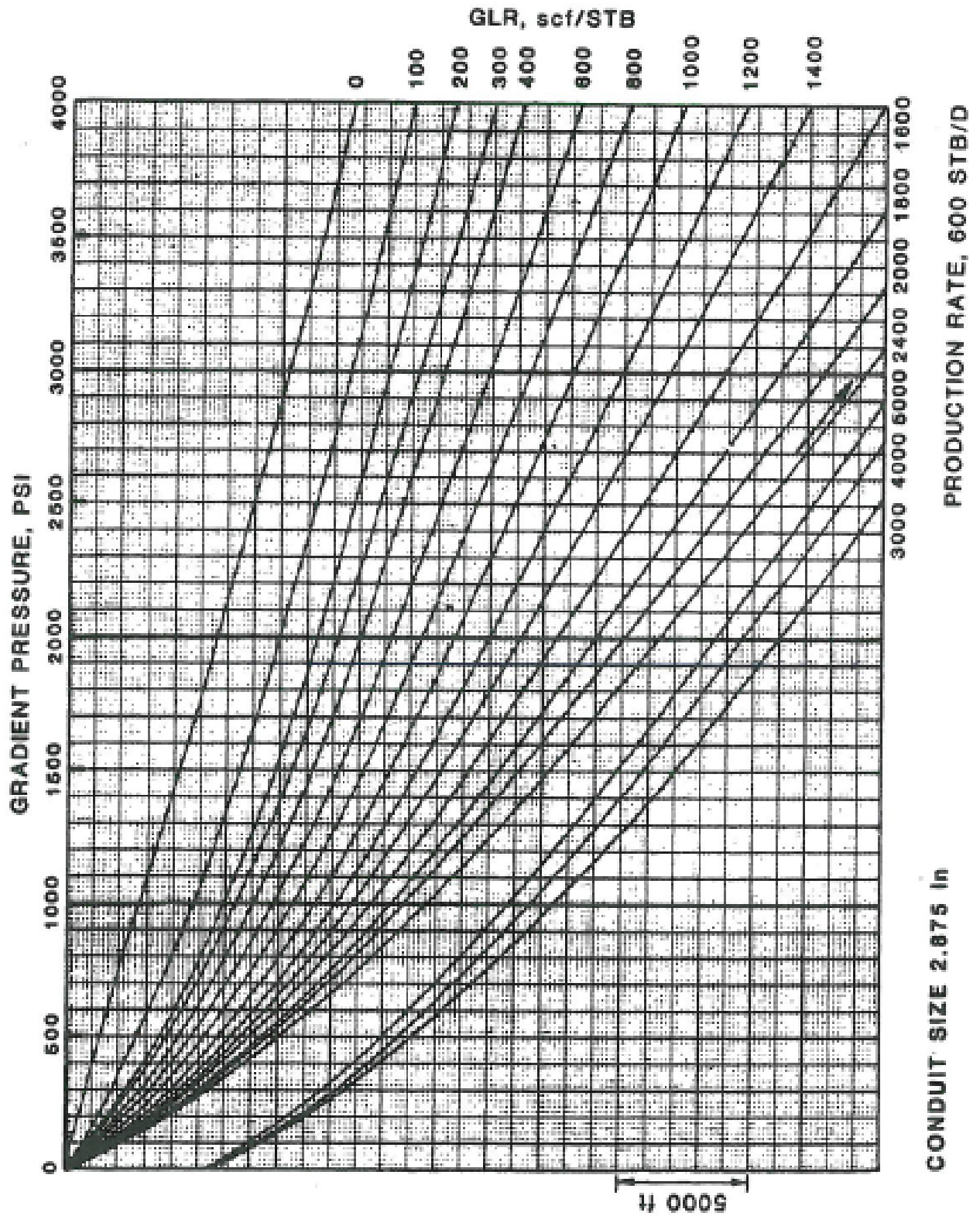
Quantity	U.S. Field unit	To SI unit	To U.S. Field unit	SI unit	
Length (<i>L</i>)	feet (ft)	0.3048 0.3048	3.2808	meter (m)	
	mile (mi)	1.609	0.6214	kilometer (km)	
	inch (in.)	25.4	0.03937	millimeter (mm)	
Mass (<i>M</i>)	ounce (oz)	28.3495	0.03527	gram (g)	
	pound (lb)	0.4536	2.205	kilogram (kg)	
	lbm	0.0311	32.17	slug	
	gallon (gal)	0.003785	264.172	meter ³ (m ³)	
Volume (<i>V</i>)	cu. ft. (ft ³)	0.028317	35.3147	meter ³ (m ³)	
	barrel (bbl)	0.15899	6.2898	meter ³ (m ³)	
	Mcf (1,000 ft ³ , 60 °F, 14.7 psia)	28.317	0.0353	Nm ³ (15 °C, 101.325 kPa)	
	sq. ft (ft ²)	9.29×10^{-2}	10.764	meter ² (m ²)	
	acre	4.0469×10^3	2.471×10^{-4}	meter ² (m ²)	
Area (<i>A</i>)	sq. mile	2.59	0.386	(km) ²	
	Pressure (<i>P</i>)	lb/in. ² (psi)	6.8948	0.145	kPa (1000 Pa)
		psi	0.0680	14.696	atm
		psi/ft	22.62	0.0442	kPa/m
Temperature (<i>t</i>)	inch Hg	3.3864×10^3	0.2953×10^{-3}	Pa	
	F	0.5556(F-32)	1.8C+32	C	
	Rankine (°R)	0.5556	1.8	Kelvin (K)	
Energy/work (<i>w</i>)	Btu	252.16	3.966×10^{-3}	cal	
	Btu	1.0551	0.9478	kilojoule (kJ)	
	ft-lbf	1.3558	0.73766	joule (J)	
	hp-hr	0.7457	1.341	kW-hr	
Viscosity (<i>μ</i>)	cp	0.001	1,000	Pa·s	
	lb/ft-sec	1.4882	0.672	kg/(m-sec) or (Pa·s)	
	lbf-s/ft ²	479	0.0021	dyne-s/cm ² (poise)	
Thermal conductivity (<i>k</i>)	Btu-ft/hr-ft ² -F	1.7307	0.578	W/(m·K)	
Specific heat (<i>C_p</i>)	Btu/(lbm·°F)	1	1	cal/(g·°C)	
	Btu/(lbm·°F)	4.184×10^3	2.39×10^{-4}	J/(kg·K)	
Density (<i>P</i>)	lbm/ft ³	16.02	0.0624	kg/m ³	
Permeability (<i>k</i>)	md	0.9862	1.0133	mD (= 10 ⁻¹⁵ m ²)	
	md (= 10 ⁻³ darcy)	9.8692×10^{-16}	1.0133×10^{15}	m ²	

Temperatur: $K = 273.15 + ^\circ C$, $R = 459.67 + ^\circ F$ ($\approx 460 + ^\circ F$)

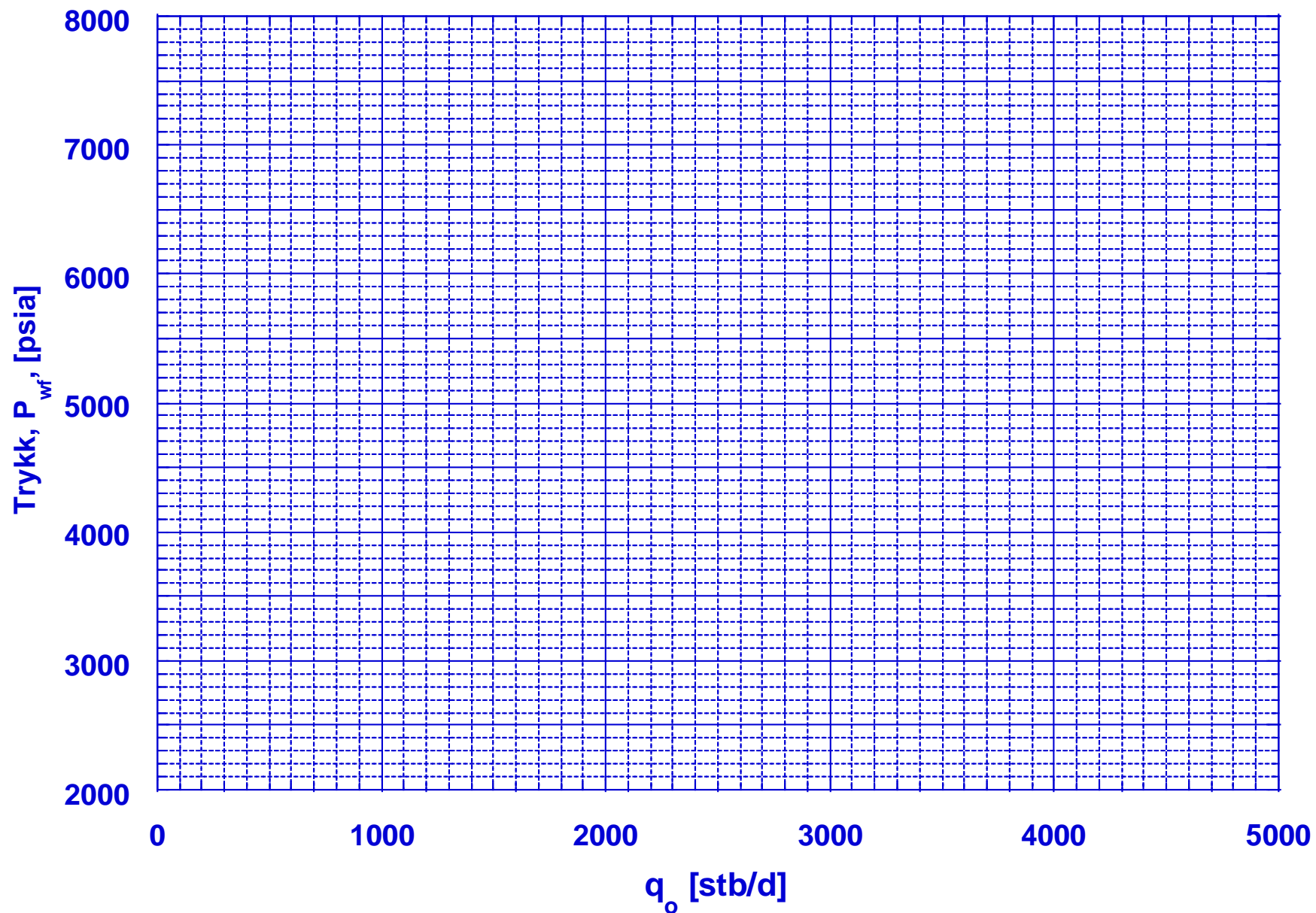
Vedlegg 6: Konstanter til choke beregninger

Correlation	<i>C</i>	<i>m</i>	<i>n</i>
Gilbert	10	0.546	1.89
Ros	17.4	0.5	2
Baxendell	9.56	0.546	1.93

Vedlegg 7: Gradientkurvediagram 2.875" produksjonsrør



Vedlegg 8: Trykk vs. flow diagram til figurplot oppgave 2



Vedlegg 9: Commercial Gravel Data

Table 3.5 Commercial Gravel Data

Sand/Gravel Size (in.)	U.S. Mesh Size	Approx. Median Dia. (in.)	Porosity (%)	Permeability (md)	$\beta_G = bk_G^{-a}$	
					<i>a</i>	<i>b</i>
0.006	0.017	40/100	0.012			
0.008	0.017	40/70	0.013			
0.010	0.017	40/60	0.014	32-39	$1.2 \times 10^5 - 1.7 \times 10^5$	1.6 2.12×10^{12}
0.017	0.033	20/40	0.025	35-40		1.54 3.37×10^{12}
0.023	0.047	16/30	0.035			
0.033	0.066	12/20	0.050			
0.039	0.066	12/18	0.053			
0.033	0.079	10/20	0.056	32-40	$5 \times 10^5 - 6.5 \times 10^5$	1.34 8.4×10^{11}
0.047	0.079	10/16	0.063	35-40	$17 \times 10^5 - 20 \times 10^5$	
0.066	0.094	8/12	0.080	36-40	$17 \times 10^5 -$	1.24 5.31×10^{11}
0.079	0.132	6/10	0.106	-42		