

DET TEKNISK – NATURVITTENSKAPELIGE FAKULTET

EKSAMEN I: PET200 Produksjon av Olje og Gass

DATE: 19. november 2018

VARIGHET: 4 timer (09:00 – 13:00)

HJELPEMIDDEL: Godkjent kalkulator

Eksamenssettet består av 4 oppgaver og 6 vedlegg over i alt 15 sider.

MERKNADER:

Hver av de 4 oppgavene teller 25 %. Der hvor delspørsmålene er vektet forskjellig er dette angitt som poeng etter hvert delspørsmål (1 poeng = 1 %). Der intet er angitt, teller hvert delspørsmål likt.

Diagrammet i vedlegg 6 skal leveres inn sammen med besvarelsen. Husk å merke dette også med kandidatnummer.

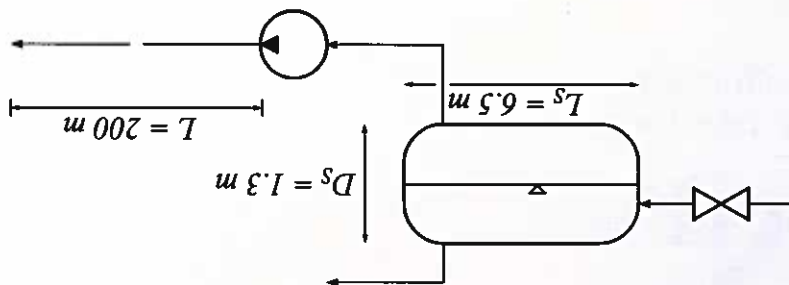
Fagsvarlig:

Navn: Runar Bø
Tlf: 51 83 22 42

Universitetet
i Stavanger



Oppgave 1: Separasjon og pumping



Figur 1: Horizontal separator m/ sentrifugalpumpe

Figur 1 viser en skisse av et system under planlegging for å separere følgende strøm av olje og gass:

- Trykk: $p = 8 \text{ bar}$
- Temperatur: $T = 75^\circ \text{C}$
- Gass:
- Strømningsrate: $Q_g = 1 \text{ MMsm}^3/\text{d}$
- Gravity: $\gamma_g = 0.64$
- Kompressibilitetsfaktor: $z = 0.97$
- Olje:
- Strømningsrate: $Q_l = 30000 \text{ bbl/d}$
- API gravity: $G = 96^\circ \text{API}$

a) Konverter strømningsrater og tettheter (ved separatorbetingelser) for både olje og gass til m^3/s og kg/m^3 .

Vis spesielt at strømningsraten for gass blir $q_g \approx 1.7 \text{ m}^3/\text{s}$ (nøyaktig verdi vil bero på avrundning).

K values used for selecting separators		
Separator Type	K [ft/s]	Remarks
Vertical separators	0.06 – 0.35	
Horizontal separators	0.40 – 0.50	
Wire mesh mist eliminators	0.35	
Bubble cap trayed columns	0.16	24-in. spacing

Tabell 1: K-verdier for separatorberegninger

b) Velg en verdi for K fra Tabell 1, og finn en max verdi for v fra Souders & Brown.

Vis at q_g er innenfor kapasitetstresensen.

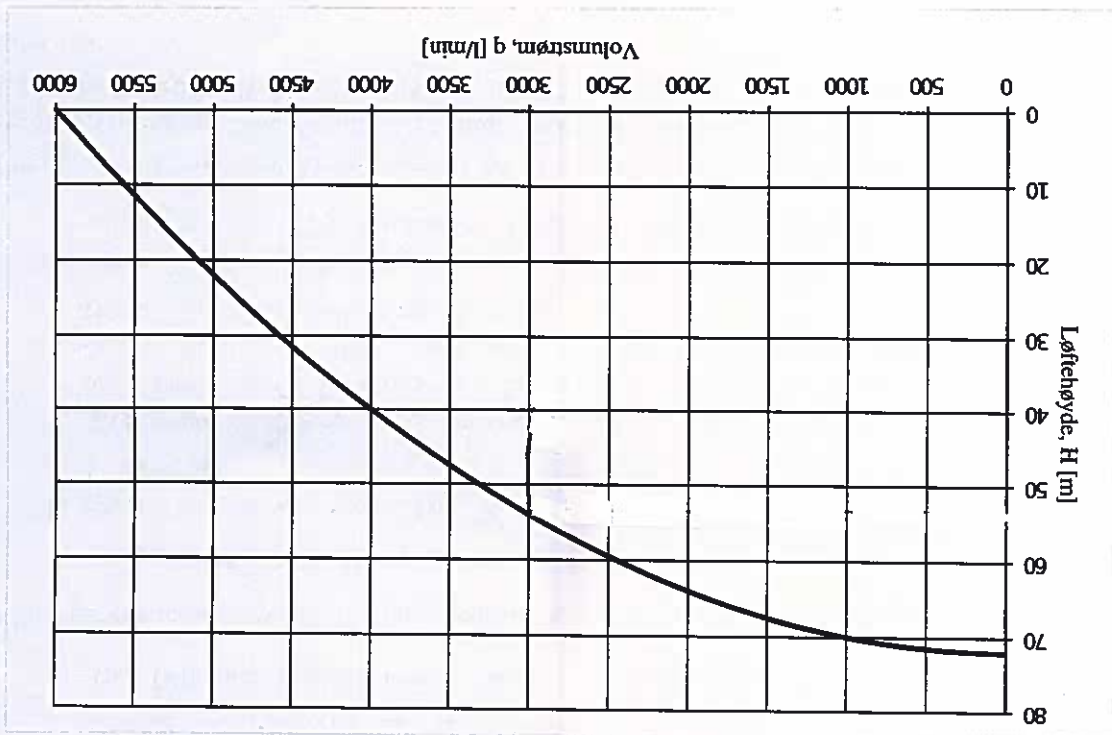
c) Oljestrømmen skal transporteres videre vha en sentrifugalpumpe.

Pga. risiko for kavitasjon ønsker man å holde strømningshastigheten i sugerøret under 1 m/s. Hvor stor må indre diameter for sugerøret, d_s minst være ?

d) Pumpen som er foreslått har karakteristikk som vist i Figur 2. Hva blir trykkdifferansen over pumpen for den oppgitte strømningsraten ?

Er dette nok til å overvinne trykktapet i transportrøret når dette er planlagt med en diameter $d = 11$ cm ? (Anta at Darcy friksjonsfaktor $f_D = 0.02$, at trykket ved rørets utløp er det samme som før pumpen, og at høydeforskjellen er 0)

e) Ertersom man er på planleggingsstadiet, nevnt minst to ting man kan vurdere å endre, dersom pumpen viser seg å ha for liten kapasitet.



Figur 2: Karakteristikk for sentrifugalpumpe

Oppgave 2: Strømning i reservoar

Oppgavens originaltekst (engelsk) ligger i vedlegg 1 på side 8.

a) Et oljereservoar har noe gass på toppen av oljefasen. Reservoaaret har også kontakt med grunnvann.

i. List opp alle naturlige drivmekanismer i reservoaaret. (2 poeng)

ii. Hvordan må man produsere et oljereservoar til å få maksimal utvinning?

Hvordan må man produsere et gassreservoar til å få maksimal utvinning?

(Hint: drivmekanisme, produksjonsrate) (2 poeng)

iii. List opp alle strømningssystemer som kan være i et reservoar. Bruk tydelig

merket figur for å vise trykkfordelingen fra reservoar til brønnen for hver av

disse strømningssystemer. (3 poeng)

iv. Hvordan endres reservoartrykket p , og strømningstakten q seg over tid i hver

av disse strømningssystemer? (1.5 poeng)

v. Angi IPR likningene for hver av disse strømningssystemer. (1.5 poeng)

b) Fluidegenskaper som GOR, B_o , og μ_o endres som funksjon av reservoartrykk.

i. Definer GOR, GLR, B_o , og μ_o . (2 poeng)

ii. Skisser en graf som viser GOR, B_o , og μ_o som funksjon av reservoartrykk.

(1.5 poeng)

iii. To brønner produserer fra to forskjellige olje reservoarer. GLR verdi er gitt

for brønn 1, og GOR verdi er gitt for brønn 2. Hvis alle brønneegenskapene

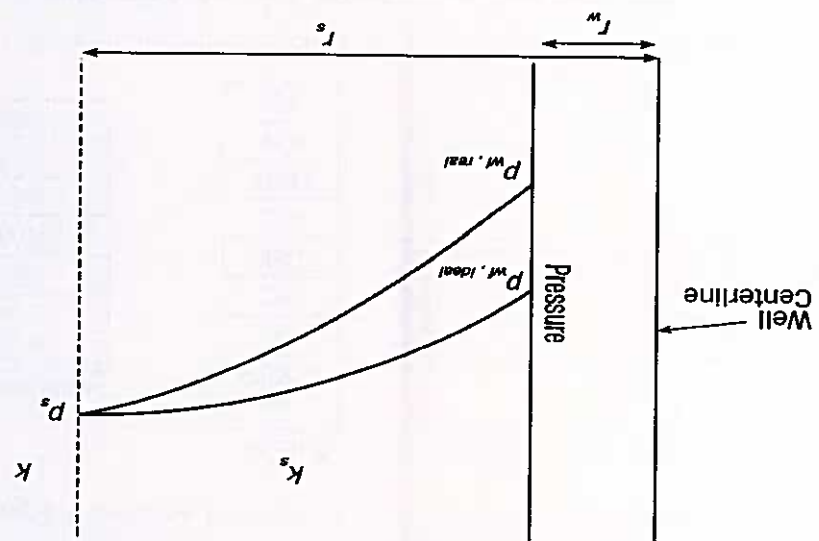
er like, og GLR = GOR i verdi, hvilken brønn har den høyeste bunnhulls

trykk? Gi en kort forklaring. (2 poeng)

iv. Siden B_o og μ_o endrer seg ved reservoartrykk, hvorfor bruker vi konstant

verdier for dem i IPR uttrykkene? Gi en kort forklaring. (1.5 poeng)

c) Figuren under viser trykkresponsen til en brønn ved en gitt produksjonsrate, q_o , med trykk, p_s , i reservoaaret ved nærbrønnområdets radius, i.e. skin sonens "start", i avstand r_s , fra brønnens sentrum. Trykket ved brønnen uten skin er $p_{wf, ideal}$, og trykket ved brønn med skin $p_{wf, real}$.



Near-wellbore zone. Ideal and real flowing bottomhole pressures.

i. Definer Skin Effekt (1 poeng)

ii. List opp 3 kilder til skin. (1.5 poeng)

iii. Angi uttrykket for trykkfallet over skin sonen, i nærbrønnområdet fra et reservoir, som er illustrert i figuren (0.5 poeng)

iv. Utled Hawkins' formel for skin (5 poeng)

Oppgave 3: Strømning i brønn

Oppgavens originaltekst (engelsk) ligger i vedlegg 1 på side 9.

En vertikal produksjonsbrønn er plassert i et reservoir som ligger på 8 000 ft. Reservoar- og fluid data er:

- Reservoartrykk, $p_e = 6000$ psia, oljens kokepunkt, $p_b = 3000$ psia
- Viskositet olje, $\mu_o = 1.2$ cp, volumfaktor olje, $B_o = 1.2$, Relativ tetthet olje, $\gamma_o = 0.82$, GOR = 400 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, $k = 90$ mD, porøsitet $\phi = 0.2$
- Brønnens radius, $r_w = 4.5$ in, dreneringsradius reservoir, $r_e = 1000$ ft

a) En brønntest og TPR analyse for to produksjonsrør har gitt følgende resultat:

q_o	STB/d
0	6000
600	5667
1000	5444
3600	4000
$q_{o,b}$	3000

Table 1. Well test data

IPR Data:

q_o	P_{wf}	$P_{wh,rør1}$	$P_{wh,rør2}$
STB/d	psia	psia	psia
90	5950	4600	4900
200	5889	4650	4971
400	5778	4620	4763
600	5667	4430	4587
1000	5444	4095	4273
3600	4000	2179	2506
$q_{o,b}$	3000	911	1337

Table 2. Data for TPR $D_1 = 2.875$ in $D_2 = 3.5$ in

i. Utled et uttrykk for skin fra reservoar- og brønntest data. (2 poeng)

ii. Beregn brønnens (reservoarets) produksjonsindeks og skin-faktor. (2 poeng)

iii. Beregn produksjonsrate ved kukepunkt ($q_{o,b}$), og maksimal produksjonsrate $q_{o,max}$. (1.5 poeng)

iv. Benytt vedlagt ruteark (vedlegg 6 til å plote IPR kurven for reservoaret. (2 poeng)

b) En velger å produsere brønnen ved en platarate på 2000 stb/d, til vi når minimum brønnehodetrykk, $p_{wh, min} = 2100$ psia.

i. Plott TPR kurvene for begge to produksjonsrørene ved minimum brønnehodetrykk, $p_{wh, min}$. (10.5 poeng)

ii. Hva er trykket i brønnen (p_{wf}), og reservoar trykket (p_{avg}) når IPR-kurven krysser TPR-kurven for produksjonsrør 1 ved plataraten? (2 poeng)

iii. Hva er trykket i brønnen (p_{wf}), og reservoar trykket (p_{avg}) når IPR-kurven krysser TPR-kurven for produksjonsrør 2 ved plataraten? (2 poeng)

iv. Hva er den teoretiske minimum strømningsraten som vi kan ha for hver produksjonsrør? Gi en kort forklaring (1.5 poeng)

v. Hvilken produksjonsrør (1 eller 2) vil du velge for brønnen hvis begge to har samme kostnad? Gi en kort forklaring for valget ditt. (1.5 poeng)

Oppgave 4: Kunstig løft, brønstimulering og flow-kontroll

Oppgavens originaltekst (engelsk) ligger i vedlegg 1 på side 10.

a) Kunstig løft

- i. Når kan en vurdere bruk av gassløft, for brønnen i oppgave 3? (1 poeng)
- ii. Forklar forskjellen mellom løfteprinsippet for gassløft, og løfteprinsippet for en borehulls pumpe. (2 poeng)
- iii. Hvilken kunstig løft-metode vil du anbefale for en brønn med høy vannproduksjon? Gi en kort forklaring. (2 poeng)
- iv. Skisser et plot av q_l vs. GOR ved gassløft, og gi en kort forklaring av diagrammet. (2 poeng)

b) Det blir besluttet å forbedre produktiviteten av reservoaret i oppgave 3 ved syrebehandling.

- i. Angi behandlingsprosedyren dersom reservoaret er
 1. Karbonat (1.5 poeng)
 2. Sandstein (1.5 poeng)
- ii. Beregn skin-faktoren etter syrebehandling, dersom reservoarets produktivitet i deks, J blir 8. Hvilken type reservoar kan dette være? Gi en kort forklaring. (3 poeng)
- iii. Hva er strømnings effektiviteten før behandling og etter behandling? (2 poeng)
- iv. Vis ved en skisse effekten av syrebehandling på IPR (skisser IPR før og etter syrebehandling). (2 poeng)

c) For en sandstein reservoar:

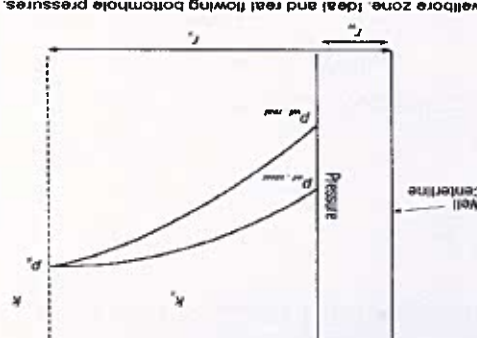
- i. Angi to grunner til sandproduksjon. (1 poeng)
- ii. En gruspakke er vanlig å bruke for sandkontroll. Angi de to mekanismer for retensjon av sandpartikler for en skjerm eller gruspakke. (1 poeng)
- iii. Angi 3 hensyn for design av en gruspakke. (1.5 poeng)
- iv. Forestå en grus (mesh size) og korntørrelse for gruspakken når produsert sand fra formasjonen har en midlere størrelsesdistribusjon, $d_{50} = 0.0046$ tommer (inches). (3 poeng)

d) Brønnutstyr og operasjoner

- i. Nevn et utstyr som er påbudt installert i produksjonsstrenngen i alle brønner i Nordsjøen. (0.5 poeng)
- ii. Hva er en nippel profil? (1 poeng)

Vedlegg 1: Engelsk oppgavetekst (original) til oppgave 2, 3 og 4

Question 2 Reservoir and fluid properties, flow in reservoir

- a. An oil reservoir has some gas trapped above the oil phase. The reservoir is also in contact with strong aquifer.
- i. List all natural drive mechanisms of this reservoir. (2 points)
 - ii. How would you produce a natural flowing oil reservoir to maximize recovery? How would you produce a natural flowing gas reservoir to maximize recovery? (Hint: drive mechanism, production rate) (2 points)
 - iii. List all flow regimes we can have in a reservoir. Define each flow regime using a figure to show the pressure wave propagation from the reservoir boundaries to the well. (3 points)
 - iv. How do reservoir pressure, p , and flow rate, q , change with time for each flow regime? (1.5)
 - v. Give the IPR equations for the different flow regimes defined above (1.5 points)
- b. Fluid properties such as GOR, B_o , and μ_o change as a function of reservoir pressure.
- i. Define GOR, GLR, B_o , and μ_o . (2 points)
 - ii. Show a plot each of GOR, B_o , and μ_o as a function of reservoir pressure. (1.5) points)
 - iii. Two different wells produce from two different reservoirs. GLR value is given for the first well, and GOR value is given for the second well. If every other well and reservoir property are equal, and the GLR = GOR in value, which well has the highest bottom hole pressure? Explain briefly. (2 points)
 - iv. Since B_o and μ_o change as a function of reservoir pressure, why do we assume a constant value for them in the IPR equations. Explain. (1.5 point)
- c. The figure shows the pressure response to a well at a given production rate, q_o , with pressure p_s at the near-wellbore area radius, r_s . Pressure at the well without skin is $p_{wf,ideal}$, and pressure at the well with skin is $p_{wf,real}$.
- 
- i. Define skin effect. (1 point)
 - ii. List 3 sources of skin (1.5 points)
 - iii. Give the expression for pressure drop due to skin, in the near-wellbore area of a reservoir as illustrated in the figure. (0.5 points)
 - iv. Derive Hawkins' s formula for skin factor. (5 points)

Question 3: Well deliverability and flow from the reservoir to the well

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

- Reservoir pressure, $p_c = 6000$ psia, oil bubble point pressure, $p_b = 3000$ psia
- Oil viscosity, $\mu_o = 1.2$ cp, oil volume factor, $B_o = 1.2$, Relative density of oil $\gamma_o = 0.82$, $GOR = 400$ scf/stb
- The gas has a relative density of $\gamma_g = 0.70$ and the gas adiabatic constant, k_f is 1.2
- The reservoir thickness, $h = 100$ ft, permeability, $k = 90$ mD, porosity $\phi = 0.2$
- The well radius, $r_w = 4.5$ in, reservoir drainage radius, $r_e = 1000$ ft

a. A well test for the reservoir gave the data in table 1, and a sensitivity analysis is done to choose between two production tubing sizes as presented in table 2

q_o STB/d	q_{ob}
0	3000
6000	3000
600	5444
1000	4000
3600	4000
q_{ob}	3000

IPR Data:
Table 1. Well test data

q_o STB/d	P_w psia	P_w psia	q_{ob}
90	5950	4600	3000
200	5889	4650	3000
400	5778	4620	3000
600	5667	4430	3000
1000	5444	4095	3000
3600	4000	2179	3000
q_{ob}	3000	911	3000

Table 2. Data for TPR $D_1 = 2.875$ in $D_2 = 3.5$ in

1. Derive an expression for skin factor for this reservoir based on reservoir and well test data. (2 points)

ii. Calculate the productivity index for the reservoir, and the skin factor. (2 points)

iii. Calculate the flowrate at the bubble point (q_{ob}), and the maximum flowrate $q_{o,max}$. (1.5 points)

iv. Plot the IPR for the reservoir using the attached graph-sheet. (2 points)

b. The well is produced at a plateau rate of 2000 stb/d. Over time the reservoir pressure has dropped, and the well has to be produced at the minimum wellhead pressure, $P_{wh,min} = 2100$ psia.

i. Plot the TPR curves for the two tubing diameters given (show tabulated values for calculated TPR). (10.5 points)

ii. What is the flowing well pressure (p_w), and reservoir pressure (p_{avg}) when the IPR intersects TPR for tubing 1 at the plateau rate? (2 point)

iii. What is the flowing well pressure (p_w), and reservoir pressure (p_{avg}) when the IPR intersects TPR for tubing 2 at the plateau rate? (2 points)

iv. What is theoretically the minimum flow rate at which we can flow the well for each tubing? Explain (1.5 point)

v. Which of the two tubings above would you choose assuming no difference in tubing cost? Give reasons for your choice. (1.5 point)

Question 4 Artificial-lift, Production enhancement, and flow control:

- a. Artificial lift
- i. Consider the well in question 3 above. When would you recommend artificial lift? (1 point)
 - ii. Explain the difference between the lift principle of gaslift, and the lift principle of a downhole pump as an artificial lift method. (2 points)
 - iii. Over time there has been an inflow of water into the reservoir, and the water cut in the produced fluids is very high. What artificial lift method would you recommend for the well? Explain (2 points)
 - iv. Sketch a gaslift performance curve (q_l vs. GOR) and briefly and explain it. (2 points)
- b. Production enhancement
- i. It is decided to improve the productivity of the reservoir in Question 3 with acid treatment. Outline the treatment procedure if the reservoir is
 1. Carbonate (1.5 points)
 2. Sandstone (1.5 points)
 - ii. Calculate the skin factor after acid treatment if the productivity index of the reservoir, J, becomes 8. What type of reservoir could this be? Explain. (3 points)
 - iii. What is the flow efficiency (flow efficiency) before and after treatment (2 points)
 - iv. Show with a sketch the effect of acid treatment on the IPR (sketch the IPR before and after treatment). (2 points)
- c. Consider a sandstone reservoir.
- i. Give two mechanisms that lead to sand production. (1 point)
 - ii. A gravel pack is a common sand control measure. Name the two mechanisms for retention of sand particles at a screen or gravel pack. (1 point)
 - iii. Give 3 considerations when designing a gravel pack. (1.5 points)
 - iv. 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. (3 points)
- d. Production equipment and well operations:
- i. Name an equipment that's mandatory in the production string. (0.5 points)
 - ii. What is a nipple profile? (1 point)

Vedlegg 2: Formelsamling

Ligninger relatert til innstrømning i brønn og produksjonseffektivitet:

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

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

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

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

$$q_o = \frac{162.6 \mu_o B_o \left(\log(t) + \log\left(\frac{\phi \mu_o c_t r_w^2}{k}\right) - 3.23 + 0.87 \cdot S\right)}{k h (p_e - p_{wf})}$$

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

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

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

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

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

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

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

$$p_{inj, ann} = p_{surf} \cdot \left(1 + \frac{H_{inj}}{40000}\right)$$

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

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

$$\Delta p_s = \frac{q_o \cdot 141.2 \mu_o B_o}{k h} \cdot S$$

$$\beta = \frac{v_{mineral} \cdot M_{wmineral}}{v_{acid} \cdot M_{wacid}}$$

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

Andre ligninger:

$$\frac{p}{p} = z R T$$

($z = 1$ for ideell gass)

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

(massestrøm for gass)

$$\gamma_g = \frac{M_{luft}}{M}$$

($M_{luft} = 29 \text{ g/mol}$)

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

($f_D = \text{Darcy friction factor}$)

$$R = \frac{R_0}{M}$$

($R_0 = \text{universal gas constant}$)

$$v_{max} = K \cdot \sqrt{\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g}}$$

(Souders & Brown)

Vedlegg 3: Spesielle enheter og størrelser

API GRAVITY (OF OIL)	
API GRAVITY (OF OIL)	$\frac{141.5}{131.5 + \text{API}}$
1 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 bbl/D	$= 1.84 \times 10^{-6} \text{ m}^3/\text{s} = 0.159 \text{ m}^3/\text{D}$
GAS-OIL RATIO	
1 scf/STB	$= 0.178 \text{ m}^3/\text{m}^3$
VALUES OF THE UNIVERSAL GAS CONSTANT	
R	$= 8.314 \text{ J/mol K} = 8.314 \text{ m}^3 \text{ Pa/mol K}$
	$= 1.545 \text{ ft lbf/lb mol } ^\circ\text{R}$
ABSOLUTE TEMPERATURE	
K	$= ^\circ\text{C} + 273.15$
°R	$= ^\circ\text{F} + 459.67$
STANDARD CONDITIONS	
T^{std} (SI)	$= 15 ^\circ\text{C} = 288.15 \text{ K}$
T^{std} (Field)	$= 60 ^\circ\text{F} = 519.67 ^\circ\text{R}$
p^{std}	$= 101325 \text{ Pa} = 14.696 \text{ Psi}$

Vedlegg 4: Omregningstabell

The conversion factors all have dimension "to"-unit / "from"-unit. Multiply the quantity in "from"-units with the factor, and the "from"-units will cancel. Examples:

$$6 \text{ ft} = 6 \text{ ft} \times 0.3048 \text{ m/ft} = 1.8288 \text{ m}$$

$$5 \text{ bar} = 5 \text{ bar} \times 14.504 \text{ Psi/bar} = 72.52 \text{ Psi}$$

Quantity	U.S. Field Unit	To SI Unit	To U.S. Field Unit	SI Unit
Length (L)	feet (ft)	0.3048	3.2808	meter (m)
	mile (mi)	1.609	0.6241	kilometer (km)
	inch (in.)	25.4	0.03937	millimeter (mm)
Mass (M)	ounce (oz)	28.3495	0.03527	gram (g)
	pound (lb)	0.4536	2.205	kilogram (kg)
	Lbm	0.0311	32.17	slug
Volume (V)	gallon (gal)	0.003785	264.172	meter ³ (m ³)
	cu. ft. (ft ³)	0.028317	35.3147	meter ³ (m ³)
	barrel (bbl)	0.15899	6.2898	meter ³ (m ³)
	Mscf (1000 ft ³ , 60°F)	28.317	0.0353	Sm ³ (15 °C)
Area (A)	sq. ft. (ft ²)	9.29 × 10 ⁻²	10.764	meter ² (m ²)
	14.7 psia)			101.325 kPa)
	sq. mile	2.59	0.386	(km) ²
Pressure (p)	lb/in. ² (psi)	6.8948	0.145	kPa (1000 Pa)
	Psi	0.0689	14.504	bar ^a
	Psi	0.0680	14.696	atm ^b
	psi/ft	22.62	0.0442	kPa/m
	inch Hg	3.3864 × 10 ³	0.2953 × 10 ⁻³	Pa
Temperature (T)	°F	0.5556(°F - 32)	1.8 °C + 32	°C
	Rankine (°R)	0.5556	1.8	Kelvin (K)
Energy / work (w)	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 (μ)	Cp	0.001	1000	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 (k)	Btu-ft/hr-ft ² -°F	1.7307	0.578	W/(m · K)
Specific heat (C _p)	Btu/(lbm °F)	1	1	cal/(g °C)
	Btu/(lbm °F)	4.184 × 10 ³	2.39 × 10 ⁻⁴	J/(kg · K)
Density (ρ)	lbm/ft ³	16.02	0.0624	kg/m ³
Permeability (k)	MD	0.9862	1.0133	MD (= 10 ⁻¹⁵ m ²)
	md (= 10 ⁻³ darcy)	9.8692 × 10 ⁻¹⁶	1.0133 × 10 ¹⁵	m ²

^a 1 bar = 10⁵ Pa = 100 kPa
^b 1 (std) atm = 1.01325 bar

Vedlegg 5: Commercial Gravel Data

Table 3.5 Commercial Gravel data

Approx.	Sand / Gravel	U.S. Mesh	Median	Porosity	Permeability	a	b
	Size (in.)	Size	Di. (in.)	(%)	(md)		
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			

$$\beta_G = bk_G^{-a}$$