

KURS PET 200: PRODUKSJON AV OLJE OG GASS høst 2014

ØVING 1

Utlevert: 31.08.14

Øvingsoppgavene er ment å gi en utdypende forståelse av det stoffet som er presentert i forelesningene. Øvingene inneholder beregningsoppgaver som gir trening i beregningsmetodikk med tilhørende analyse av hvilke antagelser og tilnærminger som benyttes. Det benyttes overslagsberegninger. Vi skal forstå prinsippene, ikke gjøre nøyaktige beregninger.

Det anbefales at studentene gruppevis arbeider med oppgavene.

Det vil bli lagt ut løsningsforslag.

Dette oppgavesettet inneholder helt grunnleggende beregninger som er typisk for det som går igjen i de egentlige produksjons- og prosess-oppgavene som kommer gjennom øvinger senere (øving 3?). Den sentrale oppgaven i øving 1 er oppgave 1. Her må du benytte det du vet fra tidligere om å beregne middelveier ut fra molfraksjoner. Lærebokas kapittel 2 gir eksempler og forelesningene med handout 02 Fluidegenskaper (+ det dere har lært i BIP140?) tar for seg det som er nødvendig for å løse oppgavene i øving 1. Også kritisk temperatur og trykk for blandinger beregnes på tilsvarende måter. Dette kalles ofte pseudokritisk verdi (se kap 2).

I tillegg får du bruk for reduisert trykk og reduisert temperatur (pseudo redusert trykk og temperatur for HC blandinger, cf. Likning 2.31 og 2.32 i læreboka). Den reduserte verdien er $P_r = P/P_{cr}$. Vi bruker så prinsippet om korresponderende tilstander (jfr. det du vet fra PET120 reservoarteknikk) som sier at: **Ved samme reduserte trykk og temperatur har alle gasser tilnærmet samme avvik fra ideell oppførsel**, det betyr at de da har tilnærmet samme kompressibilitetsfaktor. Dermed kan kompressibilitetsfaktoren bestemmes ut fra kjennskap til de to reduserte verdiene for trykk og temperatur. Så lenge vi betrakter hydrokarbongasser, er interaksjoner på molekylnivå like, og den generelle loven fungerer bra.

Diagram for kompressibilitetsfaktoren er vedlagt sammen med data for hydrokarbon enkeltkomponenter. Diagrammene er hentet fra :”Engineering Data Book” fra Gas Processors Suppliers Association.

I denne oppgaven er det til dels blandet feltenheter og SI-enheter, da det fremdeles er nødvendig å beherske begge systemene.

Her benyttes til en viss grad diagrammer, som gjelder for hydrokarboner generelt og som kan benyttes til beregning for et flerkomponentsystem. Vi nøyer oss med noen få komponenter, vi skal bare vite at vi behersker prinsippene.

Oppgave 3 tar for seg omregning fra SI til feltenheter, noe som kan være nyttig å trene på om du ikke føler deg sikker. Omregningstabell for omregning fra US til SI enheter er lagt inn til sist i mappen øvinger på Its Learning (Appendix A side 282 i gammel lærebok). Tilsvarende omregningstabeller fra Golan’s bok er vedlagt (benyttet tidligere år).

OPPGAVE 1:

Beregning av gasstetthet

Gå ut fra en gassblanding som har følgende molfraksjon av komponentene:

$$y_1 = 0.85 \quad y_2 = 0.09 \quad y_3 = 0.04 \quad y_4 = 0.02$$

y_i angir molfraksjon for normalhydrokarbon C_i ($C_1 = \text{metan}$, $C_2 = \text{etan}$, etc.).

- A) Finn kompressibilitetsfaktoren Z ved **120 °F** og **1500 psia** ved å beregne redusert trykk og temperatur ut fra T_c og P_c for de enkelte komponenter.
- B) Finn kompressibilitetsfaktoren Z ved de samme betingelser med utgangspunkt i relativ gasstetthet.
- C) Beregn molvolumet av gassblandingen i m^3 og i ft^3 .
- D) Anta at sammensetningen ikke er kjent utover at den tilsynelatende molvekten er gitt. Bruk den Z -verdien du har funnet til å beregne gassens tetthet ved de gitte betingelser.

OPPGAVE 2:

Trykk i brønn

For et oljeførende lag har vi følgende data:

Dybde	H	= 10 000 fot
Reservoartykkelse	h	= 30 fot
Initielt reservoartrykk	p_{Ri}	= 6 000 psia
Relativ tetthet, olje	γ_o	= 0,75
Kokepunkt, olje	p_b	= 3 500 psia
Relativ tetthet, formasjonsvann	γ_{fw}	= 1.07

- A) Hva er normalt (forutsetter at det er sjøvannskontakt) poretrykk i dette reservoaret?
- B) Dersom en produksjonsbrønn ned til dette reservoaret blir avstengt, hvor stort trykk vil det være ved brønnehodet? Se bort fra at oljen i brønnen kan utvikle gass.
- C) Hvor i brønnen (ved hvilken høyde i produksjonsrøret) vil oljen nå kokepunktstrykket?

OPPGAVE 3:

Omregning til feltenheter

Ta utgangspunkt i trykklikningen $\Delta p_h = \rho \cdot g \cdot H$ gitt i SI-enheter,

der Δp_h : forskjell i hydrostatisk trykk

ρ : væsketetthet

g : tyngdens aksellerasjon

H : væskesøylens høyde.

Vis at når Δp_h skal gis i **psi** og **h** i **foot**, så kan likningen skrives

$$\Delta p_h = 0,434 \cdot \gamma \cdot h$$

der γ : relativ tetthet i forhold til vann.

FIG. 23-4
Compressibility Factors for Natural Gas¹

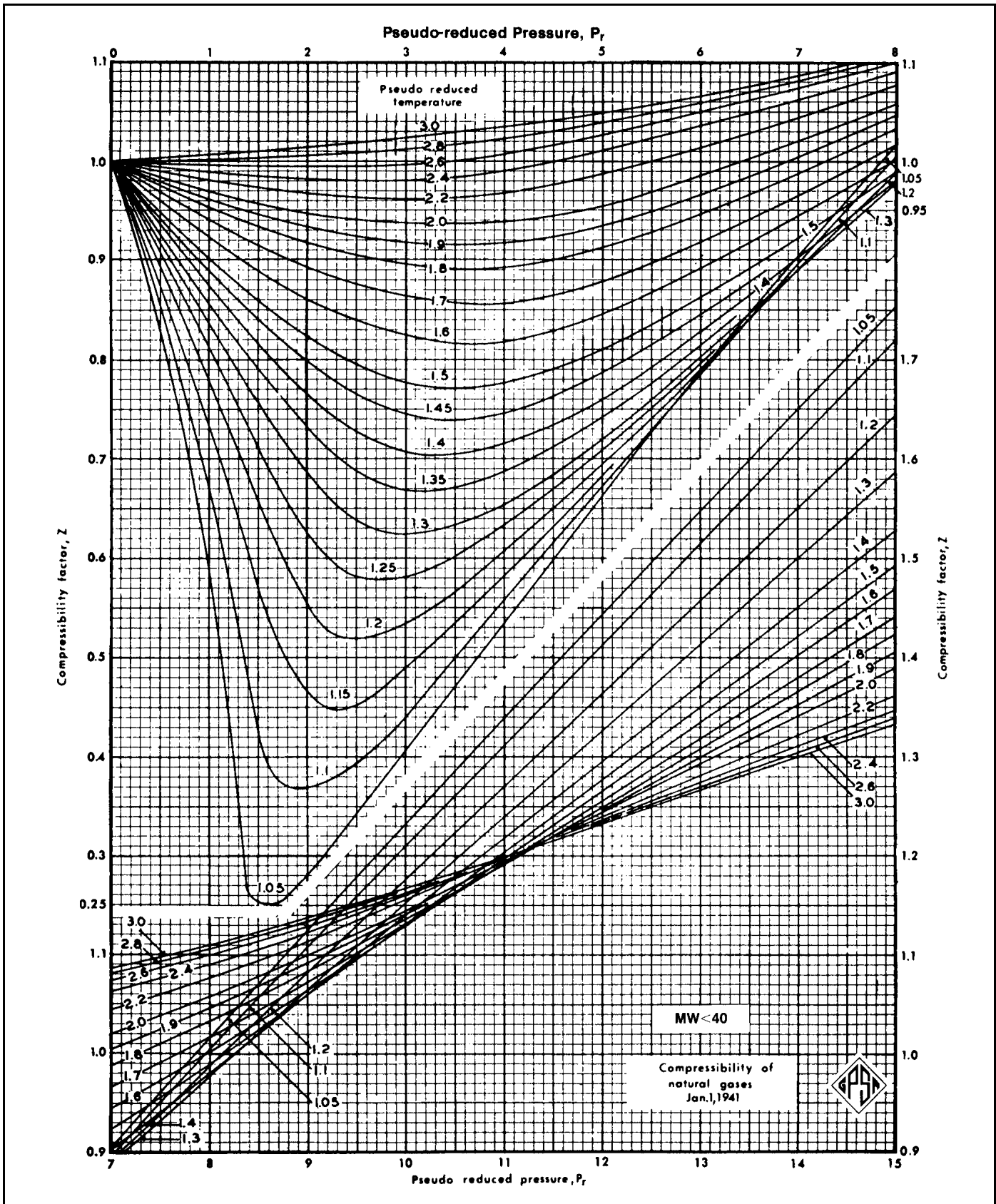
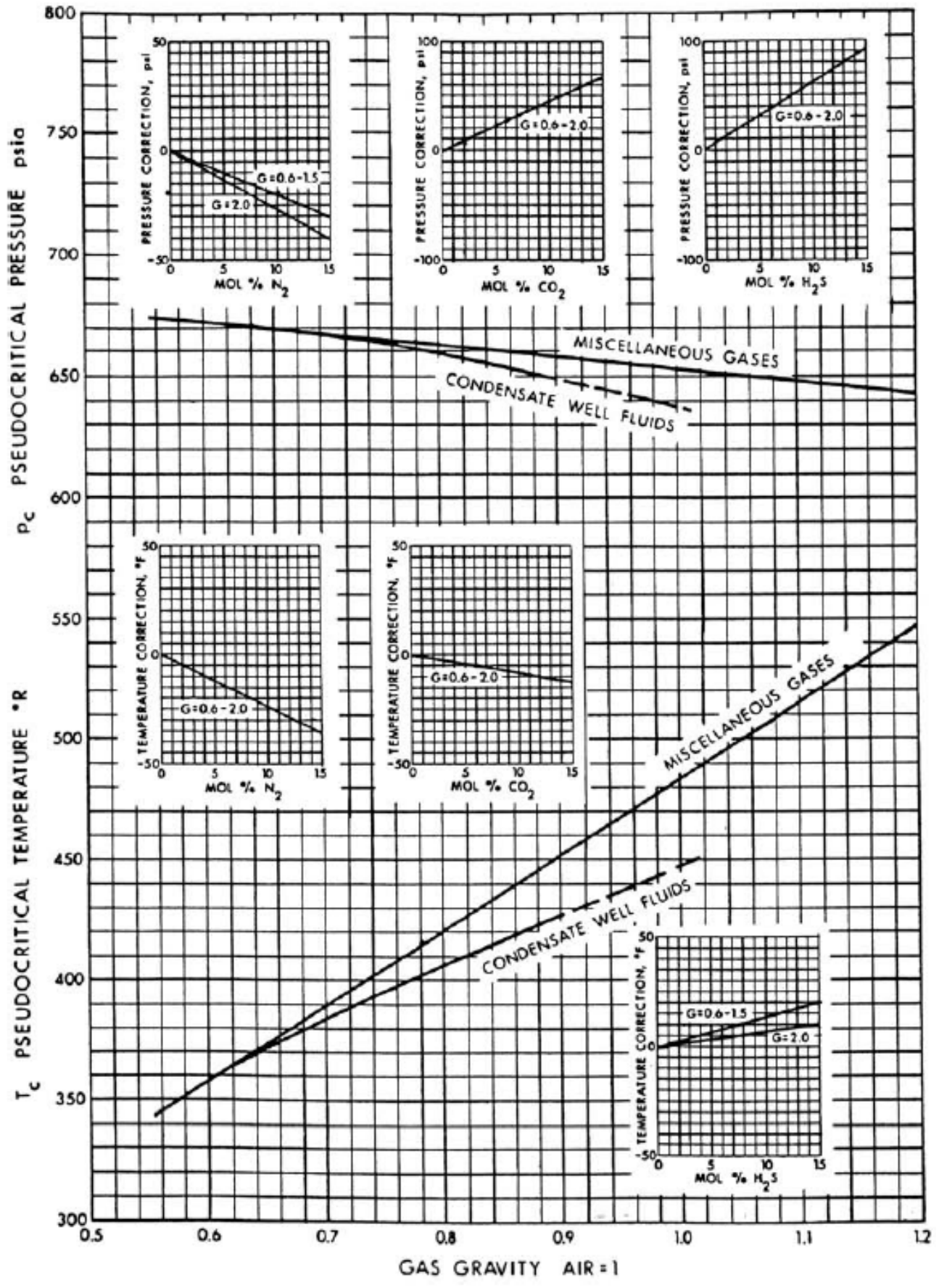


Table Molecular Weights and Critical Properties of Pure Components of Natural Gas

Compound	Chemical Composition	Symbol (for calculations)	Molecular Weight	Critical Pressure (psi)	Critical Temperature R
Methane	CH ₄	C ₁	16.04	673	344
Ethane	C ₂ H ₆	C ₂	30.07	709	550
Propane	C ₃ H ₈	C ₃	44.09	618	666
<i>iso</i> -Butane	C ₄ H ₁₀	<i>i</i> -C ₄	58.12	530	733
<i>n</i> -Butane	C ₄ H ₁₀	<i>n</i> -C ₄	58.12	551	766
<i>iso</i> -Pentane	C ₅ H ₁₂	<i>i</i> -C ₅	72.15	482	830
<i>n</i> -Pentane	C ₅ H ₁₂	<i>n</i> -C ₅	72.15	485	847
<i>n</i> -Hexane	C ₆ H ₁₄	<i>n</i> -C ₆	86.17	434	915
<i>n</i> -Heptane	C ₇ H ₁₆	<i>n</i> -C ₇	100.2	397	973
<i>n</i> -Octane	C ₈ H ₁₈	<i>n</i> -C ₈	114.2	361	1024
Nitrogen	N ₂	N ₂	28.02	492	227
Carbon Dioxide	CO ₂	CO ₂	44.01	1072	548
Hydrogen Sulfide	H ₂ S	H ₂ S	34.08	1306	673



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)
Mass (<i>M</i>)	inch (in.)	25.4	0.03937	millimeter (mm)
	ounce (oz)	28.3495	0.03527	gram (g)
	pound (lb)	4.536	2.205	kilogram (kg)
Volume (<i>V</i>)	lbm	0.0311	32.17	slug
	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)
	Mcf (1,000 ft ³ , 60 °F, 14.7 psia)	28.317	0.0353	Nm ³ (15 °C, 101.325 kPa)
Area (<i>A</i>)	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)
Pressure (<i>P</i>)	sq. mile	2.59	0.386	(km) ²
	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
Energy/work (<i>w</i>)	Rankine (°R)	0.5556	1.8	Kelvin (K)
	Btu	252.16	3.966×10^{-3}	cal
	Btu	1.0551	0.9478	kilojoule (kJ)
	ft-lbf	1.3558	0.73766	joule (J)
Viscosity (μ)	hp-hr	0.7457	1.341	kW-hr
	cp	0.001	1,000	Pa-s
	lb/ft-sec	1.4882	0.672	kg/(m-sec) or (Pa-s)
Thermal conductivity (<i>k</i>)	lbf-s/ft ²	479	0.0021	dyne-s/cm ² (poise)
	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