

آنالیز آزمایشگاهی سیالات مخزن

انجام مطالعات آزمایشگاهی دقیق PVT ^۱ و بررسی رفتار تعادل فازی سیالات مخزن برای شناسایی و تشخیص این سیالات و ارزیابی عملکرد حجمی آنها در فشارهای مختلف ضروری‌اند. تعداد زیادی تحلیل آزمایشگاهی را می‌توان روی یک نمونه سیال مخزن انجام داد. اطلاعات لازم تعداد این آزمایش‌ها را در آزمایشگاه مشخص می‌کند. به طور کلی، سه نوع آزمایش برای اندازه‌گیری نمونه‌های هیدروکربنی مخزن استفاده می‌شوند:

1- Pressure- Volume- Temperature

(۱) آزمایش‌های مقدماتی

این آزمایش‌ها، ساده‌اند و معمولاً در فیلد انجام می‌شوند. (مثل اندازه‌گیری وزن مخصوص و نسبت گاز به نفت سیالات هیدروکربنی تولید شد).

(۲) آزمایش‌های آزمایشگاهی معمولی

این آزمایش‌ها متعددند و معمولاً برای تعیین خصوصیات سیال هیدروکربنی مخزن انجام می‌شوند و عبارت‌اند از:

- آنالیز ترکیبی سیستم؛
- انبساط در ترکیب ثابت؛
- تبخیر مرحله‌ای؛
- آزمایش‌های دستگاه تفکیک‌کننده؛
- تخلیه حجم ثابت.

(۳) آزمایش‌های آزمایشگاهی ویژه

این گونه آزمایش‌ها مواقع خاصی انجام می‌شوند. اگر مخزنی با تزریق گاز اقدامی یا یک طرح بازگردانی گاز تخلیه شود، آزمایش‌های زیر را می‌توان انجام داد:

- آزمایش لوله قلمی^۱
- آزمایش تورم نفت^۲

هدف این فصل مرور و بررسی آزمایش‌های *PVT* آزمایشگاهی و نشان دادن استفاده مناسب از اطلاعات در گزارش‌های *PVT* است.

1- Slim – Tube Test

2- Swelling Test

ترکیب سیال مخزن

نمونه‌هایی از سیال مخزن، که تقریباً معرف سیال اولیه مخزن باشند، به سرعت در آغاز عمر مخزن گرفته می‌شوند. این کار شانس وجود گاز آزاد^۱ در لایه نفتی مخزن را کاهش می‌دهد.

اکثر پارامترهایی را که در یک مطالعه سیال مخزن اندازه‌گیری می‌شوند می‌توان با درجه‌ای از دقت از ترکیب سیال مخزن محاسبه کرد. این کاملترین توصیف سیال مخزن است که می‌توان انجام داد. در گذشته، ترکیبات سیال مخزن معمولاً شامل تفکیک ترکیبات نفت از متان تا هگزان می‌شد و هپتان و اجزای سنگین‌تر به صورت یک جز با هم گروه‌بندی و همراه با میانگین دانسیته و وزن مولکولی آنها گزارش می‌شدند. با توسعه معادلات پیچیده‌تر حالت برای محاسبه خواص سیال، توصیف کاملتری از اجزای سنگین لازم است. توصیه می‌شود که آنالیز ترکیبی سیال مخزن^۲ حداقل شامل اجزای جداگانه تا C_{10} باشد. هم‌اکنون آزمایشگاه‌های تحقیقاتی پیشرفته از معادلات حالتی استفاده می‌کنند که به آنالیز ترکیبات تا C_{30} یا اجزای سنگین‌تر نیاز دارند. جدول ۱-۳ یک آنالیز ترکیبی اختصاصی کروماتوگرافیک^۳ سیستم نفت خام میدان بیگ بیوت^۴ را نشان می‌دهد. این جدول شامل جزء مولی، جزء وزنی، دانسیته و وزن مولکولی هر جزء است.

آزمایش انبساط در ترکیب ثابت^۵

آزمایش‌های انبساط در ترکیب ثابت برای میعانات گازی^۶ یا نفت خام و برای شبیه‌سازی روابط فشار - حجم این سیستم انجام می‌شوند. این آزمایش‌ها برای تعیین پارامترهای زیر استفاده می‌شوند (شکل ۱-۳):

- فشار اشباع (فشار نقطه حباب یا نقطه شبنم)؛

-
- 1- Free Gas
 - 2- Compositional Analyses of the Reservoir Fluids
 - 3- Chromatographic "fingerprint" Compositional Analysis
 - 4- Big Butte Field
 - 5- Constant- Composition Expansion Tests (CCE)
 - 6- Gas Condensate

- ضرایب تراکم‌پذیری ایزوترمال سیال تک فازی در فشار بالاتر از فشار اشباع؛
- ضرایب تراکم‌پذیری فاز گاز؛
- حجم کل هیدروکربن به صورت تابعی از فشار.

در مرحله A شکل ۱-۳ نمونه سیال مخزن (نفت یا گاز) در یک سلول PVT در دمای مخزن و فشاری بالاتر از فشار اولیه مخزن قرار می‌گیرد. فشار گام به گام در دمای ثابت با خارج کردن جیوه از سلول کاهش می‌یابد. تغییر حجم کل هیدروکربن^۱ V_t برای هر تغییر فشار اندازه‌گیری می‌شود. فشار اشباع^۲ (فشار نقطه حباب یا فشار نقطه شبنم) و حجم مرتبط با آن مشاهده و ثبت و به صورت حجم مرجع^۳ V_{sat} استفاده می‌شود (قسمت C). حجم سیستم هیدروکربنی به صورت تابعی از فشار سلول به شکل نسبتی از حجم مرجع گزارش می‌شود. این حجم به حجم نسبی^۴ معروف است و معادله ریاضی آن به شکل زیر است:

$$V_{rel} = \frac{V_t}{V_{sat}} \quad (1-3)$$

V_{rel} حجم نسبی؛

V_t حجم کل هیدروکربن؛

V_{sat} حجم در فشار نقطه حباب.

حجم نسبی در فشار اشباع برابر یک است. معمولاً این آزمایش را آزمایش روابط فشار حجم^۵، آزادسازی آبی^۶، تبخیر آبی^۷ یا انبساط آبی^۸ می‌نامند.

-
- 1- Total Hydrocarbon Volume
 - 2- Saturated Pressure
 - 3- Reference Volume
 - 4- Relative Volume
 - 5- Pressure- Volume Relations
 - 6- Flash Liberation
 - 7- Flash Vaporization
 - 8- Flash Expansion

جدول ۳-۱: آنالیز هیدروکربن نمونه سیال مخزن

Composition of Reservoir Fluid Sample (by Flash, Extended-Capillary Chromatography)				
Component Name	Mol %	Wt %	Liquid Density (gm/cc)	MW
Hydrogen Sulfide	0.00	0.00	0.8006	34.08
Carbon Dioxide	0.25	0.11	0.8172	44.01
Nitrogen	0.88	0.25	0.8086	28.013
Methane	23.94	3.82	0.2997	16.043
Ethane	11.67	3.49	0.3562	30.07
Propane	9.36	4.11	0.5070	44.097
iso-Butane	1.39	0.81	0.5629	58.123
n-Butane	4.61	2.66	0.5840	58.123
iso-Pentane	1.50	1.07	0.6244	72.15
n-Pentane	2.48	1.78	0.6311	72.15
Hexanes	3.26	2.73	0.6850	84
Heptanes	5.83	5.57	0.7220	96
Octanes	5.52	5.88	0.7450	107
Nonanes	3.74	4.50	0.7640	121
Decanes	3.38	4.50	0.7780	134
Undecanes	2.57	3.76	0.7890	147
Dodecanes	2.02	3.23	0.8000	161
Tridecanes	2.02	3.52	0.8110	175
Tetradecanes	1.65	3.12	0.8220	190
Pentadecanes	1.48	3.03	0.8320	206
Hexadecanes	1.16	2.57	0.8390	222
Heptadecanes	1.06	2.50	0.8470	237
Octadecanes	0.93	2.31	0.8520	251
Nonadecanes	0.88	2.31	0.8570	263
Eicosanes	0.77	2.11	0.8620	275
Heneicosanes	0.68	1.96	0.8670	291
Docosanes	0.60	1.83	0.8720	305
Tricosanes	0.55	1.74	0.8770	318
Tetracosanes	0.48	1.57	0.8810	331
Pentacosanes	0.47	1.60	0.8850	345
Hexacosanes	0.41	1.46	0.8890	359
Heptacosanes	0.36	1.33	0.8930	374
Octacosanes	0.37	1.41	0.8960	388
Nonacosanes	0.34	1.34	0.8990	402
Triacosanes plus	3.39	16.02	1.0440	474
Totals	100.00	100.00		

Total Sample Properties				
Molecular Weight	100.55			
Equivalent Liquid Density, gm/sc	0.7204			

Plus Fractions	Mol %	Wt %	Density	MW
Heptanes plus	40.66	79.17	0.8494	196
Undecanes plus	22.19	58.72	0.8907	266
Pentadecanes plus	13.93	45.09	0.9204	326
Eicosanes plus	8.42	32.37	0.9540	387
Pentacosanes plus	5.34	23.16	0.9916	437
Triacosanes plus	3.39	16.02	1.0440	474

در این فرایند مواد هیدروکربنی از سلول خارج نمی‌شوند بنابراین ترکیب کل مخلوط هیدروکربنی در سلول همچنان همان ترکیب اولیه است.

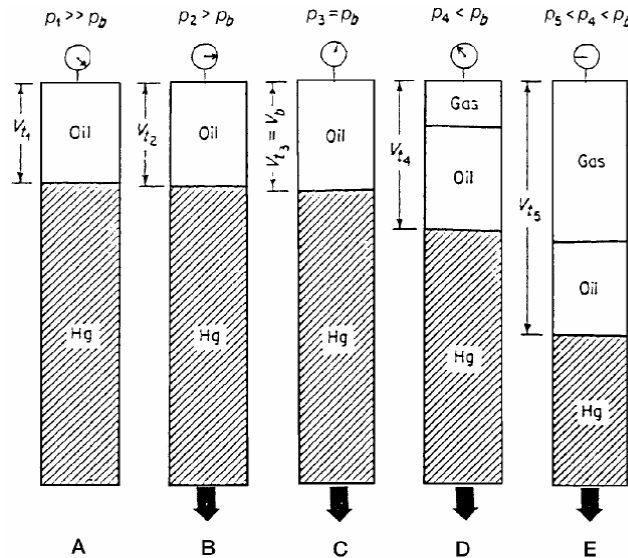
جدول ۳-۲ نتایج آزمایش تبخیر آبی (آزمایش انبساط ترکیب ثابت) را برای سیستم نفت خام میدان بیگ بیوت نشان می‌دهد. فشار نقطه حباب سیستم هیدروکربنی 1930 psi در دمای 247 °F گزارش شده است. علاوه بر مقادیر حجم نسبی، این جدول شامل مقادیر اندازه‌گیری شده دانسیته نفت در فشار اشباع و بالاتر از آن است. دانسیته نفت در فشار اشباع معادل 0.6484 gm/cc است و از اندازه‌گیری مستقیم وزن - حجم نمونه در سلول PVT به دست آمده است. در بالای فشار نقطه حباب، دانسیته نفت را با حجم نسبی ثبت شده می‌توان محاسبه کرد:

$$\rho = \frac{\rho_{sat}}{V_{rel}} \quad (2-3)$$

ρ دانسیته در هر فشاری بالاتر از فشار اشباع؛

ρ_{sat} دانسیته در فشار اشباع؛

V_{rel} حجم نسبی در فشار دلخواه.



شکل ۱-۳: آزمایش انبساط ترکیب ثابت

مثال ۱-۳

با استفاده از داده‌های آزمایشگاهی جدول ۲-۳، مقادیر دانسیته نفت را در فشارهای 4000 psi و 6500 Psi بررسی کنید.

جواب

با استفاده از معادله (۲-۳):

• در فشار 4000 Psi

$$\rho_o = \frac{0.6484}{0.9657} = 0.6714 \text{ gm/cc}$$

• در فشار 6500 Psi

$$\rho_o = \frac{0.6484}{0.9371} = 0.6919 \text{ gm/cc}$$

بیشتر وقت‌ها داده‌های حجم نسبی برای تصحیح خطاهای آزمایشگاهی در اندازه‌گیری حجم کل هیدروکربن در فشارهای زیر فشار اشباع و همچنین فشارهای پایین به هموار کردن^۱ نیاز دارند. برای این کار معمولاً از تابع بدون بعد تراکم‌پذیری (تابع Y) استفاده می‌شود. شکل ریاضی این تابع تنها برای فشارهای زیر فشار اشباع تعریف می‌شود:

$$Y = \frac{(p_{sat} - p)}{p(V_{rel} - 1)} \quad (3-3)$$

p_{sat} فشار اشباع، $psia$ ؛

p فشار، $psia$ ؛

V_{rel} حجم نسبی در فشار p .

ستون سوم جدول ۳-۲ مقادیر محاسبه شده تابع Y را با معادله (۳-۳) نشان می‌دهد. برای هموار کردن داده‌های حجم نسبی زیر فشار نقطه حباب، تابع Y به صورت تابعی از فشار در مقیاس کارتیزین^۲ رسم می‌شود. در این ترسیم تابع Y خطی مستقیم یا خطی با انحنای بسیار کم را می‌سازد (شکل ۳-۲). این شکل رفتار نامنظم داده‌ها در نزدیکی نقطه حباب را نشان می‌دهد.

فرایند ساده هموار کردن و تصحیح داده‌های حجم نسبی در زیر نشان داده می‌شود:

مرحله اول: محاسبه تابع Y برای همه فشارهای زیر فشار اشباع با معادله (۳-۳)؛

مرحله دوم: رسم تابع Y نسبت به فشار در مقیاس کارتیزین؛

مرحله سوم: تعیین ضرایب بهترین خط گذرا از بین نقاط یا:

$$Y = a + bp \quad (4-3)$$

a و b عرض از مبدأ و شیب خط راست‌اند.

1- Smoothing

2- Cartesian Scale

مرحله چهارم: محاسبه حجم نسبی در همه فشارهای زیر فشار اشباع با استفاده از رابطه زیر:

$$V_{rel} = 1 + \frac{P_{sat} - p}{p(a + bp)} \quad (5-3)$$

مثال ۲-۳

معادله بهترین خط گذرا از بین نقاط رسم شده تابع Y بر حسب فشار برای سیستم نفت بیگ بیوت به صورت زیر است:

$$Y = a + bp$$

$$a = 1.0981$$

$$b = 0.000591$$

داده‌های حجم نسبی ثبت شده در جدول ۲-۳ را هموار کنید.

جواب

ضریب تراکم پذیری نفت، C_o ، در فشاری بالای فشار نقطه حباب با داده‌های حجم نسبی در جدول ۳-۳ برای سیستم نفت بیگ بیوت به دست می‌آید:

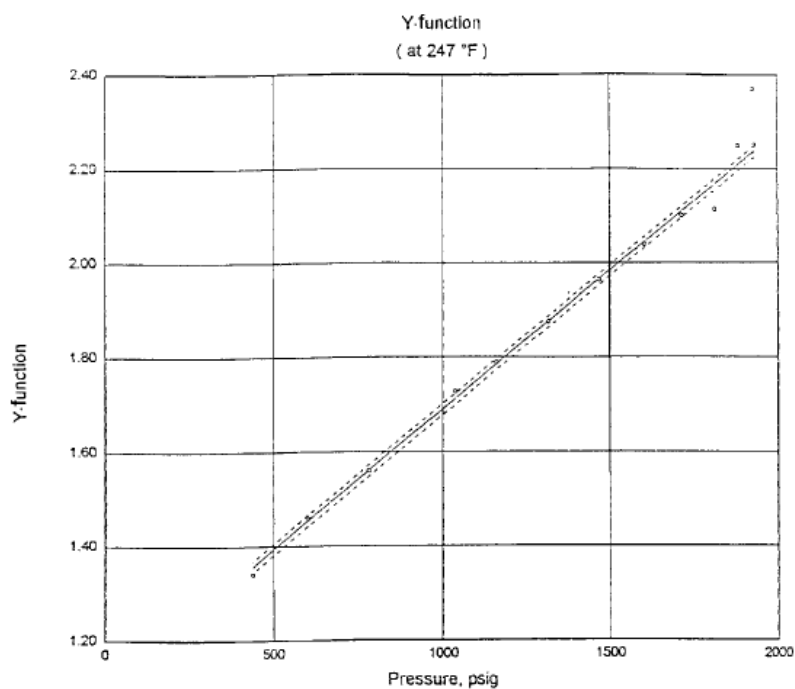
Pressure	Measured V_{rel}	Smoothed V_{rel} Equation 3-5
1936	—	—
1930	—	1.0014
1928	—	1.0018
1923	—	1.0030
1918	—	1.0042
1911	—	1.0058
1878	—	1.0139
1808	—	1.0324
1709	1.0625	1.0630
1600	1.1018	1.1028
1467	1.1611	1.1626
1313	1.2504	1.2532
1161	1.3696	1.3741
1035	1.5020	1.5091
782	1.9283	1.9458
600	2.4960	2.5328
437	3.4464	3.5290

جدول ۳-۲: داده های آزمایش انبساط ترکیب ثابت در دمای ۲۴۷°F

Pressure-Volume Relations (at 247°F)			
Pressure psig	Relative Volume (A)	Y-Function (B)	Density gm/cc
6500	0.9371		0.6919
6000	0.9422		0.6882
5500	0.9475		0.6843
5000	0.9532		0.6803
4500	0.9592		0.6760
4000	0.9657		0.6714
3500	0.9728		0.6665
3000	0.9805		0.6613
2500	0.9890		0.6556
2400	0.9909		0.6544
2300	0.9927		0.6531
2200	0.9947		0.6519
2100	0.9966		0.6506
2000	0.9987		0.6493
b>1936	1.0000		0.6484
1930	1.0014		
1928	1.0018		
1923	1.0030		
1918	1.0042		
1911	1.0058		
1878	1.0139		
1808	1.0324		
1709	1.0625	2.108	
1600	1.1018	2.044	
1467	1.1611	1.965	
1313	1.2504	1.874	
1161	1.3694	1.784	
1035	1.5020	1.710	
782	1.9283	1.560	
600	2.4960	1.453	
437	3.4464	1.356	

(A) حجم نسبی: V/V_{sat} یا حجم در فشار مشخص شده به حجم در فشار اشباع

$$Y = \frac{(p_{sat} - p)}{(p_{abs})(V/V_{sat} - 1)}, Y \text{ تابع (B)}$$



Y-function Expression : $y = a + b (Xd)^j$	LEGEND
where: $a = 1.09810e+00$ $j = 1.000$ $b = 1.14439e+00$	○ Laboratory Data --- Confidence Limits — Analytical Expression
Note: X_d (dimensionless 'X') = P_i / P_{sat} , psig	Saturation Pressure: 1936 psig Current Reservoir Pressure: 2900 psig
Confidence level: 99 % Confidence interval: +/- 0.012 'r squared': .999133	Pressure-Volume Relations Figure A-2

شکل ۲-۳: تابع Y بر حسب فشار

تراکم‌پذیری نفت با معادلات (۲-۹۴) تا (۲-۹۶) و همچنین رابطه‌ای مرتبط با حجم نسبی به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$c_o = - \frac{1}{V_{rel}} \frac{\partial V_{rel}}{\partial p} \quad (۲-۹۳)$$

جدول ۳-۳: داده های تراکم پذیری فوق اشباع

Volumetric Data (at 247°F)	
Saturation Pressure (P_{sat})	1936 psig
Density at P_{sat}	0.6484 gm/cc
Thermal Exp @ 6500 psig	1.10401 V at 247°F/V at 60°F
Average Single-Phase Compressibilities	
Pressure Range psig	Single-Phase Compressibility v/v/psi
6500 to 6000	10.73 E-6
6000 to 5500	11.31 E-6
5500 to 5000	11.96 E-6
5000 to 4500	12.70 E-6
4500 to 4000	13.57 E-6
4000 to 3500	14.61 E-6
3500 to 3000	15.86 E-6
3000 to 2500	17.43 E-6
2500 to 2000	19.47 E-6
2000 to 1936	20.79 E-6

معمولاً داده‌های حجم نسبی بالای فشار نقطهٔ حباب به صورت تابعی از فشار رسم می‌شوند (شکل ۳-۳). برای ارزیابی c_o در هر فشار p ، تنها باید مشتق منحنی را به صورت نموداری با رسم خط مماس و تعیین شیب این خط مماس $(\partial V_{rel} / \partial p)$ به دست آورد.

مثال ۳-۳

با استفاده از شکل ۳-۳، مقدار c_o را در فشار 3000 psi به دست آورید.

جواب

رسم خط مماس به منحنی و تعیین شیب:

$$\frac{\partial V_{rel}}{\partial p} = -14.92 \times 10^{-6}$$

با استفاده از معادلهٔ (۳-۶):

$$c_o = \left(-\frac{1}{0.98} \right) (-14.92 \times 10^{-6}) = 15.23 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

توجه کنید که، در جدول ۳-۳ ضرایب تراکم پذیری در چندین بازه فشاری مثلاً 6000-6500 psi، با محاسبه تغییرات حجم نسبی در بازه فشار مشخص شده، فهرست شده‌اند و c_o در حجم نسبی مرتبط به فشار پایین‌تر ارزیابی شده است:

$$c_o = -\frac{1}{(V_{rel})_2} \frac{(V_{rel})_1 - (V_{rel})_2}{p_1 - p_2} \quad (7-3)$$

زیر نویس‌های 1 و 2 مقادیر فشار بالا و پایین بازه را نشان می‌دهند.

مثال ۳-۴

با استفاده از داده‌های حجم نسبی اندازه‌گیری شده در جدول ۳-۲ برای سیستم نفت خام بیگ بیوت، تراکم‌پذیری متوسط نفت را در بازه فشاری 2500 psi تا 2000 محاسبه کنید.

جواب

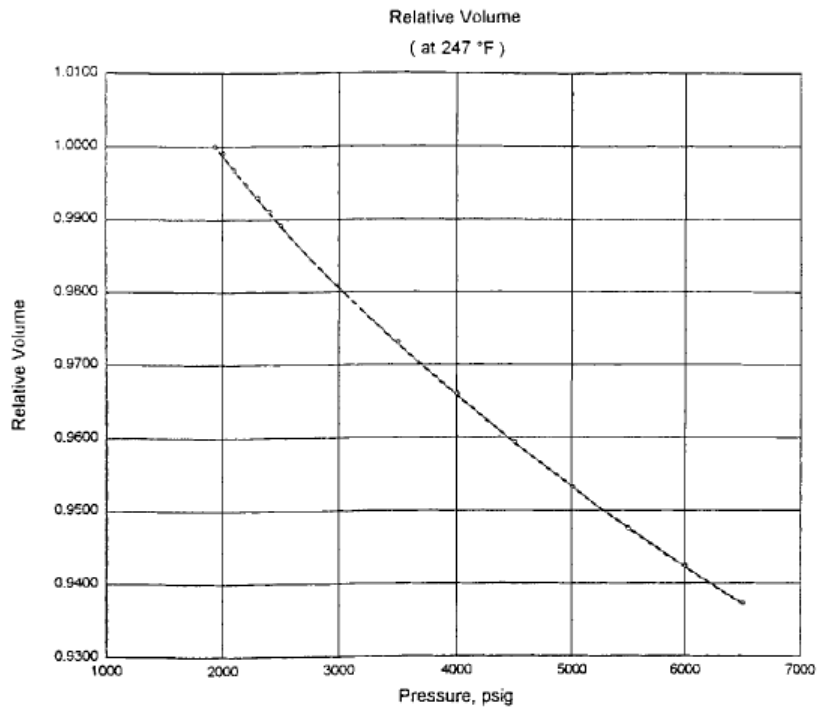
با معادله (۷-۳):

$$c_o = -\frac{1}{(0.9987)} \frac{0.9890 - 0.9987}{2500 - 2000} = 19.43 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

آزمایش آزاد کردن مرحله‌ای^۱

در فرآیند تبخیر مرحله‌ای (آزاد کردن مرحله‌ای)، گاز محلول آزاد شده از نمونه نفتی در طول فرایند کاهش فشار، قبل از این که با فاز مایع به تعادل برسد، در سطح

تماسش با نفت پیوسته برداشته می‌شود. مشخصه این نوع آزادکردن، متغیر بودن ترکیب کلی سیستم هیدروکربن است.



<p>Relative Volume Expression:</p> $y = a + b (Xd)^i + c (Xd)^j + d \log(Xd)^k$ <p>where:</p> <p>a= 1.11371e+ 00 i= 0.500</p> <p>b= -1.48699e- 01 j= 0.750</p> <p>c= 3.49924e- 02 k= 1.000</p> <p>d= 1.73284e- 02</p> <p>Note: Xd (dimensionless 'X') = Pi / Psat, psig</p>	<p>LEGEND</p> <p>○ Laboratory Data</p> <p>----- Confidence Limits</p> <p>----- Analytical Expression</p> <p>Saturation Pressure: 1936 psig</p> <p>Current Reservoir Pressure: 2900 psig</p>
<p>Confidence level: 99 %</p> <p>Confidence interval: +/- 0.00015</p> <p>'r squared': .999928</p>	<p>Pressure-Volume Relations</p> <p>Figure A-1</p>

شکل ۳-۳: داده های حجم نسبی بالای فشار نقطه حباب

داده‌های آزمایشگاهی نتیجه شده از این آزمایش عبارت‌اند از:

- مقدار گاز محلول^۱ به صورت تابعی از فشار؛

1- Dissolved Gas

- انقباض حجم نفت به صورت تابعی از فشار؛
- خواص گاز خارج شده شامل ترکیب گاز آزاد شده، ضریب تراکم پذیری گاز و وزن مخصوص گاز؛
- دانسیته نفت باقی مانده به صورت تابعی از فشار.

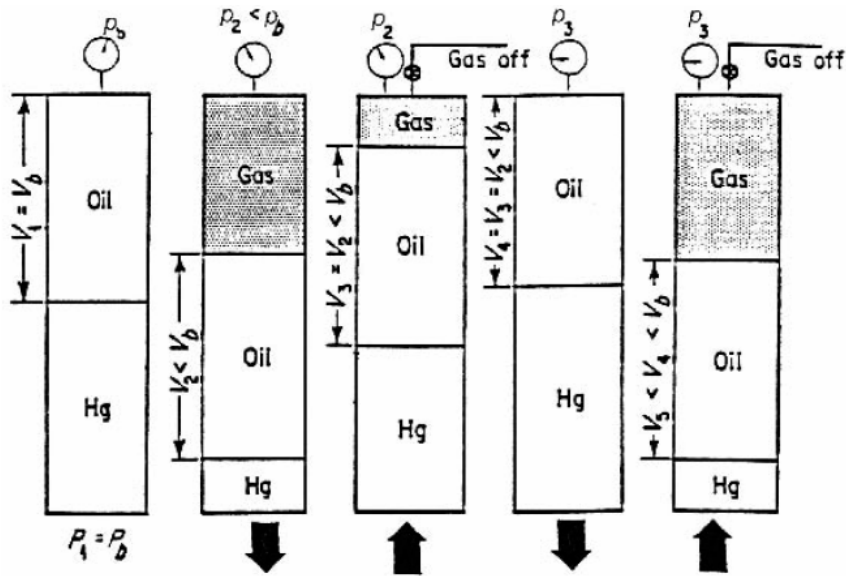
آزمایش آزاد کردن مرحله‌ای بهترین توصیف را از فرایند جدایش در مخزن ارائه می‌دهد. همچنین به این روش آزمایش برای شبیه‌سازی رفتار جریان سیستم‌های هیدروکربنی، در شرایطی بالاتر از درجه اشباع بحرانی گاز^۱، توجهی خاص می‌شود. گاز آزاد شده از نفت با رسیدن درجه اشباعش به درجه اشباع بحرانی گاز، به دلیل تحرک بیشتر گاز از نفت، شروع به حرکت و نفت را ترک می‌کند. متعاقباً با این رفتار توالی آزادسازی مرحله‌ای دنبال می‌شود.

این آزمایش روی نمونه‌های نفت مخزن اجرا و انجام آن با قرار دادن نمونه سیال مایع و سیال PVT در دمای مخزن و فشار نقطه حباب آغاز می‌شود. فشار به صورت گام به گام و مرحله‌ای کاهش می‌یابد (معمولاً در سطوح افت فشاری 10 تا 15 psi) (شکل ۳-۴). در هر مرحله گاز آزاد شده برداشته و حجم آن در شرایط استاندارد اندازه‌گیری می‌شود. همچنین حجم نفت باقی مانده V_L در هر سطح فشار اندازه‌گیری می‌شود. ترکیب نفت باقی مانده پیوسته تغییر می‌کند و اجزای سنگین تر درصدی بیشتر از اجزای سبکتر می‌یابند. فرایند بالا تا رسیدن به فشار اتمسفر ادامه خواهد داشت. در فشار اتمسفر حجم نفت باقی مانده اندازه‌گیری و سپس به حجم در دمای $60^\circ F$ تبدیل می‌شود (V_{sc}). ضریب‌های حجمی نفت در هر مرحله B_{od} (معمولاً با نام ضریب‌های حجمی نسبی نفت^۲) در همه سطوح فشاری با تقسیم حجم‌های ثبت شده نفت V_L بر حجم نفت باقی مانده V_{sc} محاسبه می‌شوند:

-
- 1- Critical Gas Saturation
 - 2- Relative Oil Volume Factors

$$B_{od} = \frac{V_L}{V_{sc}} \quad (۸۳)$$

نسبت گاز به نفت در هر مرحله R_{sd} با تقسیم حجم گاز محلول بر حجم نفت باقی مانده^۲ به دست می آید. جدول ۳-۴ نتایج آزمایش آزاد کردن مرحله ای را برای نفت خام میدان بیگ بیوت نشان می دهد. در این آزمایش مقادیر نسبت گاز به نفت و حجم نسبی نفت مرحله ای برای این نمونه نفتی در فشار نقطه حباب به ترتیب $1.730 \text{ bbl}/\text{STB}$ و $933 \text{ scf}/\text{STB}$ است.



شکل ۳-۴: آزمایش تبخیر مرحله ای

علامت های B_{odb} و R_{sdb} به عنوان معرف دو مقدار ذکر شده به کار می روند؛

یعنی:

$$B_{odb} = 1.730 \text{ bbl}/\text{STB}$$

$$R_{sdb} = 933 \text{ scf}/\text{STB}$$

- 1- Differential Solution Gas Ratio
- 2- Residual Oil Volume

ستون C جدول ۳-۴ حجم کل نسبی B_{td} آزادکردن مرحله‌ای را با استفاده از فرمول زیر نشان می‌دهد:

$$B_{td} = B_{od} + (R_{sdb} - R_{sd})B_g \quad (۹-۳)$$

B_{td} حجم کلی نسبی، bbl/STB ؛

B_g ضریب حجمی گاز، bbl/scf ؛

ضریب انحراف گاز z در ستون ششم جدول ضریب z گاز محلول آزاد شده (برداشت شده) در فشار مشخص است. این مقادیر با اندازه‌گیری‌های حجم گاز ثبت شده محاسبه می‌شوند:

$$z = \left(\frac{Vp}{T} \right) \left(\frac{T_{sc}}{V_{sc}p_{sc}} \right) \quad (۱۰-۳)$$

V حجم گاز آزاد شده در سلول PVT در p و T ؛

V_{sc} حجم گاز برداشت شده در شرایط استاندارد.

ستون هفتم جدول ۳-۴ شامل ضریب حجمی گاز به صورت تابع زیر است:

$$B_g = \left(\frac{p_{sc}}{T_{sc}} \right) \frac{zT}{p} \quad (۱۱-۳)$$

B_g ضریب حجمی گاز، ft^3/scf ؛

T دما، $^{\circ}R$ ؛

p فشار سلول، $psia$ ؛

T_{sc} دمای استاندارد، $^{\circ}R$ ؛

p_{sc} فشار استاندارد، $psia$ ؛

موزس^۱ نشان داده که گزارش داده‌های آزمایشگاهی به صورت نسبتی از حجم نفت باقی‌مانده در دمای $60^{\circ}F$ (در شکل‌های ۳-۵ و ۳-۶) باعث می‌شود که

منحنی‌های حجم نسبی نفت B_{od} و نسبت مرحله‌ای گاز به نفت R_{sc} شبیه منحنی‌های ضریب حجمی نفت B_o و قابلیت انحلال گاز محلول R_s شوند که این باعث بروز برخی اشتباهات در محاسبات مخزنی می‌شود.

جدول ۳-۴: داده‌های آزاد کردن مرحله‌ای

Pressure psig	Solution Gas/Oil Ratio R_{sd} (A)	Relative Oil Volume B_{od} (B)	Relative Total Volume B_{td} (C)	Oil Density gm/cc	Deviation Factor Z	Gas Formation Volume Factor (D)	Incremental Gas Gravity (Air = 1.000)
b>>1936	933	1.730	1.730	0.6484			
1700	841	1.679	1.846	0.6577	0.864	0.01009	0.885
1500	766	1.639	1.982	0.6650	0.869	0.01149	0.894
1300	693	1.600	2.171	0.6720	0.876	0.01334	0.901
1100	622	1.563	2.444	0.6790	0.885	0.01591	0.909
900	551	1.525	2.862	0.6863	0.898	0.01965	0.927
700	479	1.486	3.557	0.6944	0.913	0.02559	0.966
500	400	1.440	4.881	0.7039	0.932	0.03626	1.051
300	309	1.382	8.138	0.7161	0.955	0.06075	1.230
185	242	1.335	13.302	0.7256	0.970	0.09727	1.423
120	195	1.298	20.439	0.7328	0.979	0.14562	1.593
0	0	1.099		0.7745			2.375

@ 60°F = 1.000

(A) فوت مکعب گاز در فشار 14.73 psia و دمای 60°F در هر بشکه نفت

باقی‌مانده در 60°F .

(B) بشکه نفت در فشار و دمای مشخص در هر بشکه نفت باقی‌مانده در 60°F ؛

(C) بشکه نفت + گاز آزاد شده در فشار و دمای مشخص در هر بشکه نفت

باقی‌مانده در 60°F ؛

(D) فوت مکعب گاز در دما و فشار مشخص در هر فوت مکعب در 14.73 psia

و 60°F .

باید توجه داشت که آزمایش آزاد کردن مرحله‌ای رفتار نفت را در مخزن همراه با

کاهش فشار نشان می‌دهد و مهندس مخزن وظیفه دارد به شیوه‌ای این نفت را به

شرایط سطحی در تفکیک کننده‌ها و تانک ذخیره برساند. این کار با آزمایش‌های فلش (آنی) یا تفکیک کننده^۱ انجام می‌شود.

آزمایش‌های دستگاه‌های تفکیک کننده

آزمایش‌های تفکیک کننده برای تعیین رفتار حجمی سیال مخزن در زمان گذر سیال از تفکیک کننده (یا تفکیک کننده‌ها) تا تانک ذخیره استفاده می‌شوند. شرایط عملیاتی مانند دما و فشار تأسیسات روی زمین بر این رفتار بسیار تأثیر می‌گذارند. هدف اولیه اجرای آزمایش‌های تفکیک کننده مهیا کردن اطلاعات ضروری آزمایشگاهی برای تعیین شرایط بهینه تفکیک سطحی است. منظور از بهینه کردن، رساندن مقدار نفت تولیدی در تانک ذخیره به بیشترین مقدار خود است. به علاوه زمانی که نتایج این آزمایش با داده‌های آزمایش آزاد کردن مرحله‌ای ترکیب شوند، ابزاری مناسب برای به دست آوردن پارامترهای PVT (B_t و B_o, R_s) برای محاسبات مهندسی نفت هستند. این آزمایش‌های تفکیک کننده تنها برای نفت اولیه در نقطه حباب انجام می‌شوند.

این آزمایش با قرار دادن یک نمونه هیدروکربن در یک سلول PVT ، در شرایط دمای مخزن و فشار نقطه حباب نمونه هیدروکربنی، آغاز می‌شود. حجم نمونه در این مرحله V_{sat} در نظر گرفته می‌شود. نمونه هیدروکربنی معمولاً در یک تا سه مرحله سیستم آزمایشگاهی تفکیک چندمرحله‌ای فلش می‌شود. فشار و دمای این مراحل معادل دما و فشار دلخواه یا دما و فشار حقیقی تسهیلات روی زمینی تفکیک تنظیم می‌شود. گاز آزاد شده از هر مرحله از سلول خارج و وزن مخصوص و حجم آن در شرایط استاندارد اندازه‌گیری می‌شود. حجم نفت باقی مانده در مرحله آخر (شرایط تانک ذخیره) اندازه‌گیری و به عنوان $(V_o)_{st}$ ثبت می‌شود. سپس از داده‌های اندازه‌گیری شده برای تعیین ضریب حجمی نفت و قابلیت انحلال گاز در فشار نقطه حباب استفاده می‌شود:

$$B_{ofb} = \frac{V_{sat}}{(V_o)_{st}} \quad (۱۲-۳)$$

$$R_{sfb} = \frac{(V_g)_{sc}}{(V_o)_{st}} \quad (۱۳-۳)$$

B_{ofb} ضریب حجمی نفت در نقطهٔ حباب، همانند آزاد کردن آبی، bbl/STB ؛

R_{sfb} نسبت گاز به نفت محلول در نقطهٔ حباب، همانند آزاد کردن آبی، scf/STB ؛

$(V_g)_{sc}$ حجم کل گاز برداشت شده از تفکیک کننده‌ها، scf .

این فرایند در فشارهای مختلف تفکیک کننده در دمای ثابت تکرار می‌شود. معمولاً توصیه می‌شود چهار آزمایش برای تعیین فشار بهینهٔ تفکیک کننده انجام شود (در فشار بهینه تفکیک کننده، مقدار ضریب حجمی نفت حداقل است). در این فشار، گراویتی نفت تانک ذخیره بیشترین و حجم کل گاز خارج شده (گاز تفکیک کننده و گاز خروجی از تانک ذخیره) کمترین خواهند بود.

موزس نمونه‌ای از یک دسته آزمایش تفکیک کننده را برای یک سیستم دو مرحله‌ای تفکیک گزارش کرده است (جدول ۳-۵). بررسی نتایج این جدول نشان می‌دهد که فشار بهینهٔ تفکیک کننده 100 psia است چون در این فشار مقدار ضریب حجمی نفت کمترین است. باید یادآوری کرد که ضریب حجمی نفت در محدودهٔ $1.474 \text{ bbl}/STB$ تا $1.495 \text{ bbl}/STB$ و قابلیت انحلال گاز نیز در محدودهٔ $768 \text{ scf}/STB$ تا $795 \text{ scf}/STB$ تغییر می‌کنند. جدول ۳-۶ نشان می‌دهد که مقادیر داده‌های PVT نفت خام به روش تفکیک در سطح بستگی دارند. جدول ۳-۶ نتایج یک آزمایش تفکیک کننده را برای نفت خام میدان بیگ بیوت نشان می‌دهد.

اطلاعات آزاد کردن مرحله‌ای (جدول ۳-۴) نشان می‌دهند که نسبت گاز محلول به نفت در نقطهٔ حباب برابر $933 \text{ scf}/STB$ است (با مقدار $646 \text{ scf}/STB$ به دست آمده از آزمایش تفکیک کننده مقایسه شود). این اختلاف فاحش به خاطر تفاوت فرایندهای به دست آوردن نفت باقی مانده و نفت تانک ذخیره (از نفت نقطهٔ حباب) است.

در حقیقت آزاد کردن مرحله‌ای چند فرایند آزاد کردن آنی را در دمای مخزن در بر می‌گیرد. در حالت کلی آزمایش تفکیک‌کننده شامل یک یا دو مرحله از آزاد کردن آنی در فشار و دمای پایین است. مقدار گاز آزاد شده و سیال مایع نهایی در دو آزمایش با هم متفاوت‌اند. دوباره یادآوری می‌شود ضریب حجمی (معادله ۳-۱۲) به صورت حجم نفت در فشار و دمای مخزن تقسیم بر حجم نفت تانک ذخیره، بعد از گذر از تفکیک‌کننده‌های روی زمین، تعریف می‌شود.

تطبیق داده‌های آزاد کردن مرحله‌ای با شرایط تفکیک‌کننده

برای انجام محاسبات موازنه جرم، ضریب حجمی نفت B_o و قابلیت انحلال گاز R_s باید به صورت تابعی از فشار موجود باشند. ایده‌آل این است که نمونه نسبتاً زیادی نفت در یک سلول PVT^1 در فشار نقطه حباب آن سیال و دمای مخزن قرار گیرد. در بعضی فشارها (چند صد psi زیر فشار نقطه حباب) قسمت کوچکی از نفت از سلول خارج می‌شود و در فشارها و دماهای معادل با تفکیک‌کننده‌های سطحی و تانک ذخیره آزاد کردن آنی برای آن انجام می‌شود. حجم گاز آزاد شده و حجم نفت تانک ذخیره برای به دست آوردن B_o و R_s اندازه‌گیری می‌شوند. این فرایند در مراحل مختلف کاهش فشار تکرار می‌شود تا منحنی‌های B_o و R_s بر حسب فشار به دست آیند. این فرایند گاهی در آزمایشگاه انجام می‌شود. اولین بار دادسون^۲ این روش آزمایشگاهی را پیشنهاد کرد و به همین خاطر به آن روش دادسون گویند.

امیکس^۳ و همکارانش و دایک فرایندی را برای تشکیل منحنی‌های قابلیت انحلال گاز و ضریب حجمی سازند نفت ارائه داده‌اند. در این روش از داده‌های آزاد کردن مرحله‌ای (جدول ۳-۴) در کنار داده‌های آزمایشگاهی فلش تفکیک‌کننده (جدول ۳-۶) برای دسته‌ای معین از شرایط تفکیک‌کننده استفاده می‌شود. خلاصه این روش به صورت زیر است:

1- PVT Cell

2- Dadson

3- Amyx

مرحله اول: محاسبه ضرایب انقباض مرحله‌ای^۱ در فشارهای مختلف با تقسیم هر ضریب حجمی نفت نسبی B_{od} به ضریب حجمی نفت نسبی در نقطهٔ حباب B_{odb} یا:

$$S_{od} = \frac{B_{od}}{B_{odb}} \quad (۱۴-۳)$$

B_{od} ضریب حجمی نفت نسبی مرحله‌ای در فشار p ، bbl/STB ؛

B_{odb} ضریب حجمی نفت نسبی در فشار نقطهٔ حباب، bbl/STB ؛

S_{od} ضریب انقباض نفت مرحله‌ای، bbl/bbl .

ضریب انقباض نفت مرحله‌ای در نقطهٔ حباب یک و در فشارهای زیر فشار نقطهٔ حباب کمتر از یک است.

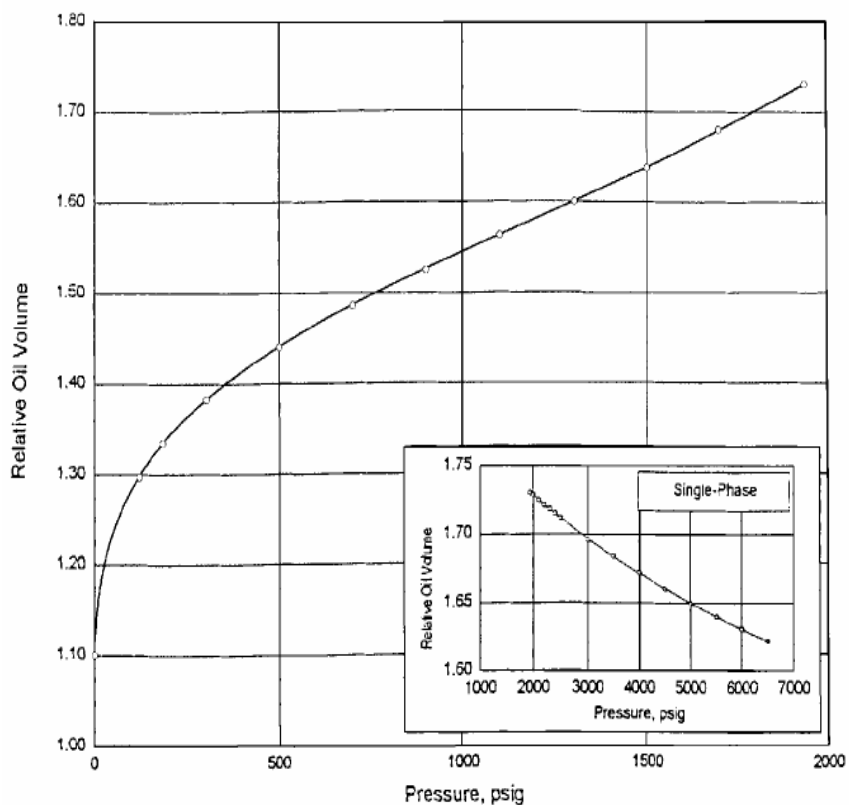
جدول ۳-۵: آزمایش‌های تفکیک کننده

Separator Pressure (psig)	Temperature (°F)	GOR, R_{sb} *	Stock-Tank Oil Gravity (°API at 60°F)	FVF, B_{ob} **
50	75	737		
to 0	75	<u>41</u> 778	40.5	1.481
100	75	676		
to 0	75	<u>92</u> 768	40.7	1.474
200	75	602		
to 0	75	<u>178</u> 780	40.4	1.483
300	75	549		
to 0	75	<u>246</u> 795	40.1	1.495

*GOR in cubic feet of gas at 14.65 psia and 60°F per barrel of stock-tank oil at 60°F.

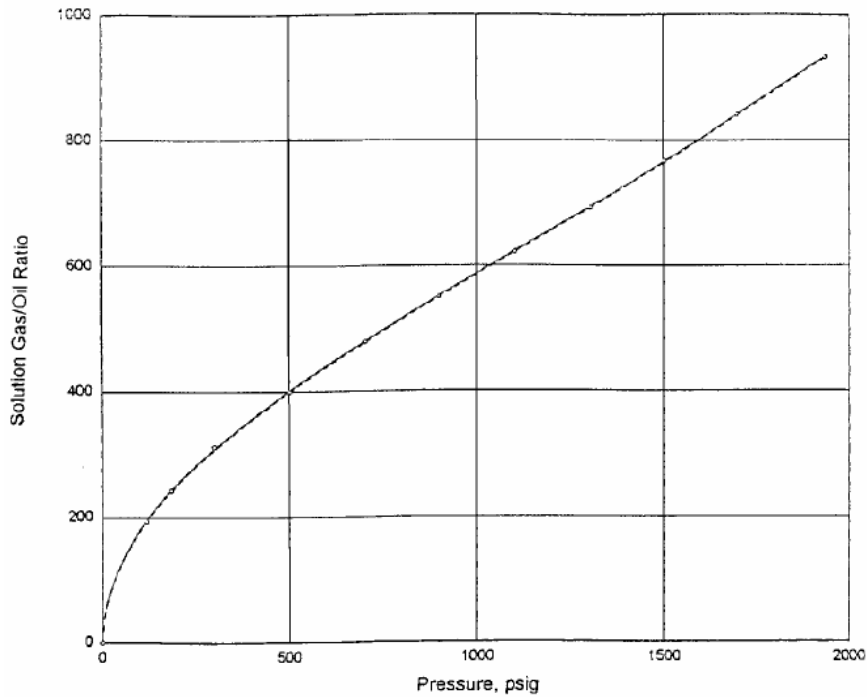
**FVF is barrels of saturated oil at 2.620 psig and 220°F per barrel of stock-tank oil at 60°F.

1- Differential Shrinkage Factors



<p>Relative Oil Volume Expression:</p> $y = a + b(Xi)^i + c(Xi)^j + d(Xi)^k$	<p>LEGEND</p> <p>○ Laboratory Data</p> <p>----- Confidence Limits</p> <p>———— Analytical Expression</p> <p>Saturation Pressure: 1936 psig</p>
<p>where:</p> <p>a= 1.09883e+ 00 i= 1.075</p> <p>b= -1.08945e- 04 j= 0.449</p> <p>c= 2.52865e- 02 k= 2.000</p> <p>d= 6.59813e- 08</p> <p>Note: Xi (Incremental 'X') = pressure, psig</p>	
<p>Confidence level: 99 %</p> <p>Confidence interval: +/- 0.00028</p> <p>'r squared': .999997</p>	<p>Differential Vaporization</p> <p>Figure B-1</p>

شکل ۳-۵: حجم نسبی بر حسب فشار



<p>Solution Gas/Oil Ratio Expression:</p> $y = a + b (X_i)^i + c (X_i)^j + d (X_i)^k$	<p>LEGEND</p> <p>○ Laboratory Data</p> <p>----- Confidence Limits</p> <p>———— Analytical Expression</p> <p>Saturation Pressure: 1936 psig</p>
<p>where:</p> <p>a = -2.13685e- 01 i = 0.515</p> <p>b = 1.69108e+ 01 j = 1.482</p> <p>c = -5.05326e- 03 k = 1.906</p> <p>d = 2.58392e- 04</p> <p>Note: X_i (incremental 'X') = pressure, psig</p>	
<p>Confidence level: 99 %</p> <p>Confidence interval: +/- 1.47 scf/bbl</p> <p>'r squared': .999966</p>	<p>Differential Vaporization</p> <p>Figure B-2</p>

شکل ۳-۶: نسبت گاز محلول به نفت بر حسب فشار

جدول ۳-۶: داده های آزمایش تفکیک کننده

Separator Flash Analysis							
Flash Conditions	Gas/Oil Ratio (scf/bbl) (A)	Gas/Oil Ratio (scf/STbbl) (B)	Stock Tank Oil Gravity at 60°F (°API)	Formation Volume Factor B _{ofb} (C)	Separator Volume Factor (D)	Specific Gravity of Flashed Gas (Air = 1.000)	Oil Phase Density
1936	247						0.6484
28	130	593			1.066	1.132*	0.7823
0	80	13	38.8	1.527	1.010	**	0.8220
R _{sfb} = 646							

* جمع شده و آنالیز شده با کروماتوگرافی گاز در آزمایشگاه

** مقدار برای اندازه گیری ناکافی

(A) فوت مکعب گاز در 14.73 psia و 60°F در هر بشکه نفت در دما و فشار

مشخص

(B) فوت مکعب گاز در 14.73 psia و 60°F در هر بشکه نفت تانک ذخیره در

60°F

(C) بشکه نفت اشباع در فشار و دمای مشخص در هر بشکه نفت تانک ذخیره در

60°F

(D) بشکه نفت در دما و فشار مشخص در هر بشکه نفت تانک ذخیره در 60°F

مرحله دوم: اصلاح داده های حجم نسبی با ضرب کردن ضریب حجمی سازند تفکیک

کننده (فلش) به دست آمده در فشار نقطه حساب B_{ofb} معادله (۳-۱۲) در ضریب

انقباض نفت مرحله ای S_{od} معادله (۳-۱۴) در فشارهای مختلف:

$$B_o = B_{ofb} S_{od} \quad (۳-۱۵)$$

B_o ضریب حجمی نفت، bbl/STB ؛

B_{ofb} ضریب حجمی نفت در نقطه حساب، STB / بشکه نفت در نقطه حساب؛

S_{od} ضریب انقباض نفت، بشکه نفت در نقطه حساب / بشکه مخزنی.

مرحله سوم: محاسبه ضریب حجمی نفت در فشارهای بالاتر از فشار نقطه حساب با

ضرب داده های حجم نسبی نفت V_{rel} (حاصل از آزمایش انبساطی ترکیب ثابت) در

B_{ofb} یا:

$$B_o = (V_{rel})(B_{ofb}) \quad (۱۶-۳)$$

B_o ضریب حجمی نفت در بالای فشار نقطهٔ حباب، bbl/STB ؛

V_{rel} حجم نفت نسبی، bbl/bbl ؛

مرحلهٔ چهارم: اصلاح داده‌های مرحله‌ای قابلیت انحلال گاز R_{sd} برای به دست آوردن ضریب قابلیت انحلال گاز:

$$R_s = R_{sfb} - (R_{sdb} - R_{sd}) \frac{B_{ofb}}{B_{odb}} \quad (۱۷-۳)$$

R_s قابلیت انحلال گاز، scf/STB ؛

R_{sfb} نسبت گاز محلول به نفت نقطهٔ حباب حاصل از آزمایش تفکیک‌کننده،

scf/STB ؛

R_{sdb} نسبت گاز محلول به نفت در فشار نقطهٔ حباب حاصل از آزمایش آزاد کردن مرحله‌ای،

scf/STB ؛

R_{sd} نسبت گاز محلول به نفت در سطوح مختلف فشار، حاصل از آزمایش آزاد کردن

مرحله‌ای، scf/STB .

حاصل این اصلاحات ضریب‌های حجمی و قابلیت انحلالی کوچکتر از داده‌های

آزمایش آزاد کردن است.

مرحلهٔ پنجم: به دست آوردن ضریب کل حجمی (دو فازی) B_t با ضرب کردن

مقادیر حجم نفت نسبی V_{rel} در زیر فشار نقطهٔ حباب در B_{ofb} :

$$B_t = (B_{ofb})(V_{rel}) \quad (۱۸-۳)$$

B_t ضریب حجمی دو فازی، bbl/STB ؛

V_{rel} حجم نفت نسبی زیر، bbl/bbl .

می‌توان، مقادیر مشابهی از B_t را از آزمایش آزاد کردن مرحله‌ای، با ضرب کردن

حجم کلی نسبی B_{td} (جدول ۳-۴ ستون C) در B_{ofb} ، به دست آورد:

$$B_t = (B_{td})(B_{ofb})/B_{odb} \quad (19-3)$$

نتیجه معادلات (۱۶-۳) و (۱۷-۳) در فشارهای پایین معمولاً مقادیری کمتر از یک برای B_o و مقادیر منفی برای R_s است. منحنی‌های محاسبه شده B_o و R_s بر حسب فشار باید به صورت دستی تا $B_o = 1.0$ و $R_s = 0$ در فشار اتمسفر رسم شوند.

مثال ۵-۳

آزمایش‌های انبساط ترکیب ثابت، آزاد کردن مرحله‌ای و تفکیک کننده برای سیستم نفت خام میدان بیگ بیوت به ترتیب در جدول‌های ۲-۳، ۳-۳ و ۴-۳ داده شده‌اند. محاسبه کنید:

- ضریب حجمی نفت در 4000 و 1100 psi؛
- قابلیت انحلال گاز در 1100 psi؛
- ضریب حجمی دو فازی در 1300 psi

جواب

مرحله اول: تعیین B_{odb} ، B_{sdb} ، B_{ofb} و R_{sfb} از جداول ۳-۴ و ۳-۶:

$$B_{ofb} = 1.527 \text{ bbl/STB}$$

$$B_{odb} = 1.730 \text{ bbl/STB}$$

$$R_{sfb} = 646 \text{ scf/STB}$$

$$R_{sdb} = 933 \text{ scf/STB}$$

مرحله دوم: محاسبه B_o در فشار 4000 psi با معادله (۱۶-۳):

$$B_o = (0.9657)(1.527) = 1.4746 \text{ bbl/STB}$$

مرحله سوم: محاسبه B_o در فشار 1100 psi با معادلات (۱۴-۳) و (۱۵-۳):

$$S_{od} = \frac{1.563}{1.730} = 0.9035$$

$$B_o = (0.9035)(1.527) = 1.379 \text{ bbl/STB}$$

مرحله چهارم: محاسبه قابلیت انحلال گاز در فشار 1100 psi با معادله (۳-۱۷):

$$R_s = 646 - (933 - 622) \left(\frac{1.527}{1.730} \right) = 371 \text{ scf/STB}$$

مرحله پنجم: با استفاده از روابط فشار - حجم (داده‌های ترکیب ثابت) در جدول ۳-۲ مقدار حجم نسبی در فشار 1300 psi برابر 1.2579 bbl/bbl به دست می‌آید. حال با استفاده از معادله (۳-۱۸) می‌توان مقادیر B_t را محاسبه کرد:

$$B_t = (1.527)(1.2579) = 1.921 \text{ bbl/STB}$$

این مقدار با استفاده از معادله (۳-۱۹) برابر است با:

$$B_t = (2.171)(1.527)/1.73 = 1.916 \text{ bbl/STB}$$

جدول ۳-۷ داده‌های تبحیر مرحله‌ای اصلاح شده را برای سیستم نفت خام میدان بیگ بیوت نشان می‌دهد. شکل‌های ۳-۷ و ۳-۸، به شکل نموداری از مقادیر اصلاحی، R_s و B_o را با داده‌های PVT ، R_s و B_o اصلاح نشده مقایسه می‌کنند. هیچ اصلاحی برای داده‌های ضریب حجمی گاز، دانسیته نفت و ویسکوزیته لازم نیست.

برون‌یابی داده‌های سیال مخزن

در مخازنی که به صورت جزئی تخلیه شده‌اند یا در میادینی که به صورت طبیعی فشاری زیر فشار نقطه حباب دارند، معمولاً به دست آوردن یک نمونه سیال که معرف

نفت اولیه مخزن در زمان اکتشاف باشد بسیار دشوار است. همچنین در جمع‌آوری نمونه‌های سیال از چاه‌های نفتی، ممکن است نمونه‌هایی به دست آیند که فشار اشباع‌شان پایین‌تر یا بالاتر از فشار حقیقی اشباع مخزن باشد. در این حالت، داده‌های اندازه‌گیری شده PVT در آزمایشگاه باید تصحیح یا تطبیق داده شوند تا فشار حقیقی اشباع را نشان دهند. فرایند تصحیح پیشنهادی برای تطبیق داده‌های آزمون آزمایشگاهی در ادامه توصیف خواهد شد:

- آزمایش انبساطی ترکیب ثابت (CCE)؛
- آزمایش انبساطی مرحله‌ای (DE)؛
- آزمایش ویسکوزیته نفت؛
- آزمایش‌های تفکیک کننده؛
- تصحیح داده‌های انبساط ترکیب ثابت.

این آزمایش با محاسبه مقدار تابع Y برای هر نقطه زیر فشار اشباع "قدیمی" تصحیح می‌شود:

مرحله اول: محاسبه تابع Y به شکل معادله (۳-۳) برای هر نقطه با استفاده از فشار اشباع "قدیمی".

مرحله دوم: رسم مقادیر تابع Y بر حسب فشار در مقیاس کارترین و ترسیم بهترین خط راست گذشته از بین داده‌ها. نقاط قرار گرفته در همسایگی فشار اشباع ممکن است رفتار نامنظم داشته باشند که در این صورت می‌توان آنها را حذف کرد.
مرحله سوم: محاسبه ضرایب a و b معادله خط راست:

$$Y = a + bp$$

مرحله چهارم: محاسبه مجدد مقادیر حجم نسبی V_{rel} با معادله (۳-۵) و فشار اشباع "جدید":

$$V_{rel} = 1 + \frac{p_{sat}^{new} - p}{p(a + bp)} \quad (۳-۲۰)$$

جدول ۳-۷: داده های آزادکردن مرحله ای اصلاح شده

Differential Vaporization Adjusted to Separator Conditions*					
Pressure psig	Solution Gas/Oil Ratio R _s (A)	Formation Volume Factor B _o (B)	Gas Formation Volume Factor (C)	Oil Density gm/cc	Oil/Gas Viscosity Ratio
6500	646	1.431		0.6919	
6000	646	1.439		0.6882	
5500	646	1.447		0.6843	
5000	646	1.456		0.6803	
4500	646	1.465		0.6760	
4000	646	1.475		0.6714	
3500	646	1.486		0.6665	
3000	646	1.497		0.6613	
2500	646	1.510		0.6556	
2400	646	1.513		0.6544	
2300	646	1.516		0.6531	
2200	646	1.519		0.6519	
2100	646	1.522		0.6506	
2000	646	1.525		0.6493	
b>>1936	646	1.527		0.6484	
1700	564	1.482	0.01009	0.6577	19.0
1500	498	1.446	0.01149	0.6650	21.3
1300	434	1.412	0.01334	0.6720	23.8
1100	371	1.379	0.01591	0.6790	26.6
900	309	1.346	0.01965	0.6863	29.8
700	244	1.311	0.02559	0.6944	33.7
500	175	1.271	0.03626	0.7039	38.6
300	95	1.220	0.06075	0.7161	46.0
185	36	1.178	0.09727	0.7256	52.8
120		1.146	0.14562	0.7328	58.4
0				0.7745	

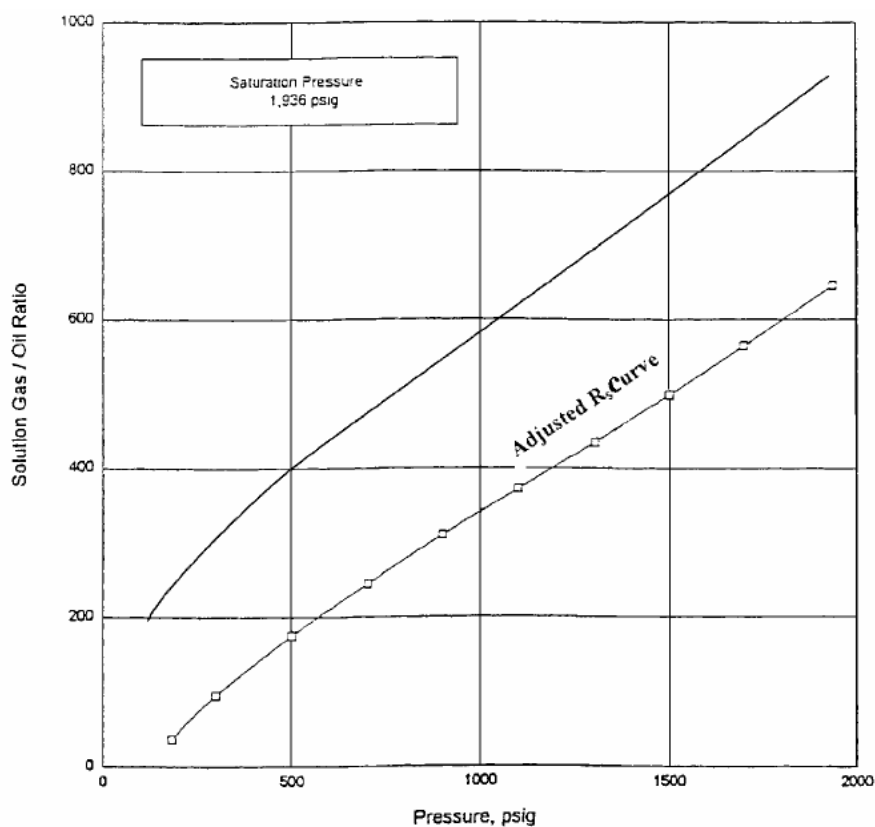
***Separator Conditions**

Fist Stage	28 psig at 130°F
Stock Tank	0 psig at 80°F

(A) Cubic feet of gas at 14.73 psia and 60°F per barrel of stock-tank oil at 60°F.

(B) Barrel of oil at indicated pressure and temperature per barrel of stock-tank oil at 60°F.

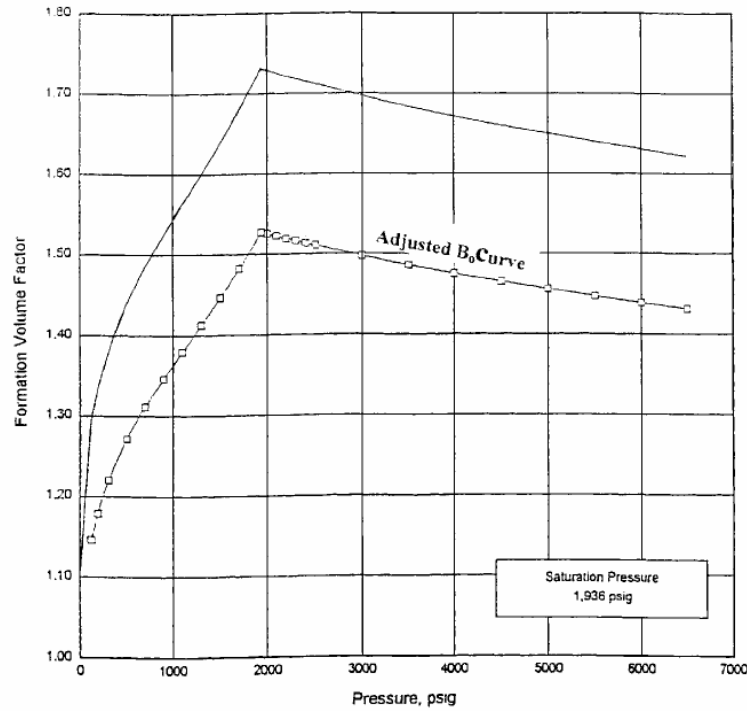
(C) Cubic feet of gas at indicated pressure and temperature per cubic feet at 14.73 psia and 60°F.



LEGEND		DV Adjusted to Separator Figure D-1
—	Differential Vaporization	
-□-	28 psig at 130 °F	

شکل ۳-۷: قابلیت انحلال اصلاح شده گاز بر حسب فشار

برای تعیین نقاط بالای فشار اشباع "جدید" مراحل زیر دنبال می شوند:
 مرحله اول: رسم مقادیر حجم نسبی "قدیمی" بالای فشار اشباع "قدیمی" بر حسب
 فشار در مقیاس کارتیزین و به دست آوردن بهترین خط راست گذشته از بین این
 نقاط؛



LEGEND		DV Adjusted to Separator Figure D-2
—	Differential Vaporization	
-□-	28 psig at 130 °F	

شکل ۸-۳: ضریب حجمی سازند اصلاح شده نفت بر حسب فشار

مرحله دوم: محاسبه شیب خط (S) (باید توجه داشت که شیب منفی است یعنی $S < 0$ ؛

مرحله سوم: رسم یک خط راست که از نقطه $(V_{rel} = 1, p_{sat}^{new})$ بگذرد و موازی خطی با شیب واحد باشد.

مرحله چهارم: خواندن داده‌های حجم نسبی بالای فشار اشباع "جدید" از روی خط راست یا به دست آوردن آنها با عبارت زیر در هر فشار p :

$$V_{rel} = 1 - S(p_{sat}^{new} - p) \quad (21-3)$$

S شیب خط ؛

p فشار.

مثال ۳-۶

روابط فشار - حجم سیستم نفت خام میدان بیگ بیوت در جدول ۳-۲ نشان داده شده‌اند. این آزمایش مشخص می‌کند که فشار نقطه حباب این نفت 1930 psig در دمای $240^\circ F$ است. تابع Y برای این سیستم نفتی به صورت یک معادله خطی است:

$$Y = 1.0981 + 0.000591p$$

در فشارهای بالای فشار نقطه حباب، داده‌های حجم نسبی بر حسب فشار خطی راست با شیب -0.0000138 است.

داده‌های تولید روی زمینی این میدان نشان می‌دهند که فشار نقطه حباب حقیقی تقریباً برابر با 2000 psig است. داده‌های فشار - حجم را با فشار اشباع گزارش شده جدید دوباره به دست آورید.

جواب

با استفاده از معادلات (۳-۳۰) و (۳-۳۱):

Pressure psig	Old V_{rel}	New V_{rel}	Comments
6500	0.9371	0.9448	Equation 3-21
6000	0.9422	0.9517	
5000	0.9532	0.9655	
4000	0.9657	0.9793	
3000	0.9805	0.9931	
$p_b^{new} = 2500$	0.9890	1.0000	Equation 3-20
2000	0.9987	1.1096	
$p_b^{old} = 1936$	1.0000	1.1299	
1911	1.0058	1.1384	
1808	1.0324	1.1767	
1600	1.1018	1.1018	
600	2.4960	2.4960	
437	3.4404	3.4404	

تصحیح داده‌های آزاد کردن مرحله‌ای

حجم نسبی نفت B_{od} بر حسب فشار

داده‌های B_{od} به دست آمده در آزمایشگاه را باید با تعمیم‌شان در فشار نقطه‌ حساب

جدید p_b^{new} تصحیح کرد. فرایند این تصحیح در زیر پیشنهاد شده است:

مرحله اول: رسم داده‌های B_{od} نسبت به فشار در مقیاس کارترین؛

مرحله دوم: رسم بهترین خط گذرا از حوزه فشارهای متوسط (۳۰-۹۰ درصد P_b)؛

مرحله سوم: ادامه دادن خط راست تا فشار جدید نقطه‌ حساب (شکل ۳-۹)؛

مرحله چهارم: انتقال هر انحنای منحنی اولیه (در p_b^{old}) به فشار جدید

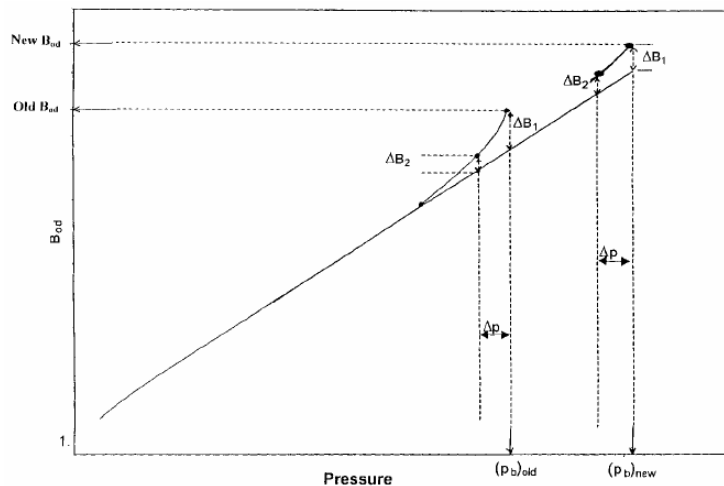
نقطه‌ حساب با قرار دادن ΔB_{o1} بالا یا پایین خط راست در p_b^{new} ؛

مرحله پنجم: انتخاب هر اختلاف فشار Δp زیر p_b^{old} و انتقال انحنای آن قسمت به

فشار $(p_b^{new} - \Delta p)$ ؛

مرحله ششم: تکرار فرایند بالا و رسم منحنی‌ای که نقاط B_{od} را به منحنی اولیه در

نقطه‌ تقاطع با خط راست وصل می‌کند. در زیر این نقطه هیچ تغییری لازم نیست.



شکل ۳-۹: تصحیح B_{od} برای p_b جدید

نسبت گاز محلول به نفت

فرایند تصحیح برای جدا کردن داده‌های نسبت گاز محلول به نفت R_{sd} از داده‌های حجم نسبی نفت انجام می‌شود.

تصحیح داده‌های ویسکوزیته

می‌توان داده‌های ویسکوزیته نفت را تا یک فشار نقطه‌حباب بالاتر با مراحل زیر برونیابی کرد:

مرحله اول: تعریف سیالیت^۱ (روانروی) به صورت عکس ویسکوزیته نفت $(1/\mu_o)$ و محاسبه سیالیت برای هر نقطه زیر فشار اشباع اولیه؛

مرحله دوم: رسم سیالیت نسبت به فشار در مقیاس کارتیزین (شکل ۳-۱۰)؛

مرحله سوم: رسم بهترین خط راست گذرا از نقاط به دست آمده و ادامه دادن این خط تا فشار جدید اشباع p_b^{new} ؛

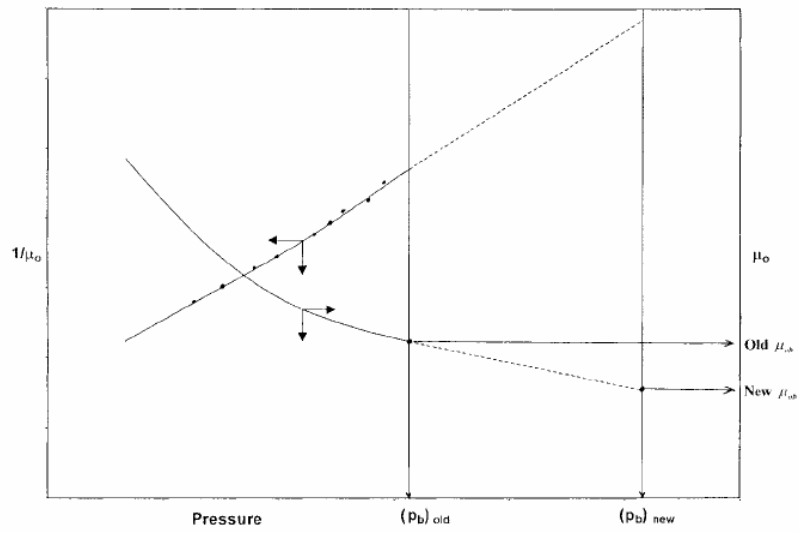
مرحله چهارم: خواندن مقادیر جدید ویسکوزیته نفت بالای p_b^{old} از روی خط راست.

برای به دست آوردن ویسکوزیته نفت در فشارهای بالای فشار جدید نقطه حباب، مراحل زیر را باید طی کرد:

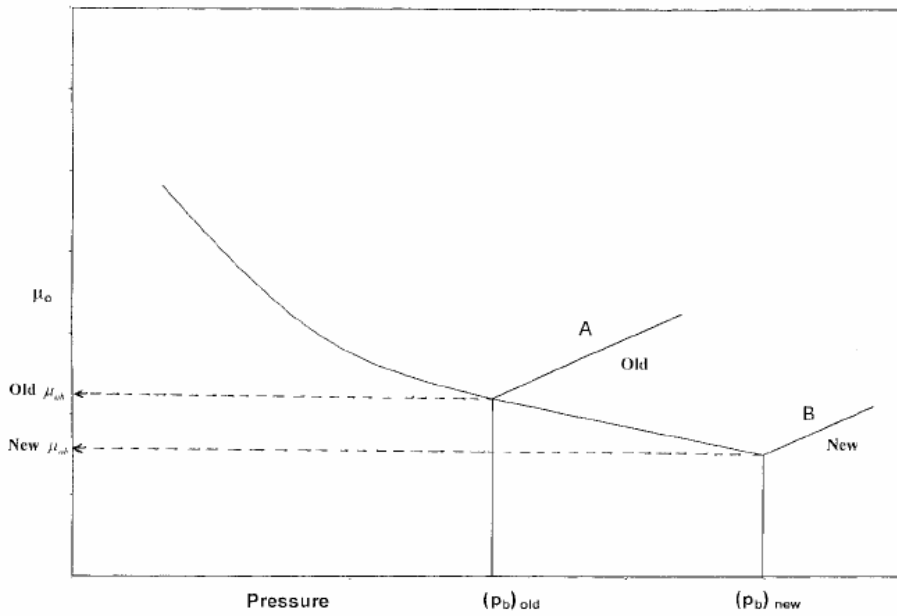
مرحله اول: رسم مقادیر ویسکوزیته برای همه نقاط بالای فشار اشباع قدیمی در مختصات کارتیزین (شکل ۳-۱۱) و ترسیم بهترین خط راست گذرا از بین آنها (خط A)؛

مرحله دوم: رسم خط راستی موازی خط A (خط B) از نقطه‌ای روی منحنی بسط داده شده ویسکوزیته در p_b^{new} ؛

مرحله سوم: خواندن ویسکوزیته بالای فشار جدید اشباع از روی خط B.



شکل ۱۰-۳: برونیابی μ_o تا p_b جدید



شکل ۱۱-۳: برونیابی μ_o در فشارهای بالاتر از p_b^{new}

تصحیح داده‌های آزمایش تفکیک کننده

نسبت گاز به نفت و گراویتی تانک ذخیره

هیچ تصحیحی برای نسبت گاز به نفت و گراویتی API تانک ذخیره لازم نیست.

نسبت گاز به نفت تفکیک کننده

نسبت گاز به نفت کل R_{sfb} با تغییر نسبت مرحله‌ای (اختلافی) با نسبتی یکسان تغییر می‌کند:

$$R_{sfb}^{new} = R_{sfb}^{old} \left(R_{sdb}^{new} / R_{sdb}^{old} \right) \quad (22-3)$$

نسبت گاز به نفت اختلاف قابلیت انحلال جدید گاز (تصحیح شده) R_{sfb}^{new} و نسبت تغییر نیافته گاز به نفت تانک ذخیره را تفکیک می‌کند.

ضریب حجمی سازند

ضریب حجمی سازند نفت در تفکیک کننده B_{ofb} به نسبت یکسانی با مقادیر آزاد کردن مرحله‌ای تطبیق یافته است:

$$B_{ofb}^{new} = B_{ofb}^{old} \left(B_{odb}^{new} / B_{odb}^{old} \right) \quad (23-3)$$

مثال ۳-۱

نتایج آزمایش‌های آزاد کردن مرحله‌ای و تفکیک کننده سیستم نفت خام میدان بیگ بیوت در جدول‌های ۳-۴ و ۳-۶ نشان داده شده‌اند. داده‌های جدید میدانی و تولید نشان می‌دهند که فشار نقطه حباب 2500 psi از مقدار گزارش شده در آزمایشگاه، 1936 psi ، بهتر توصیف می‌شود. فرایند تصحیح B_{od} و R_{sd} قبلاً توضیح داده شد و مقادیر زیر در فشار نقطه حباب جدید به دست آمده‌اند:

$$B_{odb}^{new} = 2.013 \text{ bbl}/STB$$

$$R_{sdb}^{new} = 1134 \text{ scf}/STB$$

با استفاده از داده‌های آزمایش تفکیک کننده در جدول ۳-۶، قابلیت انحلال گاز و ضریب حجمی نفت در فشار جدید نقطهٔ حباب را محاسبه کنید.

جواب

محاسبهٔ قابلیت انحلال گاز با معادلهٔ (۳-۲۲):

$$R_{sb} = 646 \left(\frac{1134}{933} \right) = 785 \text{ scf}/STB$$

$$GOR = 785 - 13 = 772 \text{ scf}/STB \text{ تفکیک کننده}$$

محاسبهٔ ضریب حجمی نفت با معادلهٔ (۳-۲۳):

$$B_{ob} = 1.527 \left(\frac{2.013}{1.730} \right) = 1.777 \text{ bbl}/STB$$

تحلیل آزمایشگاهی سیستم های میعانات گازی

تحلیلی استاندارد از نمونه میعانات گازی در آزمایشگاه شامل مراحل زیر است:

- ترکیب مجدد^۱ و آنالیز نمونه‌ها؛
- اندازه‌گیری رابطهٔ فشار - حجم: آزمایش انبساطی ترکیب ثابت؛
- آزمایش تخلیه‌ای حجم ثابت^۲ (CVD).

ترکیب مجدد نمونه‌های تفکیک کننده

به دست آوردن یک نمونهٔ معرف از سیال مخزن برای میعانات گازی بسیار دشوارتر از نفت خام یک مخزن معمولی است. به خاطر امکان ایجاد ترکیبات

1- Recombination

2- Constant- Volume Depletion Test

نادرست در نمونه و نیز حجم محدود قابل حصول، تکنیک های نمونه گیری زیرسطحی به ندرت در مخازن میعانات گازی استفاده می شوند و در این گونه مخازن از تکنیک های نمونه گیری روی زمینی استفاده می شود و نمونه ها تنها بعد از دوره های جریان که ثبات طولانی داشته باشند گرفته می شوند. در طول این دوره جریان با ثبات، حجم های تولید شده سیال مایع و گاز در تسهیلات روی زمینی فراورش به دقت اندازه گیری و نمونه های سیال در این تناسبها دوباره ترکیب می شوند.

ترکیب هیدروکربن در نمونه های گرفته شده از تفکیک کننده، با کروماتوگرافی یا تقطیر کسری در دمای پایین و یا ترکیبی از هر دو روش تعیین می شود. جدول ۳-۷ آنالیزهای هیدروکربن نمونه های گازی و مایع میدان نیملس^۱ را نشان می دهد. نمونه های گازی و مایع در نسبت مناسبی با به دست آوردن ترکیب جریان چاه دوباره ترکیب می شوند (جدول ۸-۳). داده های آزمایشگاهی مشخص می کنند که سیستم کلی جریان درون چاه شامل 63.71mol% متان و 10.75mol% هپتان پلاس است.

بیشتر وقت ها گاز در سطح فراورش می شود تا همه اجزای هیدروکربنی سنگین تر از متان، اتان، پروپان و غیره جدا و مایع شوند. این مایعات اصطلاحاً محصولات کارخانه ای^۲ نامیده می شوند. کمیت این محصولات مایع به صورت گالن مایع در هزار فوت مکعب استاندارد از گاز فراوری شده یا gal/Mscf و یا GPM بیان می شود. مکین عبارت زیر را برای محاسبه GPM پیش بینی شده برای هر جزء در فاز گازی ارائه داده است:

$$GPM_i = 11.173 \left(\frac{p_{sc}}{T_{sc}} \right) \left(\frac{y_i M_i}{\gamma_{oi}} \right) \quad (24-3)$$

p_{sc} فشار استاندارد، psia؛

1- Nameless Field

2 - Plant Products

T_{sc} دمای استاندارد، °R؛

y_i کسر مولی جزء نام در فاز گازی؛

M_i وزن مولکولی جزء نام.

γ_{oi} وزن مخصوص جزء نام به صورت یک مایع در شرایط استاندارد (جدول ۱-۱، ستون E).

مک کین نشان داده که بازیافت کامل این محصولات ممکن نیست. به صورت یک قانون کلی، او پیشنهاد داده که 5 تا 25% اتان، 80 تا 90% پروپان و 95% یا بیشتر بوتان و 100% اجزای سنگین تر را می توان در تأسیسات سطحی ساده بازیافت کرد.

مثال ۸-۳

جدول ۸-۳ آنالیز ترکیبی جریان درون چاهی میدان نیملس را نشان می دهد. با معادله (۳-۲۴)، حداکثر محصولات مایع موجود را با فرض کارایی ۱۰۰ درصد کارخانه محاسبه کنید.

جواب

با استفاده از شرایط استاندارد جدول ۳-۸ جدول زیر را تشکیل می دهیم:

Component	y_i	M_i	γ_{oi}	GPM_i
CO ₂	0.0092			
N ₂	0.0031			
C ₁	0.6371			
C ₂	0.1163	30.070	0.35619	1.069
C ₃	0.0597	44.097	0.50699	1.676
i-C ₄	0.0121	58.123	0.56287	0.403
n-C ₄	0.0214	58.123	0.58401	0.688
i-C ₅	0.0099	72.150	0.63112	0.284
n-C ₅	0.0077	72.150	0.63112	0.284
C ₆	0.0160	86.177	0.66383	0.670
C ₇ ⁺	0.1075	185.00	0.809	7.936

15.20 GPM

جدول ۳-۸: آنالیز های هیدروکربنی محصولات در تفکیک کننده و جریان محاسبه شده درون چاه

Component	Separator		Separator Gas		Well Stream	
	mol %	mol %	GPM	mol %	GPM	
Hydrogen Sulfide	Nil	Nil		Nil		
Carbon Dioxide	0.29	1.17		0.92		
Nitrogen	0.13	0.38		0.31		
Methane	18.02	81.46		63.71		
Ethane	12.08	11.46		11.63		
Propane	11.40	3.86	1.083	5.97	1.675	
iso-Butane	3.05	0.49	0.163	1.21	0.404	
n-Butane	5.83	0.71	0.228	2.14	0.688	
iso-Pentane	3.07	0.18	0.067	0.99	0.369	
Pentane	2.44	0.12	0.044	0.77	0.284	
Hexanes	5.50	0.09	0.037	1.60	0.666	
Heptanes-plus	<u>38.19</u>	<u>0.08</u>	<u>0.037</u>	<u>10.75</u>	<u>7.944</u>	
	100.00	100.00	1.659	100.00	12.030	

Properties of Heptanes-plus

API gravity @ 60°F 43.4

Specific gravity @

60/60°F 0.8091

Molecular weight 185

103

0.809

185

Calculated separator gas gravity (air = 1.000) = 0.687

Calculated gross heating value for separator gas = 1209 BTU

per cubic foot of dry gas @ 15.025 psia and 60°F.

Primary separator gas collected @ 745 psig and 74°F.

Primary separator liquid collected @ 745 psig and 74°F.

Primary separator gas/separator liquid ratio 2413 scf/bbl @ 60°F

Primary separator liquid/stock-tank liquid ratio 1.360 bbl @ 60°F

Primary separator gas/wellstream ratio 720.13 Mscf/MMscf

Stock-tank liquid/wellstream ratio 219.4 bbl/MMscf

آزمایش ترکیب ثابت (CCE)

این آزمایش شامل اندازه‌گیری روابط فشار - حجم سیال مخزن در دمای مخزن در سلول PVT است. این سلول معمولی PVT مشاهده بصری فرایند چگالش را در نتیجه تغییر فشار ممکن می‌کند. فرایند آزمایشگاهی مشابه فرایند سیستم‌های نفت خام است. آزمایش CCE برای مهیا کردن فشار نقطه شبنم p_d در دمای مخزن و حجم نسبی کلی V_{rel} سیال مخزن (نسبت به حجم در نقطه شبنم) به صورت تابعی از فشار

1- Dew Point Pressure

طراحی شده است. حجم نسبی در p_d برابر یک است. ضریب تراکم‌پذیری در فشارهایی بالاتر یا مساوی فشار اشباع نیز گزارش می‌شود. اندازه‌گیری آزمایشگاهی ضریب z در یک فشار p_1 و تعیین ضریب انحراف گاز در دیگر فشارها (p) ضروری است:

$$z = z_1 \left(\frac{p}{p_1} \right) \frac{V_{rel}}{(V_{rel})_1} \quad (25-3)$$

z ضریب انحراف گاز در p ؛

V_{rel} حجم نسبی در فشار p ؛

$(V_{rel})_1$ حجم نسبی در فشار p_1 ؛

اگر ضریب تراکم‌پذیری گاز در فشار نقطه شبنم اندازه‌گیری شود:

$$z = z_d \left(\frac{p}{p_d} \right) V_{rel} \quad (26-3)$$

z_d ضریب تراکم‌پذیری گاز در فشار نقطه شبنم p_d ؛

p_d فشار نقطه شبنم، $psia$ ؛

p فشار، $psia$.

جدول ۹-۳ تعیین نقطه شبنم و روابط فشار - حجم میدان نیملس را نشان می‌دهد. فشار نقطه شبنم سیستم 4968 psia در دمای $262^\circ F$ گزارش شده است. ضریب تراکم‌پذیری اندازه‌گیری شده گاز در نقطه حباب 1.043 است.

مثال ۹-۳

با استفاده از معادله (۲۶-۳) و داده‌های جدول ۹-۳، ضریب انحراف گاز را در فشارهای 6000 و 8100 psi محاسبه کنید.

جدول ۳-۹: روابط فشار-حجم سیال مخزن در دمای $262^{\circ}F$ (انبساط ترکیب ثابت)

Pressure psig	Relative Volume	Deviation Factor Z
8100	0.8733	1.484
7800	0.8806	1.441
7500	0.8880	1.397
7000	0.9036	1.327
6500	0.9195	1.254
6000	0.9397	1.184
5511	0.9641	1.116
5309	0.9764	1.089
5100	0.9909	1.061
5000	0.9979	1.048
4968 Dew-point Pressure	1.0000	1.048
4905	1.0057	
4800	1.0155	
4600	1.0369	
4309	1.0725	
4000	1.1177	
3600	1.1938	
3200	1.2970	
2830	1.4268	
2400	1.6423	
2010	1.9312	
1600	2.4041	
1230	3.1377	
1000	3.8780	
861	4.5249	
770	5.0719	

*Gas Expansion Factor = 1.2854 Mscf/bbl.

جواب

• در فشار 6000 psi :

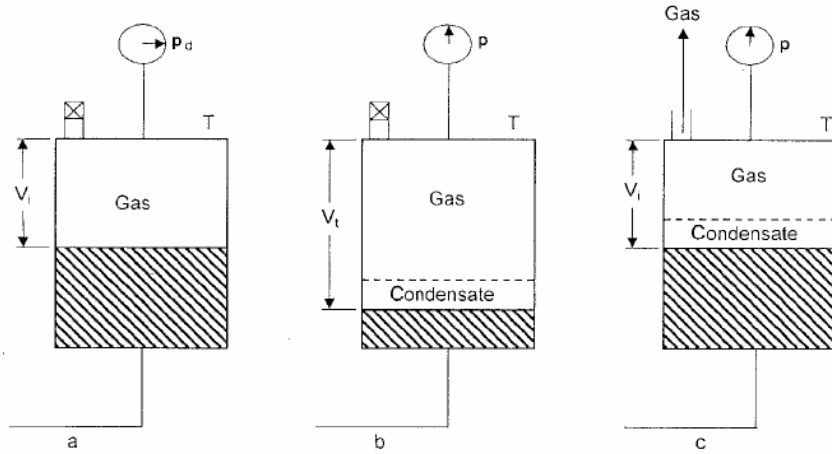
$$z = 1.043 \left(\frac{8100 + 15.025}{4968 + 15.025} \right) (0.9397) = 1.183$$

• در فشار 8100 psi :

$$z = 1.043 \left(\frac{8100 + 15.025}{4968 + 15.025} \right) (0.8733) = 1.483$$

آزمایش تخلیه حجم ثابت (CVD)

آزمایش‌های تخلیه حجم ثابت (CVD) برای میعان‌ات گازی و نفت‌های فرار برای شبیه‌سازی عملکرد تخلیه مخزن و تغییرات ترکیب سیال انجام می‌شوند. از این آزمایش اطلاعات مفید، متنوع و مهم برای محاسبات مهندسی مخزن مهیا می‌شوند. فرایند آزمایشگاهی این کار به صورت خلاصه چنین است (شکل ۳-۱۲):



شکل ۳-۱۲: نمایش شماتیک آزمایش تخلیه حجم ثابت

مرحله اول: مقدار مشخصی از نمونه‌ای معرف از سیال اولیه مخزن با ترکیب کلی معلوم درون یک سلول بصری PVT در فشار نقطه شبنم p_d قرار می‌گیرد (شکل ۳-۱۲a). دمای سلول PVT در کل آزمایش دمای مخزن T است. حجم اولیه سیال اشباع V_i حجم مرجع است؛
 مرحله دوم: ضریب اولیه تراکم‌پذیری گاز از معادله گاز واقعی محاسبه می‌شود:

$$z_d = \frac{p_d V_i}{n_i R T} \quad (3-27)$$

p_d فشار نقطه شبنم، psi ؛

V_i حجم اولیه گاز، ft^3 ؛

$n_i = m/M_a$ تعداد اولیه مول‌های گاز؛

R ثابت گازها، 10.73؛

T دما، $^{\circ}R$ ؛

z_d ضریب تراکم‌پذیری در فشار نقطه شبنم.

مرحله سوم: فشار سلول از فشار اشباع تا سطح فشار معین p با تخلیه جیوه درون سلول کاهش می یابد (شکل ۳-۱۲). در طول این فرایند، فاز دومی (مایعی برگشتی) تشکیل می شود. سیال درون سلول وارد فاز تعادلی می شود و حجم گاز V_g و حجم مایع برگشتی V_L به صورت بصری اندازه گیری می شود. این حجم برگشتی به صورت درصدی از حجم اولیه V_i و اساساً معرف درجه اشباع مایع برگشتی S_L است:

$$S_L = \left(\frac{V_L}{V_i} \right) 100$$

مرحله چهارم: جیوه هم زمان با تخلیه حجم معادلی از گاز به درون سلول PVT در فشار ثابت P تزریق می شود. با رسیدن به حجم اولیه V_i ، تزریق جیوه متوقف می شود (شکل ۳-۱۲). این مرحله، زمانی را که مخزن تنها گاز تولید می کند شبیه سازی می کند. در این حالت مایع برگشتی تحرکناپذیر در مخزن باقی خواهد ماند.

مرحله پنجم: ترکیب V_i گاز خارج شده از سلول و حجم آن در شرایط استاندارد اندازه گیری و به صورت $(V_{gp})_{sc}$ گزارش می شود. مولهای گاز تولید شده با عبارت زیر محاسبه می شوند:

$$n_p = \frac{p_{sc} (V_{gp})_{sc}}{RT_{sc}} \quad (۳-۲۸)$$

n_p مولهای گاز تولید شده؛

$(V_{gp})_{sc}$ حجم گاز تولید شده در شرایط استاندارد، scf ؛

T_{sc} دمای استاندارد، $^{\circ}R$ ؛

p_{sc} فشار استاندارد، psi ؛

$$.R = 10.73$$

مرحله ششم: ضریب تراکم‌پذیری گاز در فشار و دمای سلول با معادله حالت گاز واقعی محاسبه می‌شود:

$$z = \frac{pV_g}{n_p RT} \quad (29-3)$$

خاصیت دیگر، ضریب تراکم‌پذیری دو فاز^۱، نیز محاسبه می‌شود. ضریب تراکم‌پذیری دو فاز تراکم‌پذیری کل سیالات باقی‌مانده (گاز و مایع برگشتی) را در سلول نشان می‌دهد و با قانون گاز واقعی محاسبه می‌شود:

$$z_{two-phase} = \frac{pV_i}{(n_i - n_p)RT} \quad (30-3)$$

$n_i - n_p$ مول‌های باقی‌مانده سیال در سلول؛

n_i مول‌های اولیه در سلول؛

n_p مول‌های انباشتی گاز تخلیه شده.

ضریب دو فاز z خاصیت مهمی است زیرا در نمودار p/z بر حسب تولید انباشتی گاز برای ارزیابی تولید میعانات گازی استفاده می‌شود. می‌توان معادله (۳۰-۳) را به صورتی متداول‌تر با گذاشتن حجم‌های گازی معادل به جای مول‌های گاز، بیان کرد:

$$z_{two-phase} = \left(\frac{z_d}{p_d} \right) \left[\frac{p}{1 - (G_p / GIIP)} \right] \quad (31-3)$$

z_d ضریب انحراف گاز در فشار نقطه شبنم؛

p_d فشار نقطه شبنم، *psia*؛

p فشار مخزن، *psia*؛

$GIIP$ گاز در جای اولیه، *scf*؛

G_p تولید انباشتی گاز در فشار p ، *scf*.

مرحله هفتم: حجم گاز تولید شده به صورت درصدی از گاز درجای اولیه با تقسیم حجم انباشتی گاز تولید شده بر گاز درجای اولیه (هر دو در شرایط استاندارد)، محاسبه می‌شود:

$$\%G_p = \left[\frac{\sum (V_{gp})_{sc}}{GIIP} \right] 100 \quad (3-32)$$

یا:

$$\%G_p = \left[\frac{\sum n_p}{(n_i)_{Original}} \right] 100$$

فرایند بالا چندین مرتبه تکرار می‌شود تا حداقل فشار آزمایش به دست آید. بعد از این فشار مقدار و ترکیب گاز و مایع برگشتی باقی مانده در سلول تعیین می‌شود. این فرایند را می‌توان برای نمونه نفتی فرار^۱ نیز اجرا کرد. در این حالت، سلول PVT ابتدا، به جای گاز، محتوی نفت در فشار نقطه حباب خواهد بود. نتایج حاصل از مطالعه تخلیه فشار برای میدان نیملس در جداول ۳-۱۰ و ۳-۱۱ نشان داده شده‌اند. ترکیب فهرست شده در ستون فشار 4968 psi در جدول ۳-۱۰ ترکیب سیال مخزن در نقطه شبنم است و در مخزن به صورت حالت گازی وجود دارد. جدول ۳-۱۰ و شکل ۳-۱۳ تغییرات ترکیبی جریان درون چاهی را در طول تخلیه نشان می‌دهند. به کاهش پیشرو C₇₊ زیر نقطه شبنم و افزایش کسر متان (C₁) توجه داشته باشید. غلظت‌های ترکیبات حد واسط (C₂ - C₆) نیز کاهش می‌یابند، زیرا با کاهش فشار تا 2000 psi چگالیده می‌شوند. بعد از فشار 2000 psi به دلیل تبخیر مجدد غلظت این ترکیبات افزایش می‌یابد. ستون آخر ترکیب مایع باقی مانده را در سلول (یا مخزن) در فشار ترک 700 psi نشان می‌دهد. غالب بودن ترکیبات C₇₊ در مایع ظاهری است.

ضریب z گاز در حال تعادل و z دو فازی نشان داده شده‌اند (برای تحلیل p/z بر حسب G_p ضرایب تراکم‌پذیری دو فازی مقادیر مناسب تراند).

ردیف *Wellstream Produced, % of initial GPM fro Smooth Compositions*

در جدول، کسری از مول‌های کل را (*scf*) از سلول یا مخزن تولید به دست می‌دهد. این مقدار ضریب برداشت کلی جریان درون چاهی است و در این جا به صورت ضریب برداشت‌های گاز و نفت در سطح جدا نشده است.

ترکیب مایع برگشتی درون چاهی تولید شده در فشار نهایی تخلیه ترکیب مایع برگشتی نیز اندازه‌گیری می‌شود. ترکیب مایع در آخرین ستون جدول ۳-۱۰ در فشار *700 psi* گزارش شده است. این داده‌ها در مطالعه موازنه جرم ترکیب کنترل کننده محسوب می‌شوند.

حجم مایع برگشتی^۱ یا ریزش مایع^۲ در حین مطالعه تخلیه (جدول ۳-۱۱) اندازه‌گیری می‌شود. این داده‌ها درصدی از فضای خلل و فرج هیدروکربن دوباره‌اند. این اندازه‌گیری‌ها مشخص می‌کنند که بیشترین ریزش مایع *34.4%* در فشار *3500 psi* است. ریزش مایع را می‌توان به صورت درصدی از حجم خلل و فرج و درجه اشباع، با تطبیق مقادیر گزارش شده برای محاسبه درجه اشباع اولیه آب، بیان کرد:

$$S_o = (LDO)(1 - S_{wi}) \quad (3-33)$$

S_o درجه اشباع مایع (نفت) برگشتی، %؛

LDO ریزش سیال مایع، %؛

S_{wi} درجه اولیه اشباع آب.

مثال ۳-۱۰

با داده‌های آزمایشگاهی میدان نیملس در جدول ۳-۱۰ و معادله

(۳-۳۱) ضریب تراکم‌پذیری دو فازی را در فشار *2000 psi* محاسبه کنید.

1- Retrograde Liquid

2- Liquid Dropout

جواب

گزارش آزمایشگاهی فشار پایه (استاندارد) را 15.02 psia نشان می‌دهد. از

معادله (۳-۳۱) داریم:

$$z_{two-phase} = \left[\frac{1.043}{4968 + 15.02} \right] \left[\frac{2000 + 15.02}{1 - 0.46422} \right] = 0.787$$

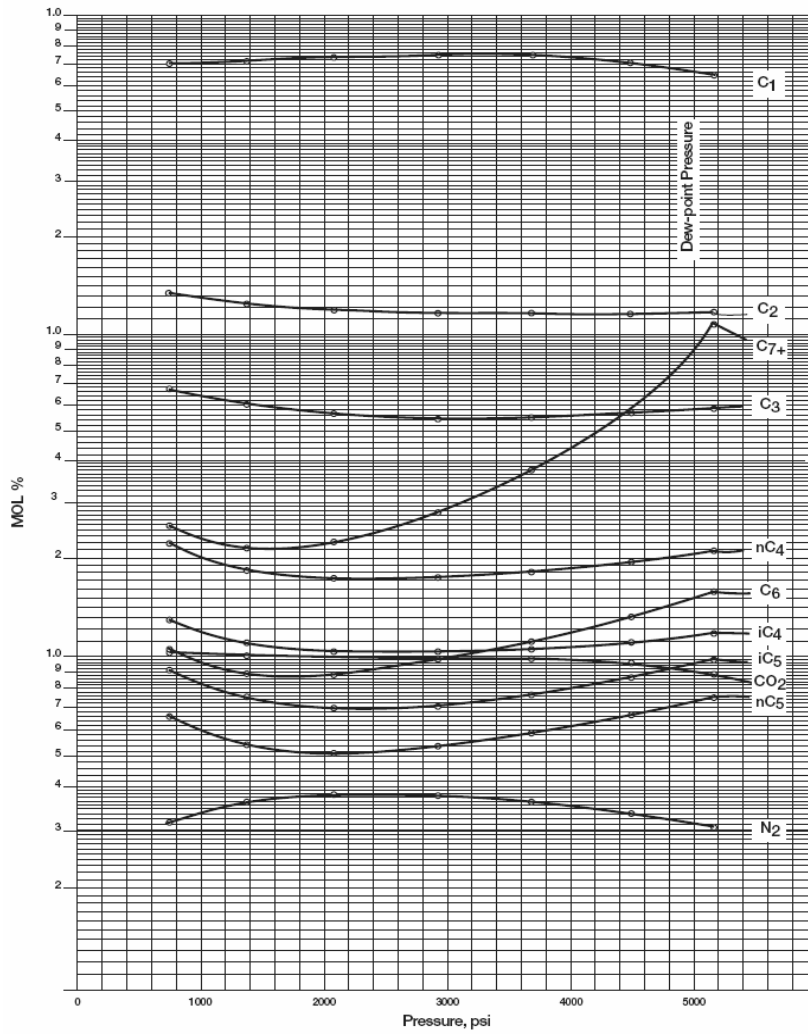
جدول ۳-۱۰: مطالعه تخلیه در دمای $262^\circ F$

Component	Reservoir Pressure—psig							
	4968	4300	3500	2800	2000	1300	700	700*
Carbon dioxide	0.92	0.97	0.99	1.01	1.02	1.03	1.03	0.30
Nitrogen	0.31	0.34	0.37	0.39	0.39	0.37	0.31	0.02
Methane	63.71	69.14	71.96	73.24	73.44	72.48	69.74	12.09
Ethane	11.63	11.82	11.87	11.92	12.25	12.67	13.37	5.86
Propane	5.97	5.77	5.59	5.54	5.65	5.98	6.80	5.61
iso-Butane	1.21	1.14	1.07	1.04	1.04	1.13	1.32	1.61
n-Butane	2.14	1.99	1.86	1.79	1.76	1.88	2.24	3.34
iso-Pentane	0.99	0.88	0.79	0.73	0.72	0.77	0.92	2.17
n-Pentane	0.77	0.68	0.59	0.54	0.53	0.56	0.68	1.88
Hexanes	1.60	1.34	1.12	0.98	0.90	0.91	1.07	5.34
Heptanes plus	<u>10.75</u>	<u>5.93</u>	<u>3.79</u>	<u>2.82</u>	<u>2.30</u>	<u>2.22</u>	<u>2.52</u>	<u>61.78</u>
	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Molecular weight of heptanes-plus	185	143	133	125	118	114	112	203
Specific gravity of heptanes-plus	0.809	0.777	0.768	0.760	0.753	0.749	0.747	0.819
Deviation Factor-Z								
Equilibrium gas	1.043	0.927	0.874	0.862	0.879	0.908	0.946	
Two-phase	1.043	0.972	0.897	0.845	0.788	0.720	0.603	
Wellstream produced—								
Cumulative percent of initial GPM from smooth compositions	0.000	7.021	17.957	30.268	46.422	61.745	75.172	
Propane-plus	12.030	7.303	5.623	4.855	4.502	4.624	5.329	
Butanes-plus	10.354	5.683	4.054	3.301	2.916	2.946	3.421	
Pentanes-plus	9.263	4.664	3.100	2.378	2.004	1.965	2.261	

*Equilibrium liquid phase, representing 13.323 percent of original well stream.

جدول ۳-۱۱: تراکم برگشتی در حین تخلیه گاز در دمای $262^\circ F$

Pressure psig	Retrograde Liquid Volume Percent of Hydrocarbon Pore Space
4968 Dew-point Pressure	0.0
4905	19.3
4800	25.0
4600	29.9
4300 First Depletion Level	33.1
3500	34.4
2800	34.1
2000	32.5
1300	30.2
700	27.3
0	21.8



شکل ۳-۱۳: آنالیز هیدروکربن در حین تخلیه

مسائل

جدول ۳-۱۲ نتایج آزمایش یک نمونه نفت خام میدان متچ^۱ را نشان می‌دهد. این نتایج شامل CCE و DE و آزمایش‌های تفکیک کننده‌اند.

شرایط بهینه تفکیک کننده را انتخاب کنید و مقادیر B_o, R_s و B_t را برای این سیستم نفت خام به دست آورید. نتایج خود را رسم و با مقادیر غیراصلاحی مقایسه کنید.

فرض کنید که فشار نقطه حباب 2500 psi توصیف بهتری از شرایط مخزن ارائه دهد. PVT موجود را طوری که فشار جدید نقطه حباب را منعکس کند تنظیم کنید.

جدول ۳-۱۲: روابط فشار-حجم سیال مخزن در دمای $260^\circ F$ (آزمایش انبساط ترکیب ثابت)

Pressure psig	Relative Volume
5000	0.9460
4500	0.9530
4000	0.9607
3500	0.9691
3000	0.9785
2500	0.9890
2300	0.9938
2200	0.9962
2100	0.9987
<u>2051</u>	1.0000
2047	1.0010
2041	1.0025
2024	1.0069
2002	1.0127
1933	1.0320
1843	1.0602
1742	1.0966
1612	1.1524
1467	1.2299
1297	1.3431
1102	1.5325
862	1.8992
653	2.4711
482	3.4050

ادامه جدول ۳-۱۲، آزاد کردن مرحله ای در دمای $260^{\circ}F$

Pressure psig	Solution Gas/Oil Ratio (1)	Relative Oil Volume (2)	Relative Total Volume (3)	Oil Density gm/cc	Deviation Factor Z	Gas Formation Volume Factor (4)	Incremental Gas Gravity
2051	1004	1.808	1.808	0.5989			
1900	930	1.764	1.887	0.6063	0.880	0.00937	0.843
1700	838	1.708	2.017	0.6165	0.884	0.01052	0.840
1500	757	1.660	2.185	0.6253	0.887	0.01194	0.844
1300	678	1.612	2.413	0.6348	0.892	0.01384	0.857
1100	601	1.566	2.743	0.6440	0.899	0.01644	0.876
900	529	1.521	3.229	0.6536	0.906	0.02019	0.901
700	456	1.476	4.029	0.6635	0.917	0.02616	0.948
500	379	1.424	5.537	0.6755	0.933	0.03695	0.018
300	291	1.362	9.214	0.6896	0.955	0.06183	1.188
170	223	1.309	16.246	0.7020	0.974	0.10738	1.373
0	0	1.110		0.7298			2.230

at $60^{\circ}F = 1.000$ Gravity of Residual Oil = 43.1°API at $60^{\circ}F$ (1) Cubic feet of gas at 14.73 psia and $60^{\circ}F$ per barrel of residual oil at $60^{\circ}F$.(2) Barrels of oil at indicated pressure and temperature per barrel of residual oil at $60^{\circ}F$.(3) Barrels of oil plus liberated gas at indicated pressure and temperature per barrel of residual oil at $60^{\circ}F$.(4) Cubic feet of gas at indicated pressure and temperature per cubic foot at 14.73 psia and $60^{\circ}F$.

ادامه جدول ۳-۱۲، آزمایش‌های تفکیک کننده نمونه سیال مخزن

Separator Pressure PSI Gauge	Separator Temperature $^{\circ}F$	Gas/Oil Ratio (1)	Gas/Oil Ratio (2)	Stock Tank Gravity $^{\circ}API @ 60^{\circ}F$	Formation Volume Factor (3)	Separator Volume Factor (4)	Specific Gravity of Flashed Gas
200 to 0	71	431	490			1.138	0.739*
	71	222	223	48.2	1.549	1.006	1.367
100 to 0	72	522	566			1.083	0.801*
	72	126	127	48.6	1.529	1.006	1.402
50 to 0	71	607	632			1.041	0.869*
	71	54	54	48.6	1.532	1.006	1.398
25 to 0	70	669	682			1.020	0.923*
	70	25	25	48.4	1.558	1.006	1.340

*Collected and analyzed in the laboratory

(1) Gas/oil ratio in cubic feet of gas @ $60^{\circ}F$ and 14.75 psi absolute per barrel of oil @ indicated pressure and temperature.(2) Gas/oil ratio in cubic feet of gas @ $60^{\circ}F$ and 14.73 psi absolute per barrel of stock-tank oil @ $60^{\circ}F$.(3) Formation volume factor in barrels of saturated oil @ 2051 psi gauge and $260^{\circ}F$ per barrel of stock-tank oil @ $60^{\circ}F$.(4) Separator volume factor in barrels of oil @ indicated pressure and temperature per barrel of stock-tank oil @ $60^{\circ}F$.

مراجع

1. Amyx, J. M., Bass, D. M., and Whiting, R., *Petroleum Reservoir Engineering- Physical Properties*. New York: McGraw-Hill Book Company, 1960.
2. Dake, L. P., *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company, 1978.
3. Dodson, L. P., "Application of Laboratory PVT Data to Reservoir Engineering Problems," *JPT*, December 1953, pp. 287–298.
4. McCain, W., *The Properties of Petroleum Fluids*. Tulsa, OK: PennWell Publishing Company, 1990.
5. Moses, P., "Engineering Application of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems," *JPT*, July 1986, pp. 715–723.