

الأكبر من ضغط الإشباع .

إن قيمة B_w للضغط الذي هو أكبر من ضغط الإشباع يمكننا تعيينها من المعادلة التالية :

$$B_w = B_{ws} [1 - C_w (P - P_s)]$$

حيث أن :

B_w - المعامل الطبقي لحجم الماء عند الضغط P والذي هو أكبر من ضغط الإشباع .

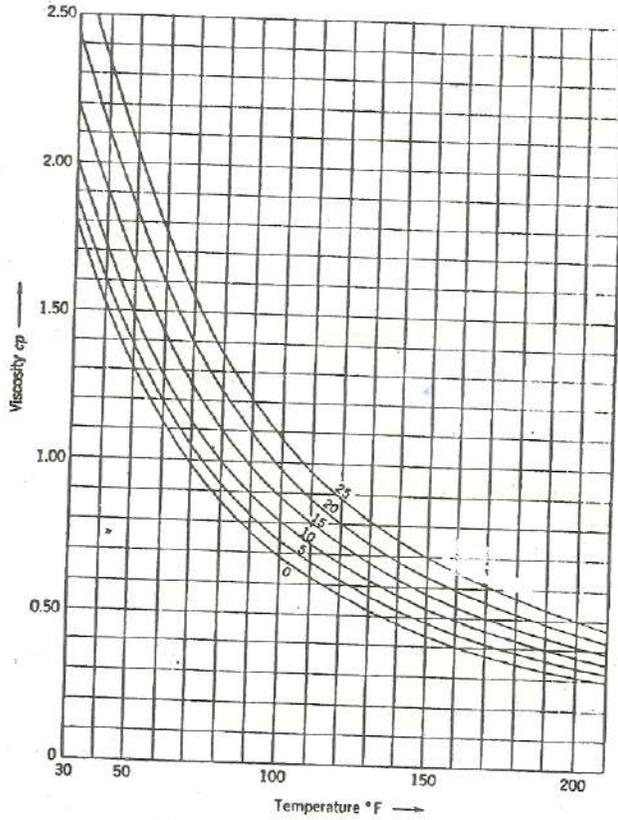
B_{ws} - المعامل الطبقي لحجم الماء عند ضغط الإشباع P_s .

C_w - معامل الانضغاط الوسطي للماء لمجال الضغط من P وإلى P_s .

وضحنا في هذا البند تأثير كمية ذوبان الغاز على المعامل الطبقي لحجم المياه الطبقي ولكن وعموماً فإن تأثيرها قليلاً نتيجة لصغر كمية ذوبان الغاز بالماء ، ولذلك ولدى إجراء الحسابات المخزونية سوف لا نأخذ بعين الاعتبار التغير في المعامل الطبقي لحجم الماء الموجود في المكمن النفطي نتيجة لذوبان الغاز ويمكننا اعتبار B_w مساوياً للواحد .

2 - 7 - لزوجة المياه الطبقيّة :

درس الباحث العلمي بريجمان (Braijman) سنة 1926 تأثير الضغوط المرتفعة على لزوجة المياه المقطرة ووضحت نتائج أبحاثه بالجدول رقم (1) . كذلك أثبت أن تغير لزوجة الماء بالعلاقة مع الضغط صغيرة جداً لمجالات الضغط الطبقي للمكامن النفطية .



NaCl

شكل رقم (32) لزوجة المحاليل ذوات التركيز $(25 - 20 - 15 - 10 - 5 - 0)$ gr من $NaCl$ في 100 gr من الماء بالعلاقة مع درجات الحرارة وعند الضغط الجوي .

من الشكل رقم (32) يتبين أن لزوجة الماء تزداد بازدياد نسبة الأملاح فيها . رسمت هذه المنحنيات لمحاليل كلور الصوديوم ذات التركيز $(25 - 20 - 15 - 10 - 5 - 0)$ gr من $NaCl$ في 100 gr من الماء . كذلك فإن الشكل رقم (32) يوضح علاقة لزوجة هذه المحاليل بدرجات الحرارة .

↑ μ → μ ↑

↑ R_s → ↓ μ_w

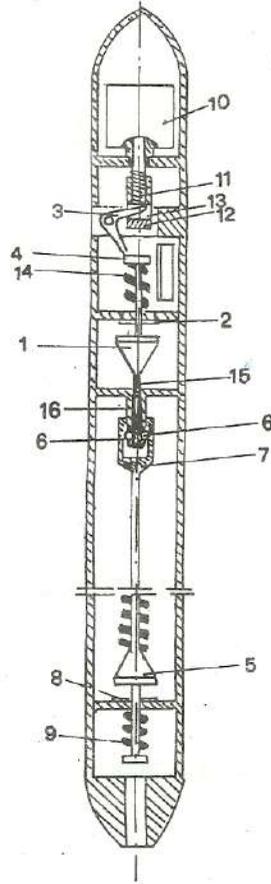
167 °F	86 °F	50,5 °F	32 °F	درجات الحرارة °F
				الضغط Psia
0,398	0,876	1,40	1,79	14,22
0,413	0,897	1,35	1,68	7110
0,429	0,922	1,33	1,65	14220

كما قد ذكرنا سابقاً أنه تذاب كمية من الغاز الطبيعي في المياه الطبقيّة عند الضغوط والحرارة الطبقيّة وبما أن كمية ذوبان الغاز في الماء صغيرة جداً ، لذا فمن الطبيعي ولا شك في ذلك أن الغاز المذاب سيساعد على تناقص لزوجتها بشكل ضئيل ولكن قيمة هذا التغيير هي غير معروفة حتى الآن . لذلك ونتيجة لعدم وجود المعلومات المخبرية لا نستطيع تعيين لزوجة المياه الطبقيّة . كذلك لوحظ أن زيادة لزوجة المياه الطبقيّة نتيجة لاحتوائها على أملاح تقريباً تتوازن مع انخفاض اللزوجة نتيجة لذوبان الغاز فيها . لذلك فقد جرى الاتفاق على اعتبار أن اللزوجة بالشروط الطبقيّة مساوية للزوجة المياه المقطرة عند الضغط الجوي ولكن عند درجة الحرارة الطبقيّة لزوجة المياه الطبقيّة لا تتعلق بالضغط .

2 - 8 - الطرق المخبرية لتعيين صفات السوائل الطبقيّة :

تستخرج العينات الطبقيّة النفطية من قاع الآبار بواسطة جهاز أخذ العينات الباطنية . الشكل رقم (33) يوضح الرسم التخطيطي للجهاز المذكور (ذو الصمامات المفتوحة) .

لدى تجهيز الجهاز لإنزاله في البئر ، يفتح الصمام السفلي بواسطة قطعة خشبية وذلك بإدخالها من القسم السفلي المفتوح للجهاز ، بينما يفتح الصمام العلوي بواسطة تقوب خاصة موجودة على جهاز أخذ العينة الباطنية ، وفي أثناء ذلك فإن



شكل رقم (33) الرسم التخطيطي لجهاز أخذ العينات الباطنية

- 1 - الصمام العلوي ، 2 - مسند الصمام العلوي ، 3 - ذراع ، 4 - زند الصمام العلوي ، 5 - الصمام السفلي ، 6 - بكرات المغلاق ، 7 - واصل المغلاق ، 8 - مسند الصمام السفلي ، 9 - نابض ، 10 - ساعة ميكانيكية ، 11 - مسند ، 12 - عذقة ، 13 - وصلة ، 14 - نابض ، 15 - إبرة الصمام العلوي ، 16 - قميص المغلاق .
- الإبرة 15 للصمام العلوي 1 تحرك البكرات 6 التي تستند إلى نتوءات داخلية

موجودة على واصل المغلاق 7 فيؤدي هذا إلى إبقاء الصمام السفلي 5 مفتوحاً . أما الصمام العلوي فسيبقى مفتوحاً بواسطة الذراع 3 الذي يستند على الزند 4 للصمام العلوي . لدى إنزال الجهاز في البئر فإن القسم الداخلي المجوف سيغسل بالنفط . الساعة الميكانيكية 10 - ونتيجة لعملها ستحرك المسند 11 والموصول بالذراع 3 الذي يدور حول محور مما يؤدي إلى انزلاق الذراع المستند على الزند 4 ، وهكذا وبواسطة النابض 14 سيغلق الصمام العلوي . في مثل هذه الوضعية فإن الإبرة 15 ستحرر من قبضة البكرات 6 وسيحرر أيضاً واصل المغلاق مما يؤدي إلى إغلاق الصمام السفلي . يبقى الجهاز عادة في القاع من 10 - 20 دقيقة وذلك للتمكن من أخذ عينة باطنية حقيقية .

تتعلق طريقة أخذ العينة الباطنية بشروط استثمار الحقل . فإذا كان الضغط الطبقي أكبر بكثير من ضغط الإشباع ، فنوعية العينة المأخوذة ستكون حتماً جيدة . أما إذا كان ضغط القاع أقل من ضغط الإشباع ، عندما يحدث انفصال للغاز عن النفط فقط في المنطقة القاعية ، لذلك يغير في مثل هذه الحالة وقبل أخذ العينة نظام عمل البئر بحيث يبقى ضغط القاع أكبر من ضغط الإشباع .

بعد أخذ العينة الباطنية تتقل العينة بالشروط الطبقيّة إلى الاسطوانة المعدة خصيصاً لذلك ، ومن ثم تجرى عليها القياسات المخبرية لتعيين صفاتها الفيزيائية .

تعتبر الطرق المخبرية الصحيحة والدقيقة لتعيين صفات النفط الطبقي عند ضغوط ودرجات حرارة مرتفعة من الطرق الصعبة والمعقدة ، ولذلك فإن الذي سنبحثه في هذا البند سوف لا يعكس الحجم الكلي اللازم للتعرف على هذه الطرق بدقتها وإنما سنشرح المفهوم العام لها .

2-8-1 - تعيين كمية انحلال الغاز بالنفط (S) وعامل حجم النفط (b) :

توضع العينات الطبقيّة المأخوذة بواسطة جهاز أخذ العينات الباطنية عند ضغط

أكبر من ضغط الإشباع في خلية خاصة ذات جدار ثخين والتي تتحمل ضغوطاً مرتفعة وهي جزء من الجهاز المسمى PVT (ضغط ، حجم ، حرارة) ، حيث بالإمكان تغيير هذه المؤشرات وذلك نتيجة لحقن زئبق في الخلية أو سحبه منها بواسطة أنابيب خاصة . يتكون الجهاز المساعد من مضخة صغيرة للزئبق لإعطاء الضغط اللازم لدى حقن الزئبق في الخلية أو سحبه منها ، ومن عداد غازي لتعيين حجم الغاز المنحل ووعاء يحتوي على سائل وذلك للحفاظ على درجة حرارة ثابتة أو بالأحرى على درجة الحرارة الطبقيية في الخلية التي تحتفظ بالعينة الطبقيية المراد اختبارها .

الشكل رقم (34) يوضح الرسم التخطيطي للأجهزة المذكورة . قبل تعيين S و b كتابع للضغط من الضروري تعيين ضغط الإشباع وعامل انضغاط النفط ، وذلك باستخدام العلاقة بين الضغط وحجم النفط . تجرى التجربة وذلك بتخفيض الضغط بتدرج بواسطة المضخة المعدة لذلك أو بالأحرى بسحب زئبق من الخلية التي تحتوي العينة حتى تبدأ كمية معينة من الغاز بالانفصال عن النفط . من اللحظة التي يبدأ بها الغاز بالانفصال عن النفط فإن سرعة هبوط الضغط ستخف قليلاً .

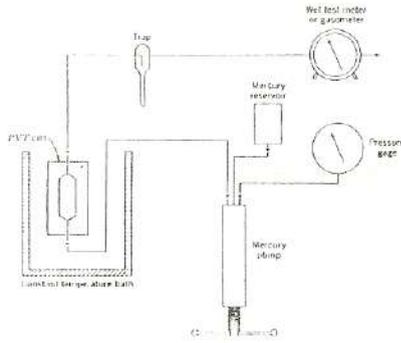
الشكل رقم (35) يوضح حجم النفط بالعلاقة مع الضغط ، كما يبين انكسار حاد على المنحنى لدى وصول الضغط إلى ضغط الإشباع .

اعتماداً على العلاقة الموضحة بالشكل المذكور بين الضغط والحجم لمجال الضغط الذي هو أكبر من ضغط الإشباع من الممكن بسهولة حساب عامل انضغاط النفط .

$$\beta_0 = -\frac{\Delta V}{V \cdot \Delta P}$$

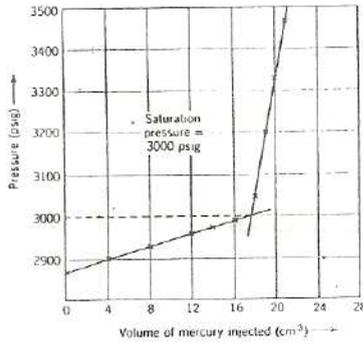
حيث أن :

V - حجم العينة بالشرط الطبقي .



شكل رقم (34) الرسم التخطيطي لجهاز تعيين صفات النفط الطبقي (PVT)

- 1 - وعاء فيه سائل (تيرماستات) ، 2 - خلية العينة ، 3 - فاصل ، 4 - عداد غازي ، 5 - خزان للزئبق ، 6 - ميزان حرارة ، 7 - مضخة للزئبق .



شكل رقم (35) تعيين ضغط الإشباع

1 - ضغط الإشباع يساوي 204 kg/cm^2

كنا قد درسنا سابقاً بأن قيم b و S تتعلق بطرق فصل الغاز من العينة النفطية . إن الطريقة المستخدمة لفصل الغاز في هذه الحالة هي الطريقة التفاضلية ، حيث يخفض الضغط بتدرج من نقطة الإشباع وإلى الضغط الجوي لقيمة معينة ومحددة ، حيث أن الغاز المفصول يفرغ عند كل درجة من انخفاض الضغط . لتعيين القيم

التفاضلية لدرجة انحلال الغاز S وعامل حجم النفط b ، تغمر الخلية المحتوية على العينة الطبقية وكمية من الزئبق في وعاء فيه سائل يحافظ على ثبات درجة الحرارة في الخلية . يخفض الضغط لقيمة معينة وذلك بسحب كمية من الزئبق من الخلية بواسطة المضخة ، ثم يقاس حجم النفط والغاز في النظام بعد توازن هذه الكميات في الاسطوانة ويترك الغاز بحيث يمر على عداد غازي لقياس كميته وبنفس الوقت يدفع مكبس مضخة الزئبق قليلا للأمام للحفاظ على ضغط ثابت بالاسطوانة . يقاس ويسجل بعد كل تفرغ للغاز حجم النفط المتبقي كذلك يقاس حجم الغاز المفصول وهكذا يخفض الضغط درجة درجة بحيث تساوي كل درجة القيمة السابقة حتى نصل إلى الضغط الجوي ومن ثم يعين حجم النفط المتبقي . يمثل b عند كل درجة انخفاض من الضغط نسبة حجم النفط بالشروط الطبقية إلى حجم النفط بالشروط السطحية . أما قيمة COR فتمثل كمية الغاز المحلول بالمتري المكعب في واحد متر مكعب من النفط التجاري لكل درجة انخفاض في الضغط .

فيما يلي نوضح مثالا عن التقرير الذي يكتب بعد الانتهاء من تحاليل وحسابات الصفات الفيزيائية للموائع الطبقية باستخدام أجهزة PVT .

TABLE 1

<i>Sampling Details</i>	
<i>Field</i>	
<i>Well number</i>	
<i>Sampling date</i>	
<i>Sampling Type</i>	BOTTOM HOLE
<i>Reservoir temperature</i>	240 °F
<i>Container number</i>	Liquids

<i>Summary of Fluid Data</i>	
<i>Opening Pressure</i>	1465 psia at 66,2 °F
<i>Saturation pressure at reservoir</i>	3320 psia
<i>Temperature</i>	
<i>Oil volume factor</i>	1,366
<i>Cumulative solution GOR</i>	600 SCF/STB
<i>Liquid viscosity at reservoir Saturation pressure</i>	0,574 Cp
<i>Liquid density at reservoir Saturation pressure</i>	0,6836 gr/cc

Standard condition of Temperature and pressure (STP) for this study are 60 °F and 14,7 psia

TABLE 2*VALIDITY CHECKS LIQUIDS*

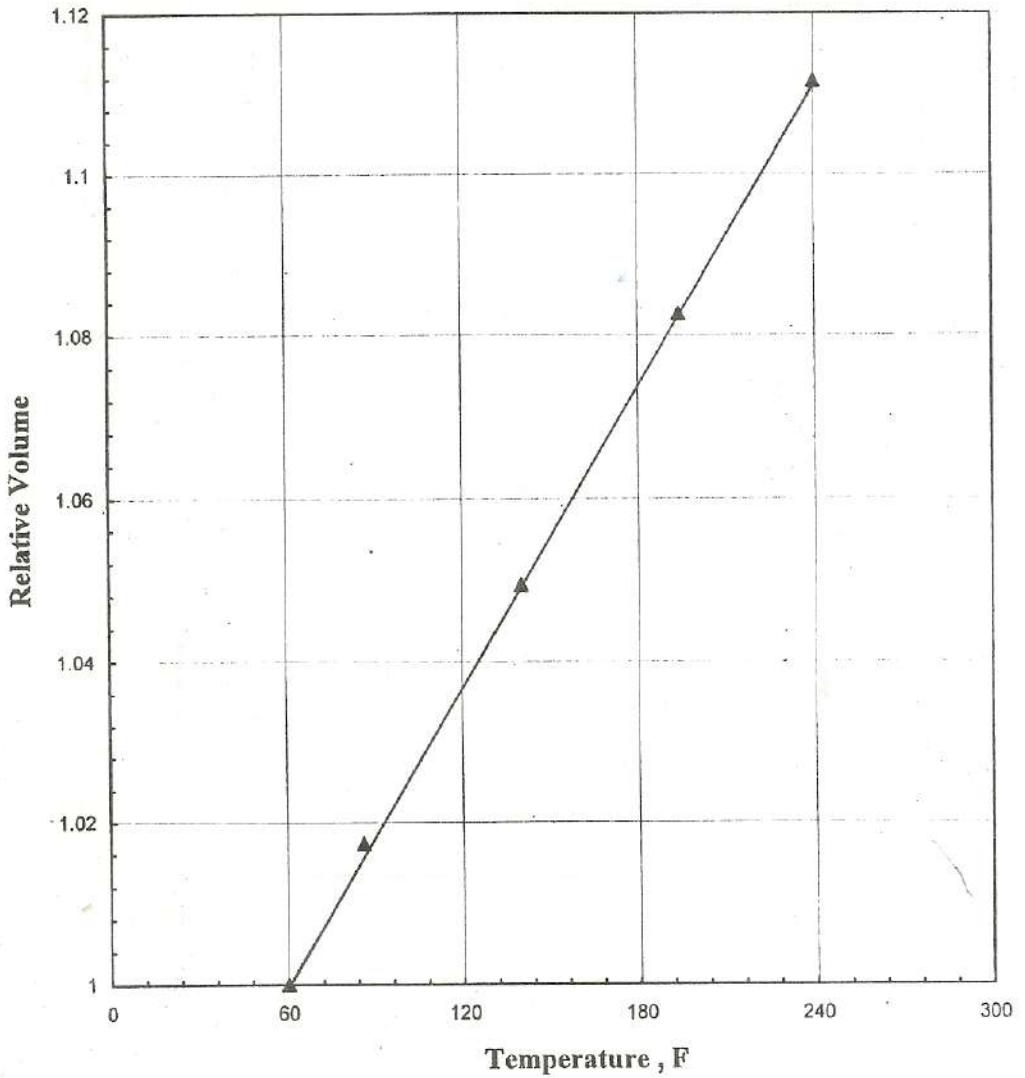
<i>Container number</i>	<i>Saturation pressure at 86 °F, psia</i>	<i>Saturation pressure at 240 °F, psia</i>
	2690	-
	2845	3320

TABLE 3*VOLUMETRIC DATA OF RESERVOIR FLUID SAMPLE**Thermal expansion of saturated oil at 6000 psia*

<i>Temperature °F</i>	<i>Relative Volume</i>
60,0	1,0000
86,0	1,0173
140,0	1,0494
194,0	1,0826
240,0	1,1116

Specific volume at saturation pressure 0,02344 f³ /lb at 240 °F

THAERMAL EXPANSION OF SATURATED OIL
AT 6000 PSIA



X

TABLE 4

<i>Reservoir Flash to Stock Tank Conditions</i>	
<i>Pressure</i> ¹	6000 psia
<i>Temperature</i>	240 F°
<i>GOR , Rs</i>	670 SCF/STB
<i>Gas gravity (air = 1,00)</i>	0,8240
<i>Liquid gravity at 60 F°</i>	0,8698 [31,2 API]
<i>OIL Volume factor , BO²</i>	1,4245
<i>Saturation Pressure at 240 °F</i>	3320

¹ Pressure at which sample is flashed from PVT cell

² Oil volume factor , BO : Liquid volume at saturation pressure per volume of stock tank liquid at STP

TABLE 5

RESERVOIR FLUID COMPOSITION

Component	Evolved Gas	Component	Stock Tank Liquid		Reservoir Fluid	
	Mol %		Wt %	Mol %	Wt %	Mol %
Nitrogen	1.21	Nitrogen	0.00	0.00	0.18	0.69
Hydrogen	1.21	Hydrogen	0.00	0.00	0.00	0.00
Sulphide		Sulphide				
Carbon	1.40	Carbon	0.00	0.00	0.33	0.80
Dioxide		Dioxide				
Methane	74.97	Methane	0.01	0.11	6.54	42.68
Ethane	7.73	Ethane	0.03	0.22	1.29	4.49
Propane	6.04	Propane	0.09	0.41	1.52	3.61
Iso-Butane	1.41	Iso-Butane	0.04	0.14	0.48	0.86
n-Butane	2.86	n-Butane	0.10	0.37	0.99	1.79
Iso-Pentane	1.23	Iso-Pentane	0.16	0.46	0.62	0.90
n-Pentane	1.10	n-Pentane	0.22	0.63	0.62	0.90
Hexanes +	2.05	Hexanes +	2.05	5.01	2.74	3.33
		Heptanes +	97.31	92.64	84.67	39.96
		+				
Total	100.00	Total	100.00	100.00	100.00	100.00
Mol. Wt. Gas	23.90	Mol. Wt. S.T.L. :		210.96		104.59
Gas gravity ,		Mol. Wt. C7+ :		221.60		221.60
(air =1) :	0.8240	Density C7+, g/cc		0.8860		0.8860

TABLE 6

CONSTANT COMPOSITION EXPANSION AT 240 °F PV
REALTIONSHIP

Pressure Psia	Relative Volume (VBP=1.00)	Coefficient Compressibility cc/cc/psia (E-06)	Y Function ¹
6000	0.9700	-	
5000	0.9814	11.68	
** 4237	0.9900	11.38	
4000	0.9927	11.34	
3500	0.9991	12.93	
* 3320	1.0000	4.77	
3100	1.0161		4.3881
2700	1.0609		3.7490
2300	1.1226		3.5943
1900	1.2309		3.2123
1500	1.4044		2.9715
1000	1.8404		2.7206
700	2.4286		2.5661
500	3.2042		2.4857
300	5.0686		2.3587
100	14.6259		2.0603

* Saturation pressure

** Reservoir pressure

$$1. Y = \frac{P_{sat} - P}{P_{abs} \left[\frac{V}{V_{sat}} - 1 \right]}$$

SATURATION PRESSURE AT 240 °F

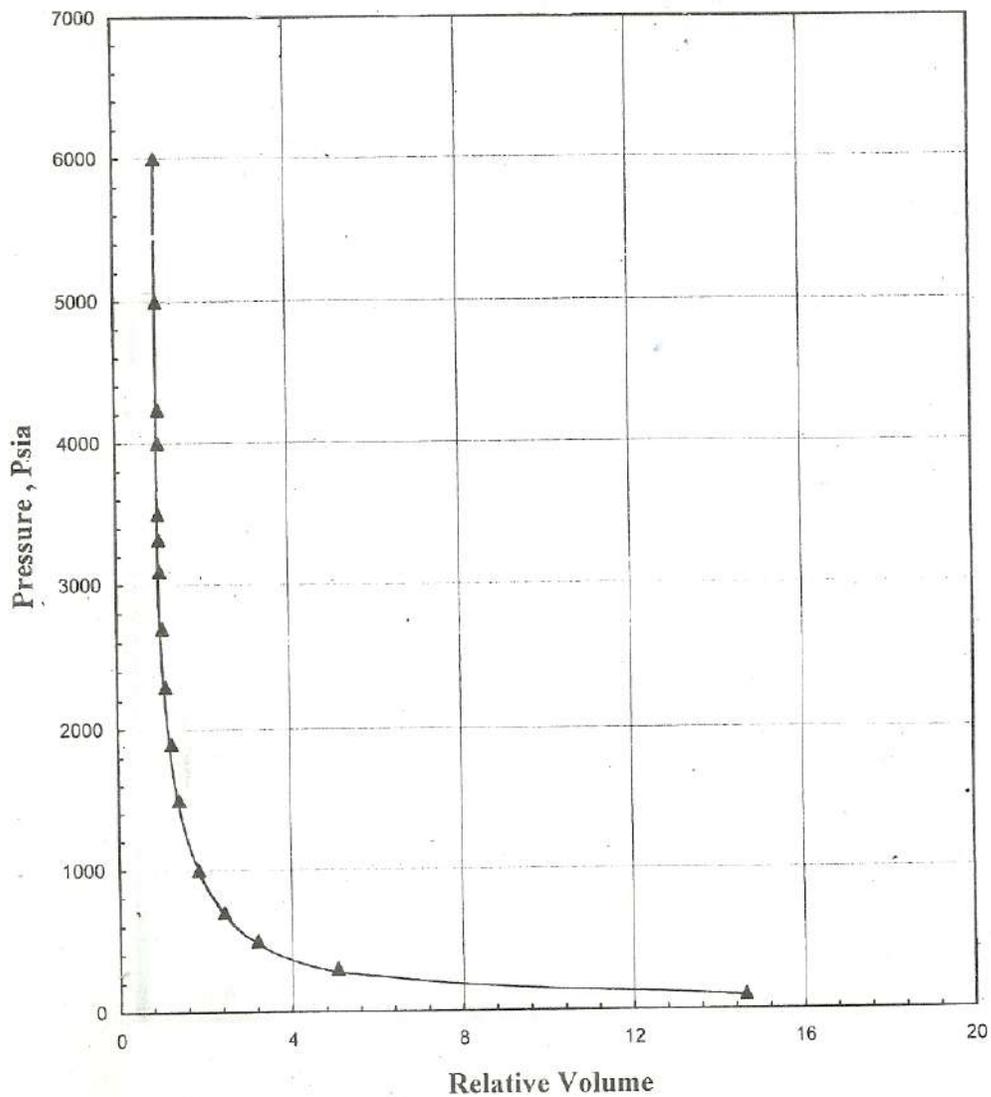


TABLE 7

DIFFERENTIAL VAPORIZATION AT 240 °F

Pressure P _{sia}	≠ 1 Relative Liquid Volume Factor	≠ 2 Total Relative Liquid Volume Factor	Liquid Density G/cc
6000	1.405	1.405	0.7055
5000	1.420	1.420	0.6976
**4237	1.432	1.432	0.6920
4000	1.437	1.437	0.6897
3500	1.446	1.446	0.6853
* 3320	1.449	1.449	0.6836
3100	1.432	1.469	0.6881
2700	1.394	1.491	0.6975
2300	1.358	1.469	0.7069
1900	1.326	1.448	0.7154
1500	1.294	1.443	0.7242
1000	1.255	1.538	0.7356
700	1.232	1.467	0.7424
500	1.216	1.441	0.7472
300	1.200	1.574	0.7516
100	1.167	2.493	0.7621

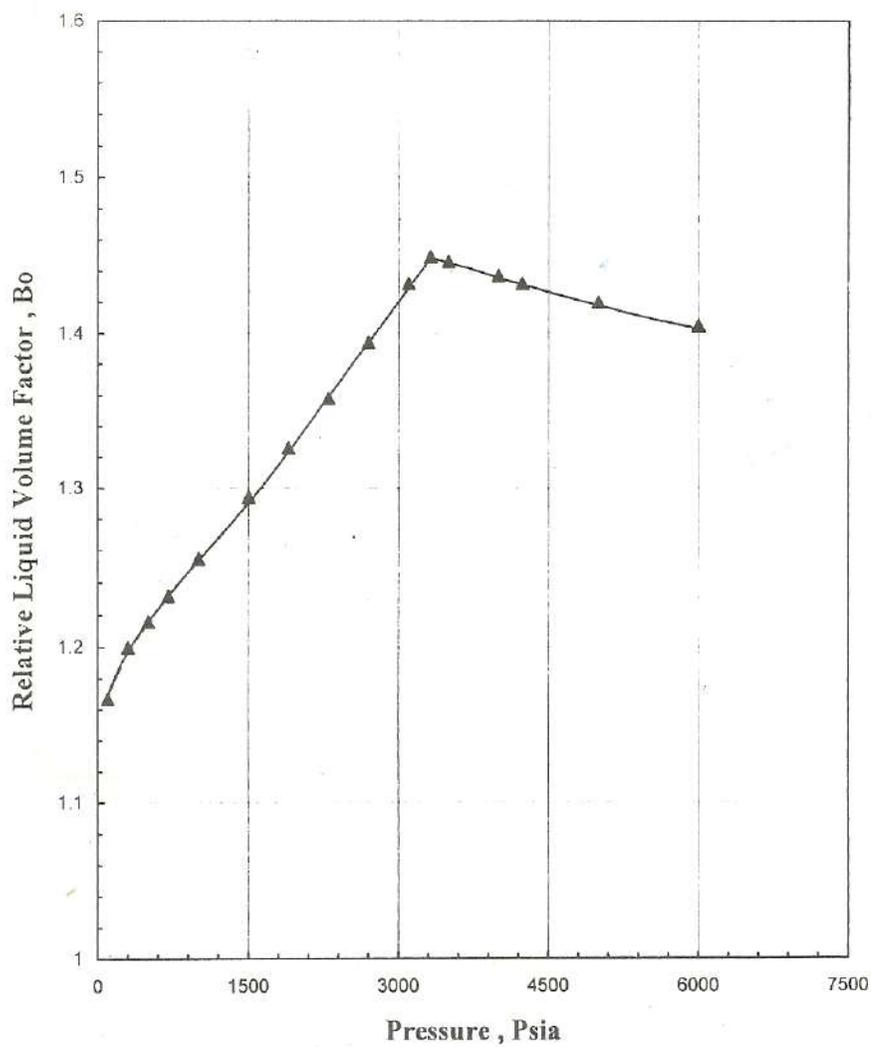
*Saturation pressure

**Reservoir pressure

≠ 1 Liquid volume factor : Barrels of oil indicated pressure and temperature per barrel residual oil at 60 F°

≠ 2 Total relative liquid volume Factor : Barrels of oil plus liberated gas at indicated pressure and temperature per barrel residual oil at 60 °F

DIFFERENTIAL VAPORIZATION AT 240 °F



DIFFERENTIAL VAPORIZATION AT 240 °F

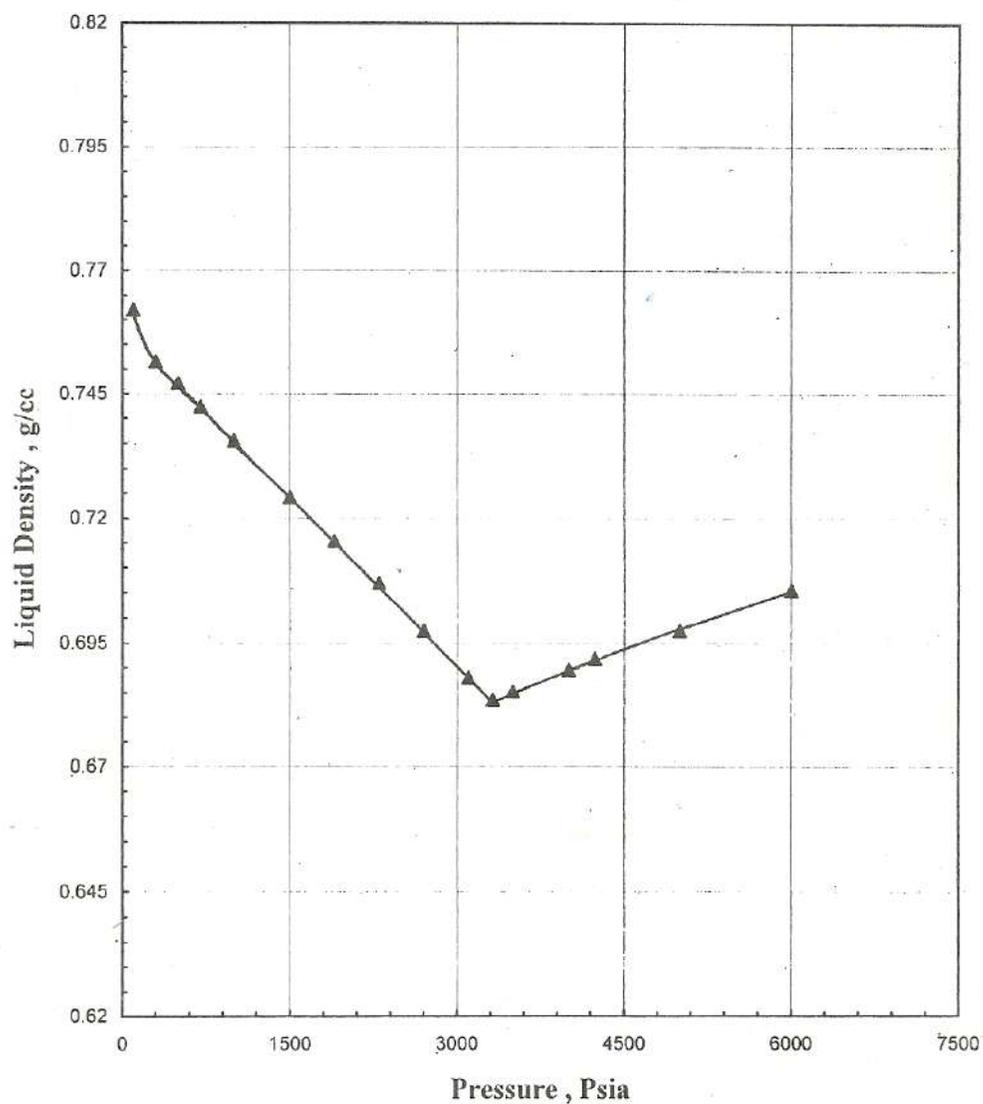


TABLE 8 DIFFERENTIAL VAPORIZATION AT 240 °F

Pressure P _{st} Psia	# 1 Relative cumulative solution	Gas Compress factor	#2 Gas Formation Volume factor	# 3 Gas Expansion Factor	Gas gravity (air=1.00)	Gas density At P+T g/cc
		Z	B _g	E		
*320	673	-	-	-	-	-
3100	637	0.917	0.0058	171.26	0.6856	0.1447
2700	550	0.907	0.0066	150.94	0.6899	0.1337
2300	465	0.903	0.0078	129.06	0.6931	0.1144
1900	389	0.905	0.0094	106.65	0.6960	0.0934
1500	316	0.913	0.0120	83.62	.07015	0.0744
1000	224	0.931	0.0182	54.97	0.7164	0.0501
700	172	0.943	.0262	38.22	0.7437	0.0360
500	135	0.0953	0.0367	27.28	0.7790	0.0275
300	99	0.963	0.0606	16.49	0.8600	0.0180
100	46	0.977	0.1687	5.93	1.0863	0.0093

Liquid gravity at 60 °F : 0.8757 [30.1 °API]

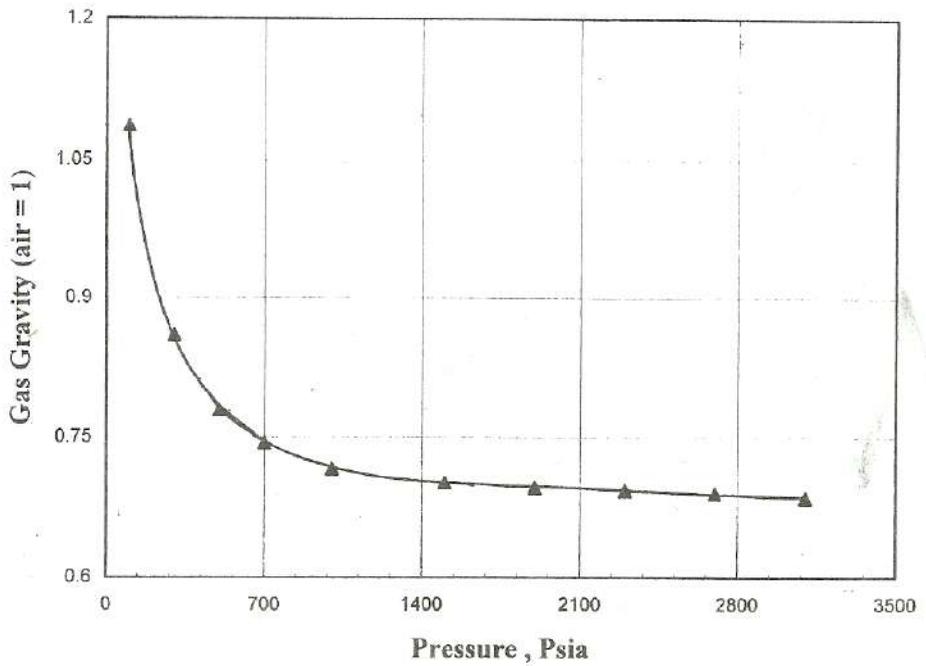
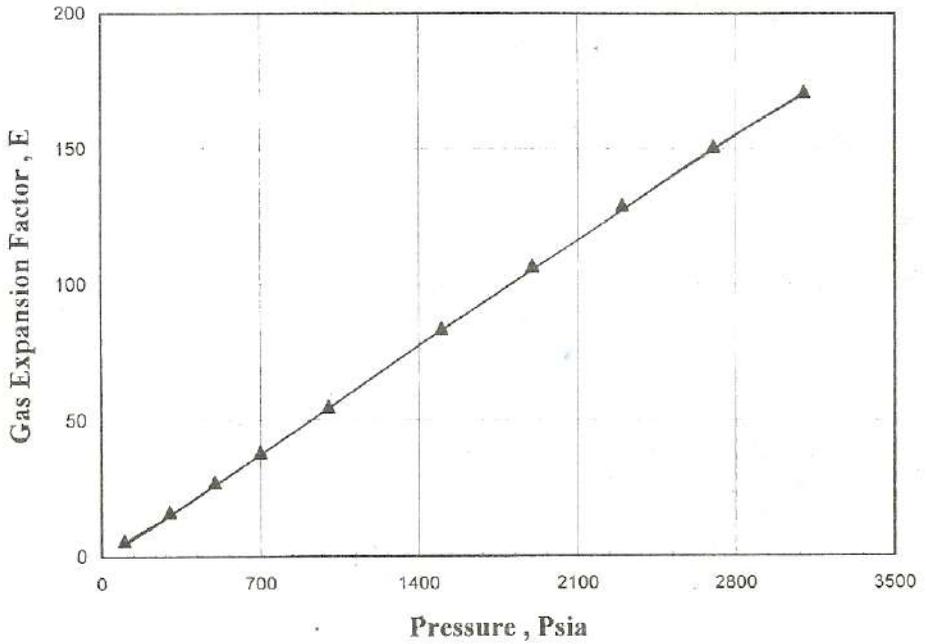
* Saturation pressure

1 solution of gas liquid ratio : gas volume in SCF per barrel of stock tank liquid evolved from the flash residual liquid .

2 gas formation volume factor , B_g: gas volume at stage conditions in cubic feet per cubic foot at STP .

3 Gas expansion factor , E : $E=1/ B_g$

DIFFERENTIAL VAPORIZATION AT 240 °F



DIFFERENTIAL VAPORIZATION AT 240 °F

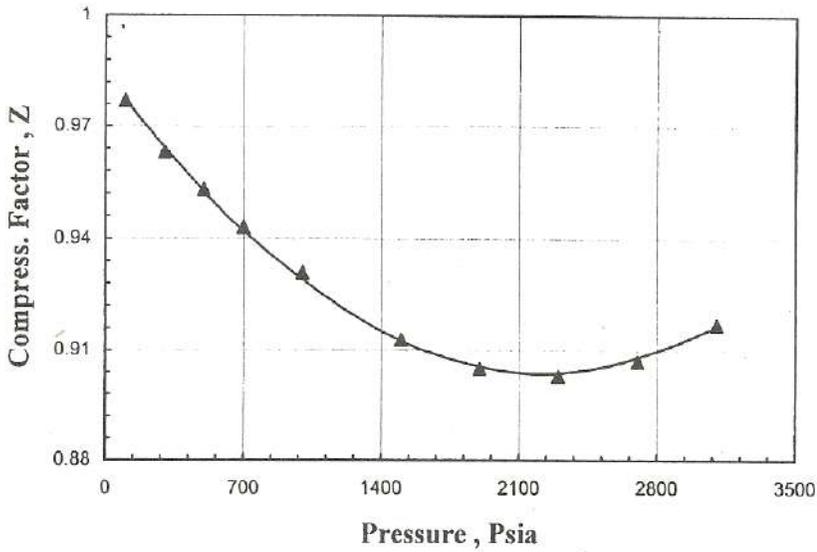
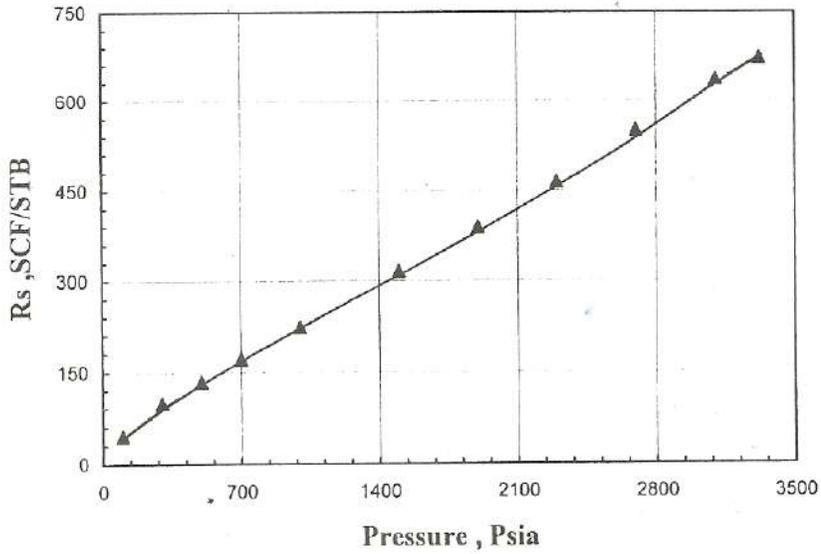


TABLE 9

**DIFFERENTIAL VAPORIZATION AT 240 F° LIQUID VOLUM
FACTOR AND SOLUTION G.L.R. ADJUSTED TO SEPARATO.
CONDITIONS AS PER TABLE 13**

Pressure Psia	Liquid volume . Factor	Cumulative solution G.L.R. , SCF/STB
6000	1.324	
5000	1.339	
** 4237	1.349	
3500	1.363	
* 3320	1.366	600
3100	1.350	566
2700	1.314	484
2300	1.280	404
1900	1.249	333
1500	1.220	264
1000	1.183	177
700	1.161	128
500	1.146	93
300	1.131	59
100	1.100	9

* Saturation pressure

** Reservoir pressure

TABLE 10
DIFFERENTIAL VAPORIZATION AT 240 °F
COMPOSITION OF PHASIES FROM THE DIFFERENTIAL

Component	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	3100	2700	2300	1900	1500	1000	700	500	300	100
Nitrogen	1.60	1.45	1.27	1.08	0.87	0.62	0.48	0.39	0.30	0.21
Hydrogen	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sulfide	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbon	0.48	1.29	1.62	1.83	1.94	2.02	2.07	2.09	2.12	2.14
Dioxide	0.48	1.29	1.62	1.83	1.94	2.02	2.07	2.09	2.12	2.14
Methane	86.47	86.10	85.87	85.65	85.15	83.63	80.95	77.62	70.46	50.79
Ethane	4.84	1.88	4.91	5.01	5.37	6.36	7.56	8.75	10.60	14.65
Propane	2.67	2.69	2.72	2.80	2.94	3.35	4.18	5.42	8.29	16.20
Isobutane	0.49	0.50	0.51	0.52	0.53	0.57	0.71	0.85	1.23	2.45
n-Butane	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.02	1.28	1.60	2.49	6.10
Isopentane	0.38	0.38	0.9	0.39	.40	0.42	0.47	0.63	0.99	2.40
n-Pentane	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.40	0.50	0.94	1.71
Hexane +	1.35	1.35	1.35	1.36	1.44	1.65	1.90	2.15	2.58	3.35
Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Mol.	19.88	20.01	20.10	20.18	20.34	20.77	21.57	22.59	24.94	31.52
Wt. Gas	1233	1231	1230	1233	1243	1269	1315	1374	1507	1880
BTU ¹	1233	1231	1230	1233	1243	1269	1315	1374	1507	1880

¹ Calculated gross heating value (BTU per cubic foot of dry gas at 14.7 psia and 60 °F)

TABLE 11

**DIFFERENTIAL VAPORIZATION FLASH OF RESIDUAL
LIQUID TO ATMOSPHERIC CONDITIONS FROM 100 PSIA
AND 240 °F**

<i>Component</i>	<i>Evolved Gas Mol. %</i>
<i>Nitrogen</i>	0.16
<i>Hydrogen Sulfide</i>	0.00
<i>Carbon Dioxide</i>	2.15
<i>Methane</i>	28.17
<i>Ethane</i>	17.91
<i>Propane</i>	22.73
<i>Isobutane</i>	5.41
<i>n-Butane</i>	11.61
<i>Isopentane</i>	4.37
<i>n-Pentane</i>	3.64
<i>Hexane +</i>	3.85
<i>Total</i>	100.00
<i>Mol. Wt. Gas</i>	39.91
<i>Gas gravity (air =1.00)</i>	1.3760
<i>BTU¹</i>	2353

¹ Calculated gross heating value (BTU per cubic foot of dry gas at 14.7 psia and 60 °F)

TABLE 12

THREE STAGE SEPARATOR TEST

Stage	Separator Pressure, psia	Separator Temp. °F	≠ 1 Gas Oil ratio	≠ 2 Gas Oil Ratio	≠ 3 Oil volume factor, Bo	Gas Gravity (air=1.0)
1	200	59	501	547	1.092	0.7083
2	125	49	11	11	1.074	0.7149
3	14.7	15.5	42	42	1.000	0.8747

Total 600

Stock tank liquid gravity at STP : 0.8634 [32.40 °API]

Oil volume factor, Bo, at saturation pressure 3320 psia, at 240 °F : 1.3660

Total gas gravity (air = 1.00) 0.7201

Liquid density at saturation Pressure of 3320 psia, at 240 °F 0.6836

≠ 1 Gas Oil ratio cubic feet of gas at 14.7 psia and 60 °F per barrel of oil at indicated pressure and temperature

≠ 2 Gas Oil ratio cubic feet of gas at 14.7 psia and 60 °F per barrel of stock tank oil at 60 °F.

≠ 3 Separator volume factor is barrels of oil indicated pressure and temperature per barrel of stock tank oil at 60 °F.

TABLE 13**COMPOSITION OF PHASES EVOLVED DURING THREE
STAGE SEPARATOR TEST**

<i>Stage Number</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
<i>Component</i>	<i>Mol. %</i>		
<i>Nitrogen</i>	1.48	0.98	1.82
<i>Hydrogen Sulfide</i>	0.00	0.00	0.00
<i>Carbon Dioxide</i>	1.61	1.23	1.90
<i>Methane</i>	82.71	81.62	63.20
<i>Ethane</i>	6.78	8.03	15.14
<i>Propane</i>	3.90	4.53	10.82
<i>Isobutane</i>	0.64	0.72	1.74
<i>n-Butane</i>	1.25	1.35	3.10
<i>Isopentane</i>	0.42	0.47	0.88
<i>n-Pentane</i>	0.36	0.36	0.68
<i>Hexane +</i>	0.85	0.71	0.72
<i>Total</i>	100.00	100.00	100.00
<i>Mol. Wt. Gas</i>	20.54	20.73	25.37
<i>Gas Gravity (air=1.00)</i>	0.7083	0.7149	0.8747
<i>BTU¹</i>	1252	1282	1512

¹ Calculated gross heating value (BTU per cubic foot of dry gas at 14.7 psia and 60 °F)

TABLE 14**VISCOSITY OF THE RESERVOIR FLUID AND SEPARATED GAS AT 240 F°**

<i>Pressure Psia</i>	<i>Oil viscosity μ_o, CP</i>	<i>Gas viscosity μ_g, CP</i>	<i>μ_o/μ_g</i>
6000	0.698		
5000	0.652		
** 4273	0.617		
4000	0.606		
3500	0.583		
* 3320	0.574		
3100	0.595	0.01359	43.8
2700	0.652	0.01356	48.1
2300	0.718	0.01354	53.0
1900	0.790	0.01353	58.4
1500	0.875	0.01350	64.9
1000	1.012	0.01341	75.4
700	1.110	0.01326	83.7
500	1.191	0.01307	91.1
300	1.283	0.01266	101.4
100	1.445	0.01163	124.3
14.7	1.626	0.01054	154.3

* Saturation pressure

** Reservoir pressure

DIFFERENTIAL VAPORIZATION AT 240 °F

