گزارش فاز اول

ب – مرور آزمایش های انجام شده در مورد مخازن گاز میعانی

ب - بررسی و مرور آزمایش های انجام شده در مورد مخازن گاز میعانی

فهرست مطالب

1- آزمایش برداشت در حجم ثابت

1-1 معادلات تجربی برای پیش بینی بیشترین میزان میعان

2- آنالیز گاز خشک و میعانات گازی

3- ازمایش انبساط با ترکیب ثابت گاز (CCE)

4- خواص سنگ و خواص مشترک سنگ و سیال در مخازن گاز میعانی

4-1 تخلخل (Porosity)

4-2 تراوایی مطلق و تراوایی نسبی سنگ مخزن

5- نمونه گیری گاز و مایعات گازی در مخازن گاز میعانی

6- بهره دهی (Productivity) چاهها در مخازن گاز میعانی

7- پدیده هایی که روی رفتار سیال در نزدیک چاه تأثیر دارند

7-1 تأثیرات سرعت جریانی بالا

7-2 تأثیر کشش سطحی پایین

7-3 تبخیر آب

7-4 تأثیرات غیر تعادلی

8- آزمایش های بازگردانی گاز خشک در آزمایشگاه

8-1 مدل فیزیکی بازگردانی گاز خشک

8-2 نتایج کلی آزمایش های بازگردانی

منابع علمی (References)

« محرمانه »

بسمه تعالی

تاریخ : 2 / 5 / 1386

ب - بررسی و مرور آزمایش های انجام شده در مورد مخازن گاز میعانی

آزمایش ها ، مطالعات آزمایشگاهی و اندازه گیری هایی که برای بررسی ، ارزیابی و برنامه ریزی تولید میعانات مخازن گاز میعانی در حالات برداشت طبیعی و بازگردانی گاز خشک انجام میشود شامل آزمایش های سیال مخزن ، آزمایش های سنگ مخزن ، آزمایش های سنگ و سیال و آزمایش های چاه (Well Test) می باشد .

1 - آزمایش برداشت در حجم ثابت (Constant Volume Depletion)

این آزمایش با بکارگیری سیال واقعی مخزن در دمای ثابت مخزن و در داخل یک سلول آزمایشگاهی با حجم ثابت انجام میگیرد . نمونه های میعانات گازی و گاز خشک که از سر چاه گرفته میشود در آزمایشگاه با نسبت گاز به میعانات گازی (GOR) مخزن که در موقع نمونه گیری بدست آمده است مخلوط میشوند . مقداری از این سیال مخزن به داخل سلول PVT مخصوص که در مقابل فشار و دمای بالا مقاوم است منتقل میشود و فشار و دمای آن به فشار اولیه و دمای ثابت مخزن رسانیده میشود .

این سلول دارای پنجره های شفاف است و فازهای مایع و گاز جداگانه در داخل آن از بیرون دیده میشوند . آزمایش از فشار اولیه مخزن شروع میشود . اگر در این حالت داخل سلول یک فاز شفاف گاز بود فشار اولیه مخزن بالای فشار نقطه شبنم گاز داخل مخزن است . یک طرف سلولPVT به پمپ جیوه مخصوص و طرف دیگر سلول به شیر خروجی گاز متصل است . پمپ جیوه که به پایین سلول متصل است برای افزایش و یا کاهش فشار و شیر خروجی گاز که در بالای سلول است برای کنترل دبی گاز خروجی می باشد . با تولید گاز بتدریج فشار داخل سلول کم میشود و از فشار اولیه مخزن به فشار نقطه شبنم میرسد . در این هنگام می توان ذرات ریز مایع(شبنم) را روی دیواره پنجره سلول مشاهده نمود .

در آزمایش CVD در پایین تر از فشار نقطه شبنم حجم سلول جیوه با کشیدن جیوه از زیر سلول کمی (باندازه ΔV) زیاد میشود و لذا فشار سلول آزمایش باندازه Δp کم میگردد . بعد از اینکه گاز و میعانات گازی داخل سلول بحالت تعادل رسیدند ، حجم سیال داخل سلول با تولید گاز از بالا در فشار ثابت به حجم اولیه رسانیده میشود . این کم کردن فشار و خارج نمودن گاز در فشار ثابت بعد از به تعادل رسیدن (پروسس) تا فشار های پایین ادامه دارد . از آنالیز گاز خشک و میعانات گازی بوسیله دستگاه گاز کروماتوگرافی و با دانستن GOR و یا CGR و آنالیز و ترکیب اولیه گاز تر مخزن (سیال مخزن) تعیین میشود . ترکیب گاز تر مخزن تا فشار شبنم تغییر نمیکند ولی بعد از رسیدن به فشار شبنم چون مقداری مایع در سلول PVT رسوب میکند ترکیب سیال (مخلوط گاز و مایع داخل سلول) تغییر میکند .

در آزمایش CVD گاز خروجی به دستگاه گاز کروماتوگرافی و گازومتر متصل است و در هر زمان و هر فشار در طول آزمایش می توان آنالیز گاز خروجی، حجم گاز و میعانات استحصالی را تعیین نمود .

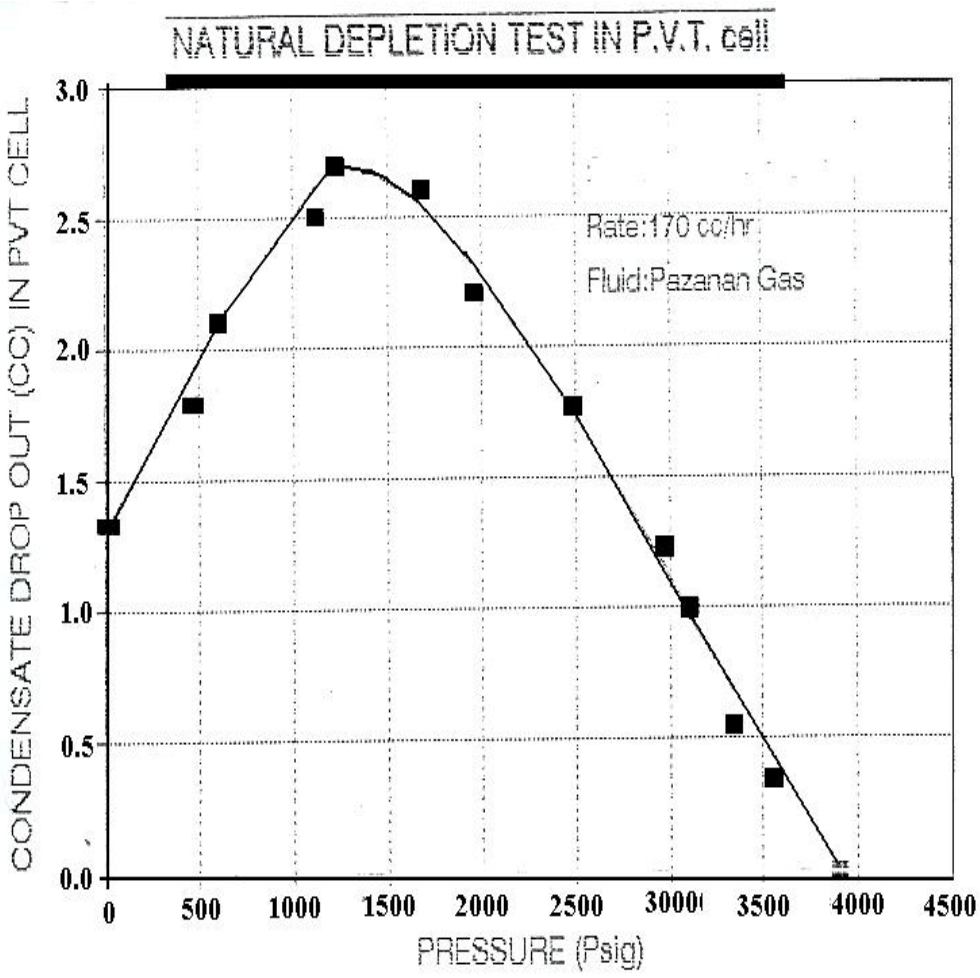
تا رسیدن فشار سلول به فشار شبنم مایعی در داخل سلول مشاهده نمی شود ولی بعد از آن با کم شدن فشار بتدریج میعانات گازی در پایین سلول جمع میشود . بتدریج حجم میعانات گازی داخل سلول زیاد میشود و درصد حجم میعانات گازی در فشار تبخیر مجدد (Reevaporation) به حد اکثر میرسد . پایین تر از فشار تبخیر مجدد میعانات داخل سلول دوباره تبخیر میشوند ولی در مخازن واقعی گاز میعانی معمولاً فشار مخزن قبل از فشار ترک مخزن به مرحله تبخیر دوباره نمیرسد .

آزمایش کامل CVD بسیار وقت گیر و پر هزینه است ولی اگر GOR و آنالیز سیال مخزن و نحوه انجام آزمایش دقیق و صحیح باشد نتایج بسیار مهم و قابل استفاده ای از آن حاصل میشود . از آزمایش CVD مشخص میگردد که مخزن گاز تر و یا گاز میعانی است و اگر گاز میعانی می باشد مقدار میعانات رسوب کرده چقدر می باشد و ضمناً فشار تبخیر مجدد در مخزن را نشان میدهد .

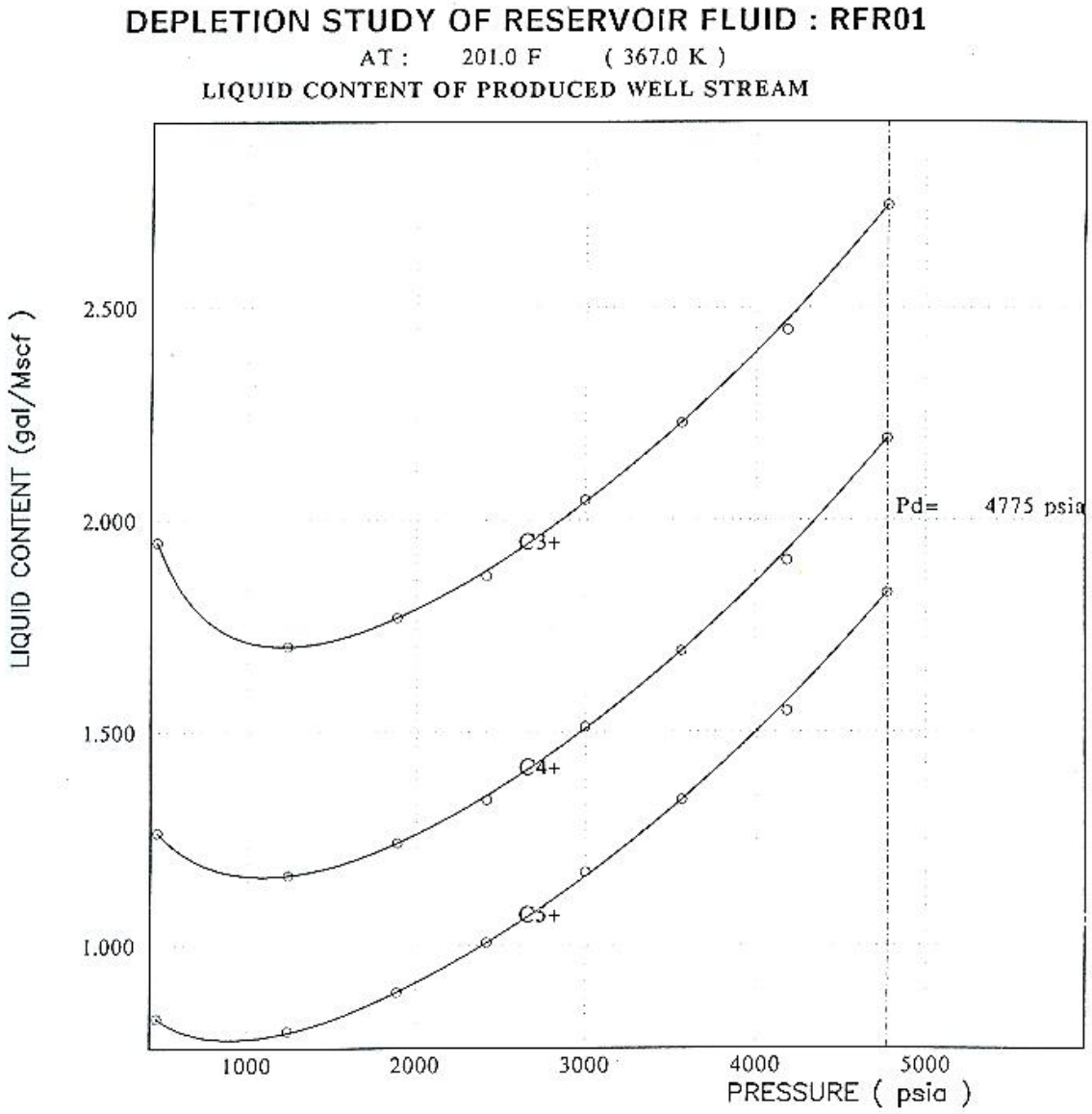
آزمایش CVD یک شبیه سازی آزمایشگاهی کامل رفتار و تولید مخزن گاز میعانی است و شبیه سازی کامپیوتری و برنامه ای نیز در این مورد با نتایج CVD آزمایشگاهی منطبق میشود . از آزمایش CVD مقدار ضریب انحراف (Z Factor) گاز خروجی ، ضریب انحراف دو فازی گاز داخل سلول (مخزن) ، گران روی گاز خروجی ، آنالیز و ترکیب گاز خروجی ، آنالیز سیال دو فازی داخل سلول در فشار های تولید بدست میآید و همچنین از نتایج CVD ضریب برداشت میعانات گازی مخزن را میتوان تعیین نمود . تصویر2-1 میزان میعانات گازی رسوب کرده در داخل سلول PVT

را در فشار های مختلف تولید برای سیال مخزن پازنان (1-2) نشان میدهد در تصویر 2-2 مقادیر C_4^+ , C_5^+ , C_7^+ بر حسب Gal / MMSCF گاز میعانی پارس جنوبی در دمای 206/4 درجه فارنهایت دیده میشود (2-2)

تصاویر 2-3 و 2-4 هم ضریب انحراف و گران روی گاز تولیدی پارس جنوبی را در فشارهای مختلف که از آزمایش CVD بدست آمده نشان میدهد . باید توجه داشت که آزمایش CVD در حجم ثابت است و لذا نتایج CVD برای بکارگیری در مخازن گاز میعانی با حجم ثابت است یعنی برای حالتی که حجم ئیدروکربن های داخل خلل و فرج سنگ مخزن با کاهش فشار تغییر عمده نکند . لذا نتایج قابل بکارگیری در مخازن گاز میعانی با رانش آب فعال و یا مهاجرت گاز از مخزن نمی باشد .



تصویر 1 - 2 حجم مایعات رسوب کرده در داخل سلول PVT بر حسب فشار



C3+ : For X = 456. psia to X = 4775. psia :

$$Y_{gal/Mscf} = \frac{7.90034E\text{-}7\ X^2 + 0.00574542\ X + 3.8596}{-4.00083E\text{-}7\ X^2 + 0.00547222\ X + 1}$$

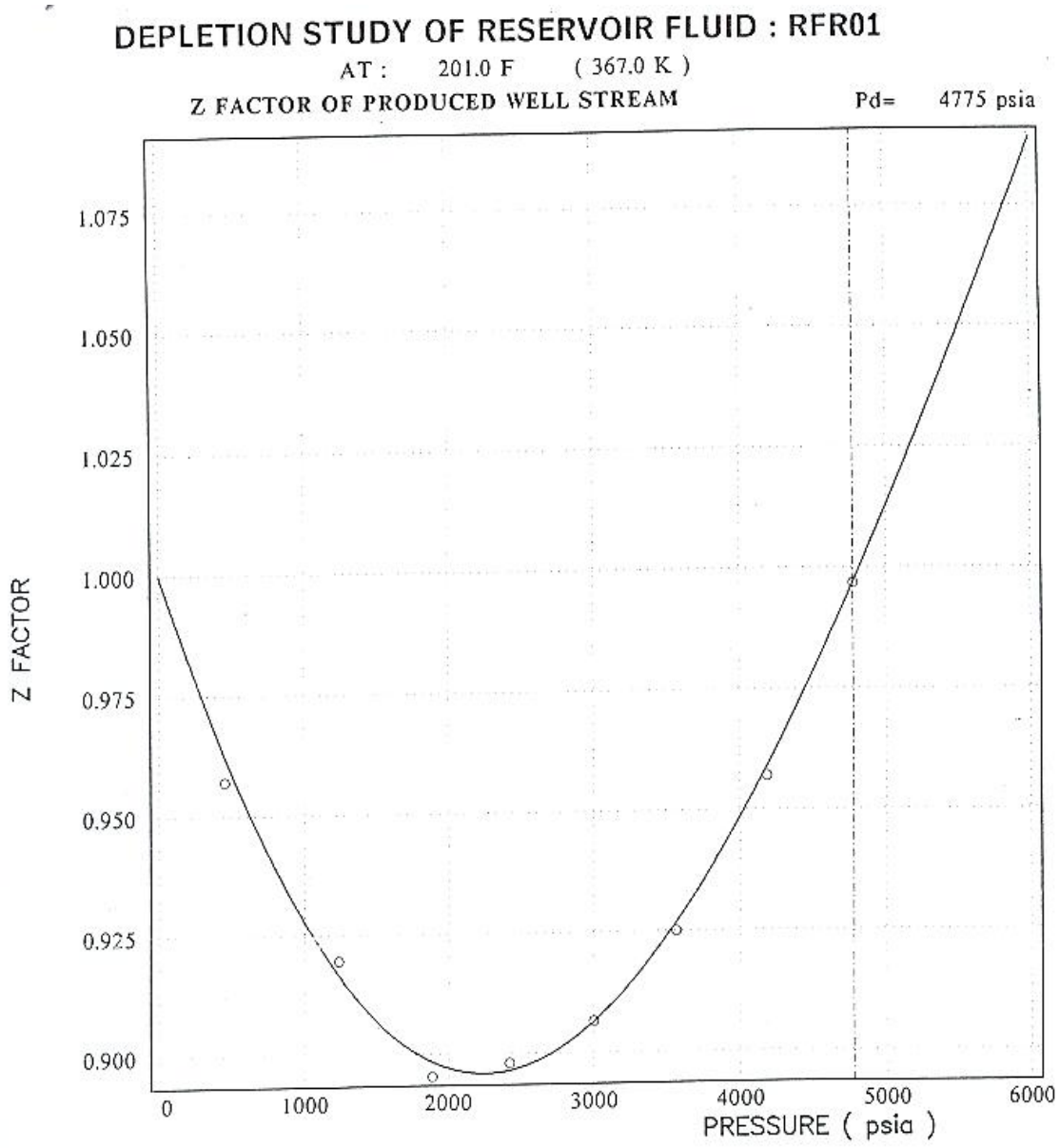
C4+ : For X = 456. psia to X = 4775. psia :

$$Y_{gal/Mscf} = \frac{3.01934E\text{-}7\ X^2 + 8.16226E\text{-}4\ X + 1.67288}{-1.11876E\text{-}7\ X^2 + 0.00151452\ X + 1}$$

C5+ : For X = 456. psia to X = 4775. psia :

$$Y_{gal/Mscf} = \frac{3.52744E\text{-}7\ X^2 + 6.45874E\text{-}4\ X + 1.15914}{-1.51778E\text{-}7\ X^2 + 0.00192174\ X + 1}$$

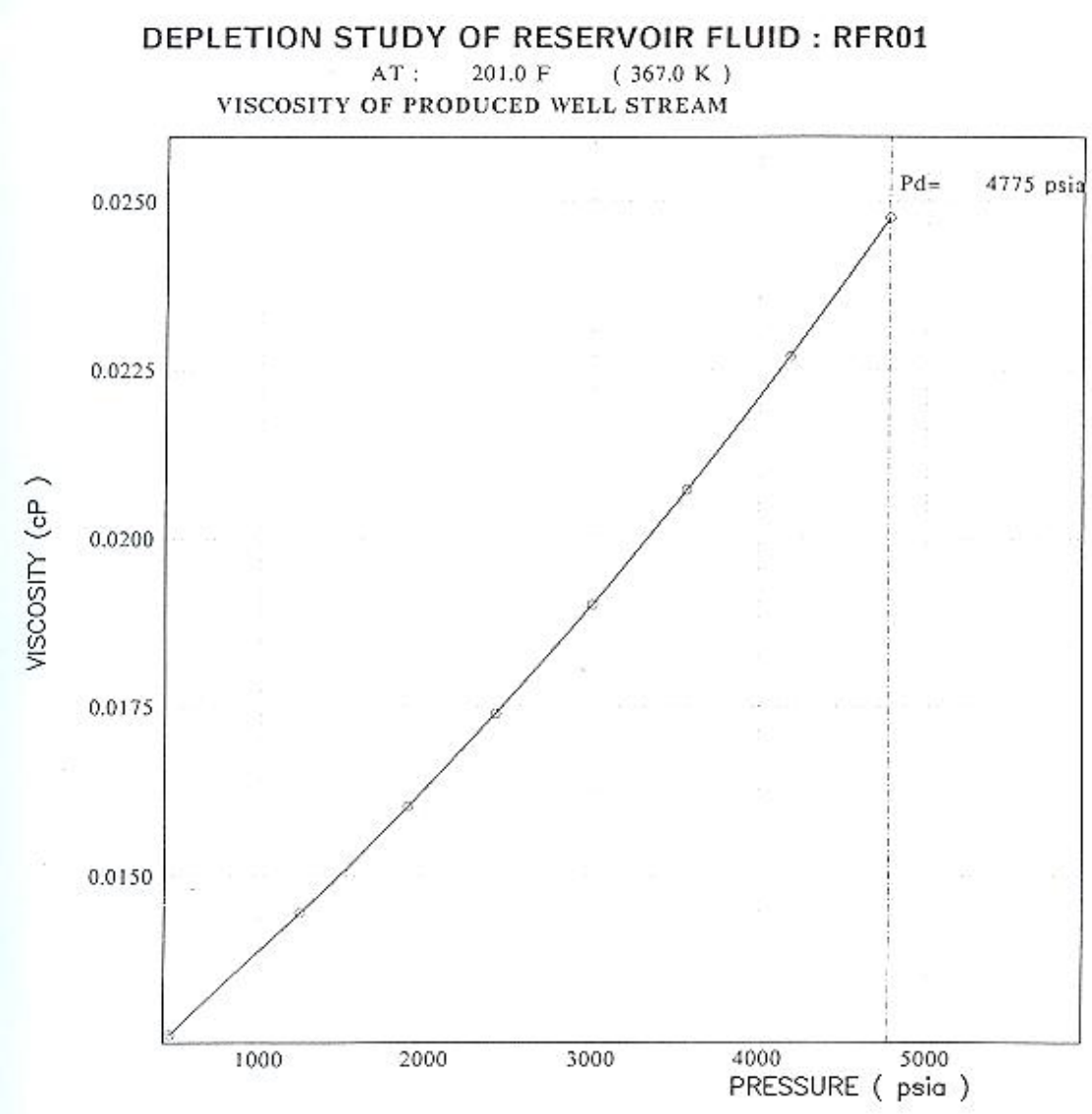
تصویر 2 - 2 منحنی میزان مایعات تولید ی در مقابل فشار
در آزمایش CVD پارس جنوبی



For X = 0. psia to X = 6015. psia :

$$Y = \frac{3.62800E\text{-}8\ X^2 - 1.09421E\text{-}4\ X + 1.}{1.74400E\text{-}8\ X^2 - 1.85825E\text{-}5\ X + 1}$$

تصویر 3 - 2 منحنی ضریب انحراف گاز تولیدی پارس جنوبی
در مقابل فشار در آزمایش CVD



For X = 456. psia to X = 4775. psia :

$$Y_{cP} = 0.0109042 + 0.809655\ E\text{-}4\ X^{0.475} + 0.264566\ E\text{-}7\ X^{1.5} + 0.53171\ E\text{-}14\ X^{3.}$$

تصویر 4 - 2 منحنی گران روی گاز تولیدی پارس جنوبی
در مقابل فشار در آزمایش CVD

1-1 معادلات تجربی برای پیش بینی بیشترین میزان میعان در برداشت مخازن گاز میعانی :

در ابتدای کشف یک مخزن گاز میعانی چون آنالیز ترکیبات سیال مخزن بصورت تقریبی است و فشار شبنم گاز مخزن نامشخص و برابر فشار اولیه مخزن در دمای مخزن فرض میشود . در این موارد میتوان از معادلات تجربی که تابعی از دمای مخزن و جزء مولکولی ترکیبات سنگین تر از هپتان است برای پیش بینی بیشترین میزان میعان گاز در مخزن در هنگام برداشت مخازن گاز میعانی استفاده نمود .

یکی از این معادلات تجربی که توسط Fevang & Whitson (2-3) ارائه شده است بصورت زیر میباشد :

$$\% \ HCPV = A+B \times Y + C \times In(T)$$

که در آن A , B , C ضرایب تجربی هستند .

C= -19.73 , B= 4.799 , A= 93.404

% HCPV : حداکثر درصد حجم خلل و فرج میعانات که در مخزن رسوب مینماید

Y : درصد مولی ترکیبات سنگین تر از هپتان در سیال مخزن

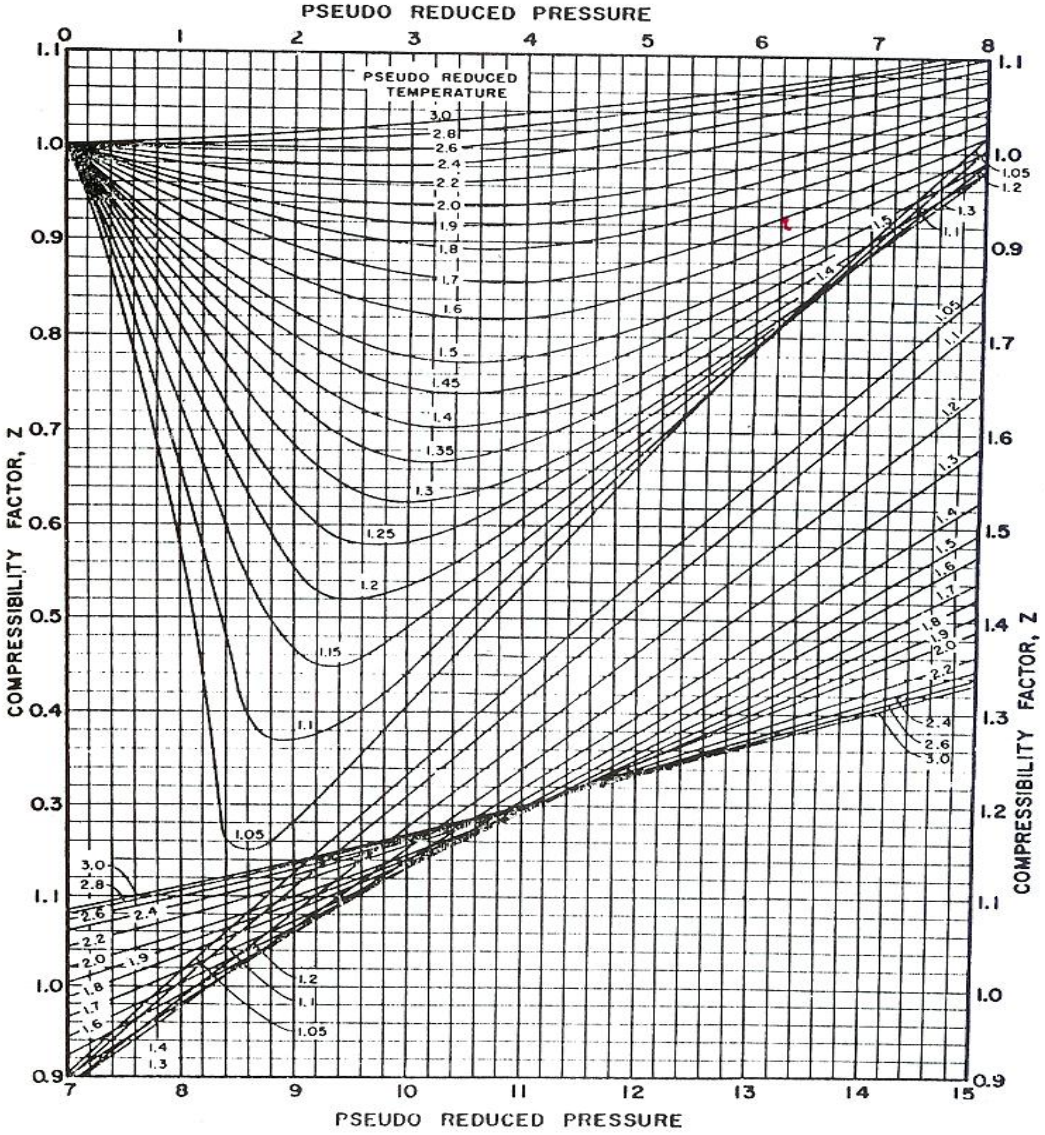
T : دمای مخزن بر حسب درجه فارنهایت

نتایج این معادله با داده های آزمایشگاهی تطابق خوبی نشان داده است . دامنه عملکرد صحیح این معادله بین دمای 314-180 درجه فارنهایت و فشار 6700 – 4600 پام می باشد .

2 - آنالیز گاز خشک و میعانات گازی

آنالیز گاز خشک و میعانات گازی مخازن گاز میعانی تا جزء آخر بصورت مجزا بوسیله دستگاه گاز کروماتوگرافی تعیین میشود . با داشتن GOR و آنالیز گاز خشک و میعانات گازی ، آنالیز کامل سیال مخزن (گاز میعانی) بدست میآید . درصد مولی دقیق اجزای سنگین موجود در گاز میعانی مورد لزوم مطالعات رفتار فازی است .

از آنالیز گاز میعانی مقدار ضریب انحراف گاز بدست میآید . ضریب انحراف گاز بستگی به ترکیب گاز میعانی و فشار و دما دارد . با مشخص شدن ترکیب گاز مقدار فشار بحرانی مجازی (P_{pc} = Pseudo Critical Pressure) و دمای بحرانی مجازی (T_{pc} = pseudo critical temperature) محاسبه و سپس فشار کاهش یافته مجازی (p_r = Pseudo Reduced Pressure) و دمای کاهش یافته مجازی (Tr = Pseudo Reduced Temperature) و بعد با استفاده از منحنی های Tr , و Pr در مقابل Z نظیر منحنی Standing & Katz (تصویر 2-5) ضریب انحراف گاز بدست میآید .



Compressibility factors for natural gases. (*After* Standing and Katz, *Trans.* AIM.)

تصویر 5 - 2 ضریب انحراف گازهای طبیعی بر حسب P_r , T_r

در صورت موجود بودن H_2S, CO_2 و ازت در گازهای ئیدروکربنی ضریب انحراف تصحیح میشود . منحنی ضریب انحراف برای گازهای ئیدروکربنی با چگالی هالی مختلف در فشارها و دماهای مختلف

در منابع علمی و فنی موجود است . همچنین منحنی $Z - Factor$ گازهای غیر ئیدروکربنی نظیر N_2 , H_2S , CO_2 بر حسب فشارو دمای گاز ها در منابع علمی یافت میشود . در صورت مشخص نبودن آنالیز گاز میعانی از وزن مخصوص (Specific Gravity) گاز مقادیر P_{pc} , T_{pc} و سپس P_r , T_r محاسبه میشود و بعد $Z - Factor$ گاز بدست میآید . تصویر (2-6) P_{pc} و T_{pc} گاز را بر حسب وزن مخصوص گاز نشان میدهد (4 – 2) . ضریب انحراف گاز را میتوان مستقیماً در آزمایشگاه با وسایل مخصوص اندازه گیری کرد. اگر آنالیز گاز دقیق باشد اندازه گیری مستقیم آن درآزمایشگاه لازم نیست . ضریب انحراف گاز برای محاسبه گاز تر و گاز خشک در جا ، محاسبات موازنه مواد (Material Balance) و محاسبات رفتار فازی مخزن مورد استفاده قرار میگیرد .

برای مطالعه رفتار فازی سیال مخازن گاز میعانی با معادلات حالت به آنالیز سیال تا اجزای بالا (C_{22}) نیاز است . هر چقدر آنالیز تا اجزای سنگین تر باشد معادلات حالت دقت بیشتری دارند . جدول 2-1 آنالیز نمونه سیال (Reservoir Fluid) مخزن پارس جنوبی را که توسط شرکت شلامبرژر انجام شده است نشان میدهد . اگر آنالیز سیال تا C_7^+ باشد به کمک معادلات تجربی می توان آن را تا C_{22} گسترش داد . برای تجزیه C_7^+ به اجزای سنگین تر از معادله زیر استفاده میشود (2-5)

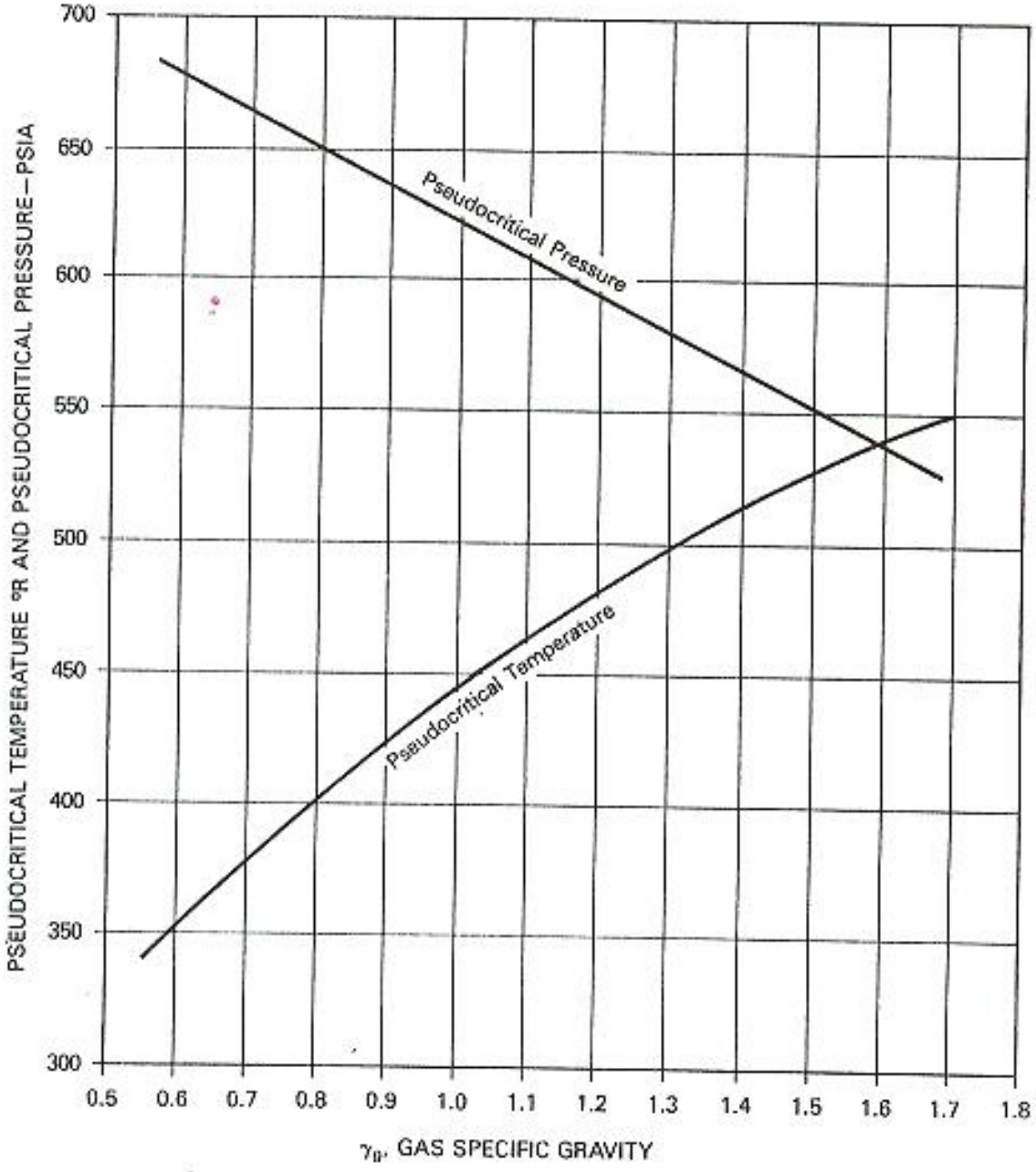
$$Y (Ci) = e^{0.342 - 0.26\, i}$$

i بین 7 تا 21 تغییر میکند . بعد از محاسبه $y(ci)$ آن را در نسبت مولی C_7^+ ضرب میکنند تا نسبت مولی هر جزء از C_7 تا C_{22} بدست آید . مجموع نسبت های مولی این اجزای سنگین تر مقداری کمتر از نسبت مولی C_7^+ است تفاوت آن C_{22}^+ می باشد . این تجزیه تجربی با آنالیز واقعی مقایسه گردیده و تفاوت زیادی نداشته است .

3 - آزمایش انبساط با ترکیب ثابت گاز (Constant Composition Expansion)

یکی دیگر از آزمایش هایی که برای شناخت رفتار فازی سیال مخزن مورد استفاده قرار میگیرد آزمایش CCE است . در این آزمایش نظیر آزمایش CVD مقداری از سیال واقعی مخزن در داخل سلول مخصوص قرار میگیرد . در این حالت حجم سلول بزرگتر از حجم سلول مورد استفاده برای آزمایش

CVD می باشد . آزمایش در دمای ثابت مخزن انجام میشود . در آزمایش CCE حجم سیال مورد آزمایش با کشیدن جیوه از زیر سلول افزایش می یابد و فشار آن کم میشود .



تصویر 6 - 2 خواص بحرانی گازهای طبیعی در مقابل وزن مخصوص گازها

RESERVOIR FLUID ANALYSIS

1- COMPOSITION (mole percent)

COMPONENT	SEPARATOR LIQUID	SEPARATOR GAS	RESERVOIR FLUID
N2	0.32	3.80	3.62
CO2	1.35	2.23	2.18
H2S	0.57	0.38	0.39
CH4	25.30	85.22	82.11
C2H6	6.54	5.13	5.20
C3H8	5.60	1.79	1.99
iC4H10	1.75	0.34	0.41
nC4H10	4.07	0.55	0.73
iC5H12	2.61	0.19	0.32
nC5H12	2.93	0.17	0.31
Pseudo C6	6.47	0.13	0.46
Pseudo C7	8.84	0.07	0.52
Pseudo C8	8.57	0.00	0.44
Pseudo C9	6.12	0.00	0.32
Pseudo C10	4.57	0.00	0.24
Pseudo C11	3.04	0.00	0.16
C12+	11.34	0.00	0.59
total	100.00	100.00	100.00
molar ratio	0.0519	0.9481	1.0000

2- PHASE PROPERTIES

	SEPARATOR LIQUID		SEPARATOR GAS		RESERVOIR FLUID	
MOLAR MASS :	lb/mol	g/mol	lb/mol	g/mol	lb/mol	g/mol
C7+	0.322	145.9	0.2209	100.21	0.319	144.6
C12+	0.471	213.7			0.471	213.7
fluid	0.186	84.3	0.0422	19.14	0.050	22.5

DENSITY :	g/cm3	kg/m3	g/cm3	kg/m3	g/cm3	kg/m3
C7+						
C12+						
fluid			0.808E-3	0.808		

rel. density			0.660			

جدول 1 - 2 آنالیز و ترکیب گاز ، مایعات گازی و سیال مخزن پارس جنوبی

در آزمایش CCE چون گازی از سلول آزمایش خارج نمیشود ترکیب (آنالیز) سیال ثابت می ماند . عمل کاهش فشار و انبساط سیال تا فشارهای پایین ادامه می یابد . در این آزمایش چون سلول دارای پنجره های شفاف است فشار نقطه شبنم در دمای مخزن نیز اندازه گیری میشود و نیز حجم رسوب مایعات گازی در پایین سلول در اثر کاهش فشار قابل رؤیت و اندازه گیری میباشد . بعلاوه فشار تبخیر مجدد ، گران روی ، ضریب انحراف و انبساط فاز گاز ، دانسیته فاز گاز و مایع ، ترکیب و آنالیز گاز و مایع و GOR در دمای مخزن و فشارهای مختلف تعیین میشود . دیاگرام فازی سیال مخزن نیز با اندازه گیری فشار شبنم در چند دمای دیگر غیز از دمای مخزن قابل رسم است آزمایش CCE در واقع مطالعه PVT در حالت تبخیر آنی (Flash) و آزمایش CVD مطالعه PVT در حالت تبخیر مرحله ای (Differential) است .

آزمایش های PVT به منظور مطالعه و بررسی رفتار فازی و خواص سیال مخزن انجام میشود . از نتایج آزمایش های PVT جهت ارزیابی کمی و کیفی سیال مخزن و رفتار فازی آن ، محاسبه میزان ئیدروکربن درجا و قابل برداشت ، طراحی جهت بیشترین بازیافت و تعیین نرخ جریان گاز استفاده میشود .

یکی از استفاده های مهم اطلاعات PVT ، کاربرد آنها در مدل های ترکیبی (Compositional) جهت شبیه سازی رفتار سیال مخزن گاز میعانی و بازگردانی گاز خشک می باشد . یک مدل رفتار فازی ترکیبی در واقع می تواند با استفاده از ترکیب اولیه سیال مخزن اطلاعات PVT را پیش بینی کند . البته قبل از استفاده از مدل ترکیبی می بایست با کمک اطلاعات آزمایشگاهی موجود آن را تنظیم نمود . ترکیب (آنالیز) کامل گاز تولیدی ، مایعات گازی و سیال مخزن که از اطلاعات پایه ای مخازن گاز میعانی است از آزمایش PVT بدست میآید .

4 - خواص سنگ و خواص مشترک سنگ و سیال در مخازن گاز میعانی

4 - 1 – تخلخل (Porosity)

مطالعات اندکی در مورد تاثیر محیط متخلل بر روی رفتار فازی سیالات میعانی در شرایط مخزن صورت گرفته است . Sigmund (2-6) در آزمایش با دانه های بهم فشرده (یک شده) و Saeidi & Handy (2-7) در آزمایش با مغزه ماسه سنگی و ترکیبات متان و پروپان به این نتیجه رسیدند که محیط متخلخل تأثیر کمی بر روی رفتار فازی سیال دارند . تأثیر اصلی متقابل میان سیال و جسم جامد است که میتوان از آن به عنوان تأثیر خاصیت تر شوندگی (Wettability) نام برد .

4 - 2 - تراوایی مطلق و تراوایی نسبی (Relative Permeability) سنگ مخزن

بهره دهی چاهها و توان تولیدی مخازن گاز میعانی بستگی به تراوایی و تراوایی نسبی دارد . در مخزن در ناحیه ای دور از چاه اغلب یک فاز گاز حرکت میکند . با کاهش فشار و رسوب میعانات تراوایی این ناحیه برای عبور فاز گاز کم میشود . در این ناحیه کشش سطحی گاز و مایعات پایین و سرعت جریان گاز کم است . در ناحیه نزدیک چاه چون سرعت جریان و افت فشار بالاست دو فاز گاز و مایع با هم به سمت خروجی چاه حرکت میکند در این ناحیه سرعت جریان گاز بالاست و کشش سطحی بین گاز و مایع بیشتر از ناحیه دور از چاه است .

کشش سطحی گاز و مایعات گازی، مقدار اشباع آب ، مقدار رسوب مایعات ، خاصیت تر شوندگی ، تراوایی مطلق در شرایط فشار و دمای مخزن و نیز نوع سنگ مخزن روی تراوایی نسبی تأثیر دارند . تراوایی نسبی سنگ مخزن را می توان در شرایط فشار و دما و سرعت جریان گاز در مخزن (ناحیه دور از چاه) و سرعت جریان گاز در ناحیه اطراف چاه با استفاده از سیال واقعی مخزن در آزمایشگاه اندازه گیری نمود . در این آزمایش ها بهتر است اشباع آب و خاصیت تر شوندگی سنگ مخزن نیز منظور شود .

در مواقعی که آزمایش تراوایی نسبی با سنگ و سیال مخزن انجام نشده باشد و یا در دقت و صحت آزمایش ها تردید باشد منحنی های تراوایی نسبی از روابط تجربی (Correlation) بدست میآید . در مورد مخزن گاز میعانی پارس جنوبی از روش تجربی Stone برای تراوایی نسبی آب و میعانات گازی و نیز گاز و میعانات گازی استفاده شده است .

روابط تجربی Stone برای تراوایی نسبی آب و میعانات گازی بصورت زیر است :

$$Krw = \left\langle \frac{Sw - Swi}{1 - Swi} \right\rangle \frac{2 + 3\lambda}{\lambda}$$

$$Kro = \left\langle \frac{So - Sowc}{1 - Swi - Sowc} \right\rangle^{2} \left[I - \left\langle \frac{Sw - Swi}{1 - Swi} \right\rangle^{\frac{\lambda+2}{\lambda}} \right]$$

برای تراوایی نسبی گاز و میعانات گازی روابط تجربی Stone بصورت زیر می باشد :

$$Krg = \left\langle \frac{Sg - Sgc}{1 - Swi - Sgc} \right\rangle^{2} \left[1 - \left\langle \frac{1 - Sg - Swi}{1 - Swi} \right\rangle^{\frac{\lambda+2}{\lambda}} \right]$$

$$Krog = \left\langle \frac{So - Sogc}{1 - Swi} \right\rangle^{2} \left\langle \frac{So}{1 - Swi} \right\rangle^{\frac{\lambda + 2}{\lambda}}$$

که در آن :

Swi : اشباع آب غیر قابل تولید

Sg : اشباع گاز

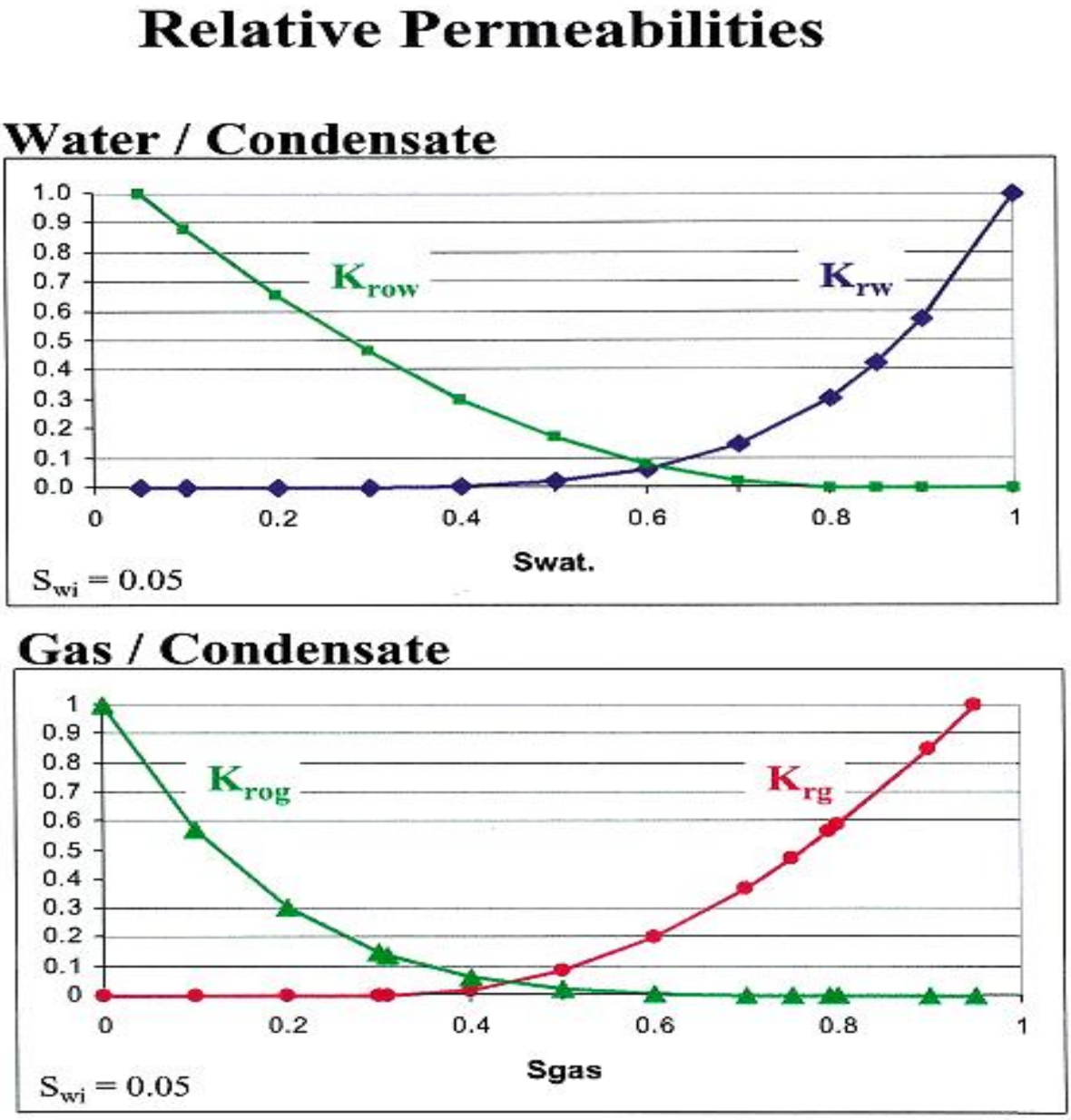
So : اشباع مایعات گازی

Sogc : اشباع بحرانی مایعات گازی

Sgc : اشباع گاز باقیمانده

λ : ضریب مرتبط با توزیع اندازه های خلل و فرج (Pore Size Distillation) معمولاً بین 0/8 تا 102 تغییر میکند .

تصویر 7-2 تراوایی نسبی گاز و میعانات گازی و همچنین آب میعانات گازی پارس جنوبی را نشان میدهد .



تصویر 7 - 2 منحنی تراوایی نسبی آب – میعانات گازی و گاز – میعانات گازی پارس جنوبی

آزمایش هایی در شرایط مخزن با استفاده از مایعاتی که مخلوطی از گازهای C_1 /C_5/C_{11} بوده است بر روی مغزه های یک مخزن کربناته در ابوظبی جهت بررسی اشباع بحرانی میعان و تجمع میعان بر روی تراوایی نسبی توسط Gravier و همکاران (2-8) انجام شده است . آنها نتیجه گرفتند که اشباع

بحرانی میعان بالاست و میزان متوسط آن 36 % حجم فضای متخلخل است . طبق مطالعات دانش (9-2) میعان می تواند پیوستگی ئیدرولیکی داشته باشد و بوسیله جاذبه حتی در اشباع های پایین نیز حرکت کند . هرچند این نظر در مطالعات آزمایشگاهی صرفنظر می شود ولی در بازیافت در مقیاس مخزن می تواند مؤثر باشد . اشباع آب در سنگ مخزن اشباع بحرانی میعان را به وسیله اشغال کردن حفرات تنگ تر پایین می آورد و لذا اشباع بحرانی با افزایش اشباع آب کاهش می یابد . اخیراً با انجام آزمایش های برداشت در میکرو مدل ها نشان داده شده است که کمترین اشباع میعان در جریان تخلیه میعان بخصوص در سنگ هایی با تراوایی بالا پایین است .

در مخازن گاز میعانی تراوایی مطلق از آنالیز معمولی مغزه ها (Routine Core Analysis) در آزمایشگاه و هم از نمودارهای پتروفیزیکی با استفاده از رابطه بین تخلخل و تراوایی بدست میآید . میانگین تراوایی هر لایه و یا هر فاصله تولیدی از آزمایش چاه (Drawdown) تعیین میشود . البته در مخازن گاز میعانی توجیه و تفسیر آزمایش چاه با آزمایش چاه در مخازن گاز خشک و نفت متفاوت است . حالت دو فازی در اطراف چاه توجیه و تفسیر آزمایش ها را پیچیده تر میکند .

کشش سطحی بین گاز و مایعات گازی در شرایط فشار و دمای مخزن از خواص سیالات مخزن است . کشش سطحی برای مطالعه تراوایی نسبی و اشباع بحرانی گاز مورد استفاده می باشد . کشش سطحی را میتوان در شرایط مخزن در آزمایشگاه اندازه گیری نمود . همچنین با دانستن اجزای متشکله (ترکیب) گاز و مایعات گازی و بکارگیری روابط تجربی کشش سطحی محاسبه میشود .

5 - نمونه گیری گاز و مایعات گازی در مخازن گاز میعانی

نمونه های گاز و مایعات گازی در مخازن گاز میعانی معمولاً از سر چاه بعد از دستگاه جدا کننده (Separator) گرفته میشود . در زمان نمونه گیری میبایست فشار سر جاه و دبی تولید گاز خشک و مایعات گازی تقریباً پایدار (Stable) باشد . دبی تولید گاز کم ولی باندازه ای باشد که بتواند تمام مایعات تولید شده در پایین چاه را به بالای چاه منتقل نماید . در چاههایی که تولید از لوله مغزی (Tubing) است دبی بالاتر از 600-700 MSCF/DAY و در چاههایی که از لوله جداری (Casing) تولید دارند دبی بالاتر از 1500 MSCF/DAY برای رسیدن به حالت پایدار کافیست . در موقع نمونه گیری تولید از لوله مغزی بهتر از تولید از لوله جداری است چون در لوله مغزی افت فشار مخزن کمتر از لوله جداری است و زمان پایدار شدن چاه برای نمونه گیری کمتر میشود .

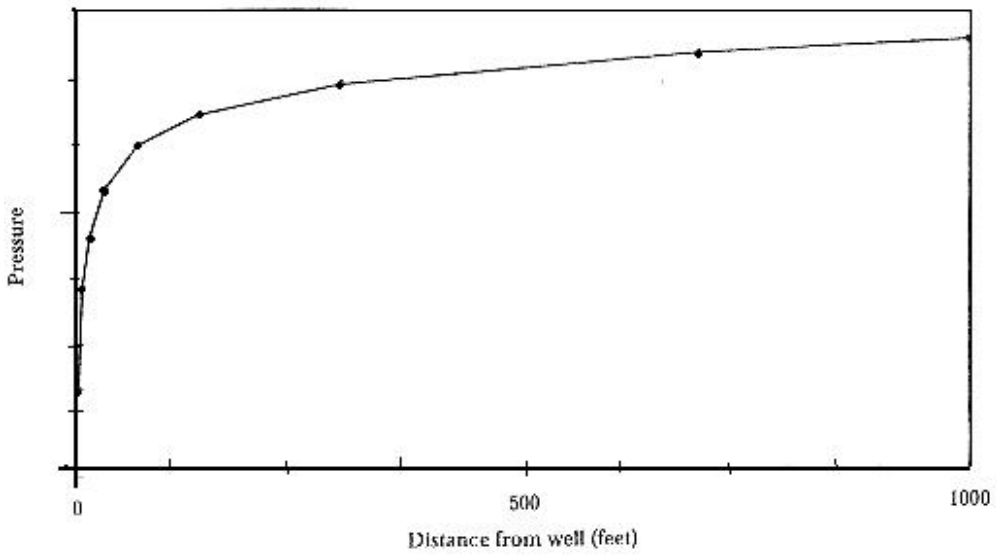
معمولاً در مخازن گاز میعانی فشار جریانی ته چاه (BHFP) از فشار شبنم گاز تر مخزن کمتر است و لذا در اطراف چاه که فشار کمتر از فشار شبنم مخزن است مایعات رسوب میکنند . مقدار مایعات رسوب کرده در اطراف چاه با زمان تولید چاه زیاد میشود و به حد اشباع بحرانی میرسد . در این موقع ترکیب گاز ورودی از ناحیه دور چاه با ترکیب گاز خروجی چاه تقریباً یکسان است و GOR گاز خروجی ثابت می ماند و نمونه های گاز و مایع معرف سیال مخزن است این حالت پایدار تقریبی (Near Steady State) است . فشار BHFP با تولید گاز کم و گرادیان گاز در اطراف چاه زیاد میشود . بنابراین حلقه رسوب مایعات در اطراف چاه با سرعت کمی بزرگتر میشود و هیچ وقت حالت پایدار واقعی بوجود نمی آید . وقتی چاه به حالت پایدار تقریبی رسید نمونه های نفت و میعانات معرف سیال مخزن می باشند . در مجموع برای نمونه گیری مخازن گاز میعانی موارد زیر در نظر گرفته می شود (10 -2)

- نمونه گیری هر چه زودتر قبل از رسیدن فشار مخزن به فشار شبنم و با دبی تولید گاز کم گرفته میشود .
- زمان پایدار شدن تقریبی مخازن کم تراوا ماهها و برای مخازن با تراوایی بالا چند روز (حدود 5 روز) طول میکشد .
- نمونه گیری صحیح و دقیق در مخازن گاز میعانی بسیار مهم است چون اگر نمونه گیری صحیح نباشد مقدار CGR که در سر چاه اندازه گیری میشود دقیق نیست . میزان CGR روی آنالیز سیال مخزن، فشار شبنم CVD , CCE و ارزیابی میزان میعانات گازی در جا تأثیر عمده دارد .

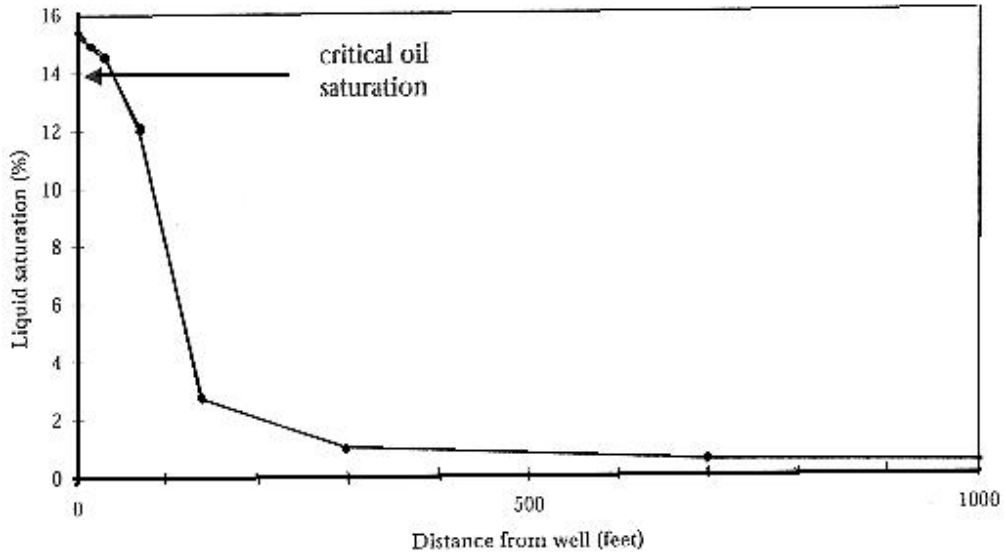
6 - بهره دهی (Productivity) چاهها در مخازن گاز میعانی

کم شدن بهره دهی چاهها یکی از مسائل بسیاری از مخازن گاز میعانی است (11-2) بعلت رسوب مایعات در اطراف چاههای تولیدی بهره دهی چاهها حتی در مخازنی که گاز میعانی ضعیف دارند بشدت کاهش می یابد . تصاویر 8-2 و 9-2 فشار و درصد اشباع مایعات را در اطراف چاه در فواصل مختلف از چاه نشان میدهد . با تولید گاز مایعات در اطراف چاه جمع میشوند . این مایعات در ابتدا رسوب می کنند و حرکت ندارند (Immobile) . مایعات در اطراف چاه تا حد اشباع بحرانی (Critical Saturation) جمع میشود . در این زمان مایعات همراه گاز جریان پیدا میکند و تولید گاز حالت پایدار تقریبی دارد .

حالت پایدار تقریبی (Semi Steady State) تا حدود 10 فوت اطراف چاه بعلت حجم کم خلل و فرج سنگ مخزن در مقایسه با فواصل دورتر زودتر اتفاق میافتد . درصد اشباع مایعات رسوب در این نواحی قبل از جریان پیدا کردن و روان شدن حتی زمانیکه درصد اشباع مایعات در عمق مخزن 1 یا 2 درصد بیشتر نباشد تا حد20 درصد و بیشتر میرسد . درصد کم شدن بهره دهی چاهها را میتوان از اختلاف تراوایی نسبی گاز و مایع در اطراف چاه و تراوایی نسبی گاز و مایع در نواحی دور از چاه تعیین نمود .



تصویر 8 - 2 نمایش فشار مخزن در ناحیه اطراف در یک مخزن گاز میعانی



تصویر 9 - 2 نمایش اشباع میعانات گاز ی در ناحیه اطراف چاه در یک مخزن گاز میعانی

7 - پدیده هائی که روی رفتار سیال در نزدیک چاه تأثیر دارند

از مطالعات انجـــام شـده (12 -2) نتیجـه گیـری میشـود کـه شـبیه سـازی اسـتاندارد تـأثیر رسـوب میعانات گازی را در اطراف چاهها بیشتر از آنچه هست و توان تولید چاه را کمتر از تـوان واقعـی آن در نظر میگیرد . پدیده های خاصی بر روی رفتار جریان سیال در نزدیک چاه تأثیر میگذارند کـه در روش های شبیه سازی استاندارد در نظر گرفته نمیشوند این تأثیرات شامل موارد زیر است .

- جریان با عدد موئینگی بالا
- جریانات غیر دارسی
- جریان با کشش سطحی پایین
- تبخیر آب
- رفتار فازی در حالت غیر تعادل

7 - 1 - تأثیرات سرعت جریانی بالا

آزمایش های تجربی نشان میدهد که تراوایی نسبی در عـدد مـوئینگی (Capillary Number) بـالا افزایش می یابد . عدد موئینگی یـک مقـدار بـدون بعـد اسـت کـه نسـبت نیروهـای گـران روی را بـه نیروهای موئینگی میرساند . عدد مؤینگی با فرمول زیر تعریف میشود .

$$NC = \frac{(\text{Flow rate})(\text{Viscosity})}{\text{IFT}} = \frac{\text{Viscous Force}}{\text{Capillary Force}}$$

مقدار عدد مؤینگی متناسب با دبی جریان زیاد میشود و در ناحیه نزدیک بـه چـاه مقـدار آن بالاسـت . آزمایش ها نشان میدهد که اگر عدد موئینگی از یک عددی بالاتر باشد بهبـود چشـمگیری در مقـدار جابجائی مایع بوسیله گاز اتفاق میافتد . حد عدد موئینگی 10^{-5} بـرای جابجـائی نفـت بوسـیله گـاز و 10^{-3} تا 10^{-5} برای جابجائی نفت بوسیله آب است . عدد موئینگی با این اندازه در شعاعی بطـول 10 متر از چاه تولیدی اتفاق میافتد .

7 - 2 - تأثیر کشش سطحی پایین

آزمایش ها نشان میدهد که در کشش های سطحی پایین بهبود چشمگیری در تراوایی نسبی اتفاق میافتد . حد کشش سطحی پایین برای این تغییرات 0.1 mN/m است . بعلاوه کشش سطحی پایین عدد مؤینگی را نیز بالا میبرد . کشش سطحی پایین امتزاج پذیری خوب گاز را در مایعات گازی نشان میدهد .

7 - 3 - تبخیر آب

تبخیر آب نیز بر روی رفتار جریانی سیال در نزدیکی چاه اثر میگذارد ولی با این وجود در اکثر مطالعات شبیه سازی اعمال نمی شود . حلالیت آب در فاز گاز با کاهش فشار در دمای ثابت افزایش می یابد . زمانی که گاز به سمت چاه تولیدی جریان می یابد و فشار آن کاهش پیدا میکند قادر است آب زیاد تری تبخیر کند و موجب کاهش یافتن اشباع آب در ناحیه اطراف چاه و افزایش توان تولیدی چاه شود . این اثر در مخازن با دمای بالا بسیار مهم است . برخی از مدلسازی های ساده نشان میدهد که تمام آب موجود در چند فوتی چاه تولیدی بوسیله عمل تبخیر پاک شده و موجب بالا رفتن توان تولیدی چاه در حدود 30 درصد می شود .

7 - 4 - تأثیرات غیر تعادلی

شبیه ساز های مخزن همواره سیالات را در حالت ترمودینامیکی فرض میکنند . در ناحیه نزدیک به چاه سرعت بالا اجازه به تعادل رسیدن را به سیالات نمی دهد و مایعات به صورت ذرات بسیار ریز معلق همراه فاز گاز تولید میشوند . در این حالت میزان مایع تشکیل شده در ناحیه نزدیک چاه کمتر از آنچه توسط شبیه ساز محاسبه میشود میباشد .

8 - آزمایش های بازگردانی گاز خشک در آزمایشگاه :

ضریب برداشت میعانات گازی در مخازن گاز میعانی در حالت برداشت طبیعی (Natural Depletion) که قبلاً شرح داده شد با آزمایش CVD تعیین میشود . مدل های کامپیوتری نیز با استفاده از نتایج آزمایش های CVD , PVT و روابط تجربی پارامترها ضریب برداشت میعانات را مشخص مینمایند .

برای مقایسه ضریب برداشت میعانات گازی در بهره برداری طبیعی با ضریب برداشت در بازگردانی گـاز خشک یک مخزن گاز میعانی در آزمایشگاه آزمایش های بازگردانی گاز خشک انجام میشود .

آزمایش های بازگردانی به دو صورت انجام میگیرد :

حالت اول در سلول PVT بدون محیط متخلخل و نظیر آزمایش CVD می باشد . در این آزمایش هم گاز تر از بالای سلول تولید میشود و هم زمان گاز خشک (متان) از پایین سلول تزریـق میشـود و عمـل بازگردانی شبیه سازی آزمایشگاهی میشود . اگر میزان تزریق و تولید یکسان باشد فشـار سـلول در طـول بازگردانی ثابت میماند و اگر میزان تزریق کمتر از میزان تولید باشد فشار سلول در طول آزمایش بتدریج کاهش می یابد . آزمایش در دمای مخزن و بکارگیری سیال واقعی مخزن انجام میشود .

1 - 8 - مدل فیزیکی بازگردانی گاز خشک

در این حالت آزمایش بازگردانی در مدل فیزیکی در شـرایط فشـار و دمـای مخـزن بـا بکـارگیری سـیال مخزن و در محیط متخلخل شبیه مخـزن انجام میشود . این آزمایش ها هر چند بسیار وقت گیر است ولی می تواند اثرات تراوایی ، شـکافها و نفـوذ مولکـولی را هـم در بـازگردانی گـاز خشـک بررسـی نمایـد . آزمایش بازگردانی ضریب برداشت جابجایی (Displacement Efficiency) میعانات گـازی را تعیین میکند .

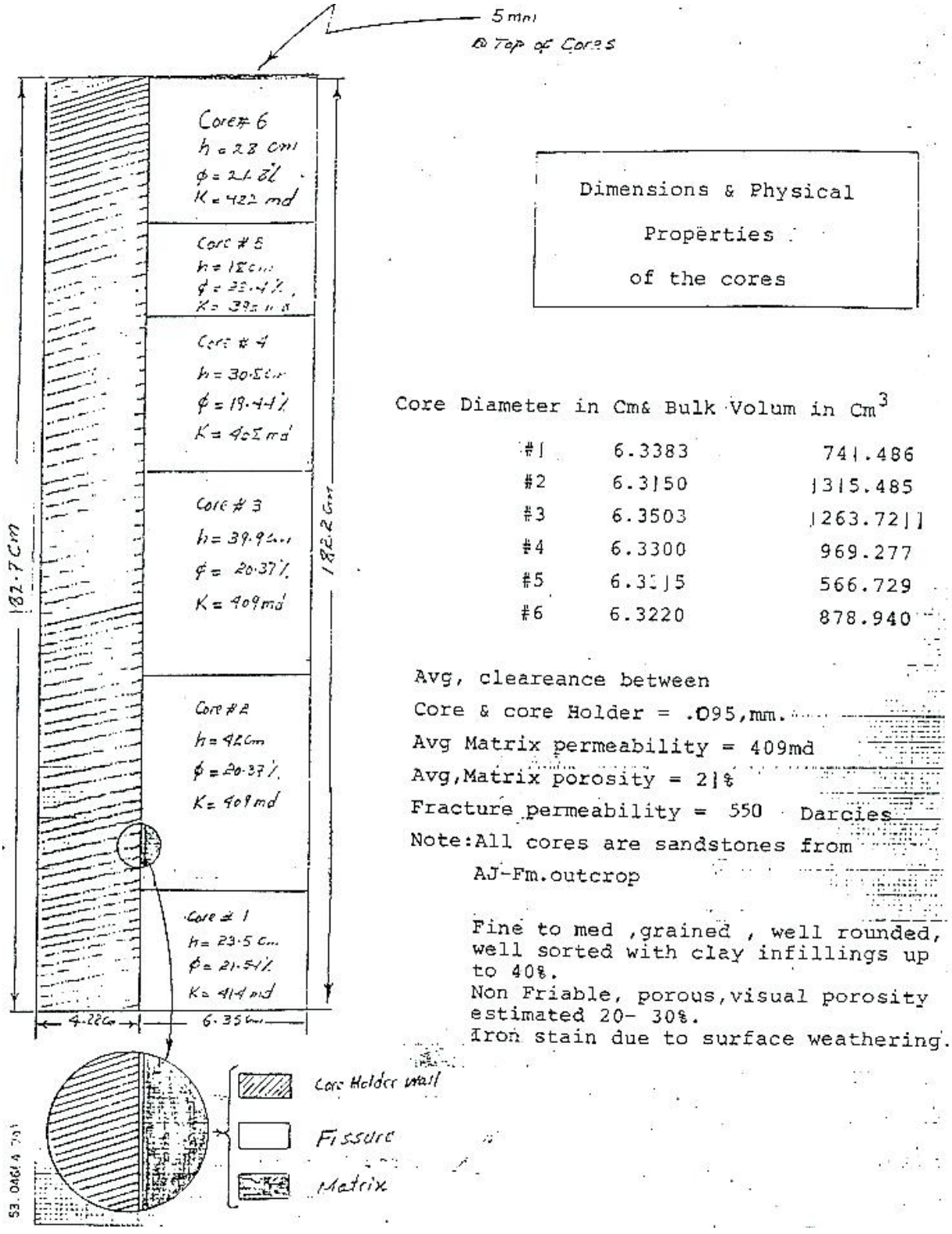
مطالعات آزمایشگاهی برای مقایسه بهره برداری طبیعی با بازگردانی گاز خشـک در مخـزن گـاز میعـانی مخزن پازنان توسط مدل فیزیـکی در اداره پـژوهش هـای ازدیـاد برداشـت در سـال 1373 انجـام شـده است (13-2) . نمای مغزه نگهدار و مغزه های داخل آن در تصویر 10-2 مشاهده میشود آزمایش هـای لازم این مطالعات در شرایط فشار و دمای مخزن و با بکارگیری سیال مخزن بعمل آمد . محیط متخلخـل در این سری از آزمایش ها از شش قطعه استوانه ای شکل ماسه سنگ سازند آغاجاری تشکیل شده بـود که داخل مغزه نگهدار قرار داشت و شامل یک شکاف قـائم سراسـری و چنـدین شـکاف افقـی در حـد فاصل قطعات مختلف می بود . مجموع طول مغزه های داخل مغزه نگهدار 182/2 سانتیمتر ، متوسط قطر مغزه ها 33/ 6 سانتیمتر و میانگین خاصیت تراوایی نمونه سنگ هـا 409 میلـی دارسـی بودنـد . در تمـام آزمایش ها مغزه نگهدار بصورت عمودی قرار داشت . آزمایش های بهره برداری طبیعی از بـالا و پـایین مغزه نگهدار و آزمایش های بازگردانی از بالای مغزه نگهدار در دبی های مختلف انجام شد .

آزمایش های بهره برداری طبیعی از پایین و بالای مغزه نگهدار با سرعت های مختلف تولیـد اجـرا شـد . تمام آزمایش ها از فشار 4500 پام شروع و تا فشار اتمسفر ادامه داشت . حرارت 180 درجـه فارنهایـت (دمای مخزن پازنان) نیز در طول آزمایش ها کنترل میشد . در بهترین وضعیت که حالـت بهـره بـرداری طبیعی از پایین مغزه نگهدار با سرعت بالا بود حجم مایعات استحصالی از فشار 4500 پام تا فشـار اتمسـفر

بیشتر از 30 درصد حجمی مایعات اولیه موجود در مخزن نبود . از فشار ترک مخزن (631 پام) تا فشار اتمسفر فقط حدود یک درصد حجمی مایعات حاصل شده در آخر آزمایش نیز مقدار زیادی مایعات در نمونه سنگ ها باقی ماند .

بمنظور مقایسه میزان مایعات استحصالی در حالت بهره برداری طبیعی با بازگردانی گاز خشک در مخزن شکافدار گاز قطران پازنان آزمایش های متعدد در دبی های مختلف در مدل فیزیکی انجام شد . آزمایش های بازگردانی در دو سرعت مختلف بعمل آمد . سرعت کمتر آزمایش در حدود سرعت حرکت گاز در مخزن پازنان بود . این آزمایش حدود90 روز شبانه روزی طول کشیده است . بازگردانی در فشار 3550 پام با تزریق1/3- 1/2 برابر حجم خلل و فرج (Pore Volume) سنگ مخزن و بوسیله گاز خشک خانگیران دارای 98/7 درصد مولی متان انجام شد .

مایعات استحصالی در آزمایش بازگردانی در سرعت کم 65 درصد و در سرعت زیادتر 55 درصد حجم مایعات اولیه موجود در مخزن بودند و همچنین 15 درصد مایعات موجود در مخزن با بهره برداری طبیعی از فشار بازگردانی تا فشار اتمسفر بدست آمد .



Dimensions & Physical Properties of the cores

Core Diameter in Cm& Bulk Volum in Cm^3

#1	6.3383	741.486
#2	6.3150	735.485
#3	6.3503	1263.721
#4	6.3300	969.277
#5	6.3115	566.729
#6	6.3220	878.940

Avg, cleareance between
Core & core Holder = .095,mm.
Avg Matrix permeability = 409md
Avg,Matrix porosity = 21%
Fracture permeability = 550 Darcies
Note:All cores are sandstones from
AJ-Fm.outcrop

Fine to med ,grained , well rounded, well sorted with clay infillings up to 40%.
Non Friable, porous,visual porosity estimated 20- 30%.
Iron stain due to surface weathering.

تصویر 10 - 2 نمای مغزه های درون مغزه نگهدار در آزمایش بازگردانی گاز خشک

2 - 8 – نتایج کلی آزمایش های بازگردانی

نتایج کلی آزمایش های بازگردانی انجام شده بشرح زیر می باشد :

- در فشار کمتر از فشار نقطه شبنم پازنان مقدار CGR بتدریج کاهش می یابد . فشار تبخیر مجدد سیال پازنان حدود 1100 – 1000 پام بدست آمد .
- دبی بهره برداری گاز خشک در بازیافت مایعات گازی نقش مهمی دارد
- برای دستیابی به بازیافت بیشتر مایعات گازی می بایست تولید از پایین مخزن صورت گیرد
- بهره برداری طبیعی از مخزن پازنان موجب میشود که قسمت اعظم از مایعات قابل بازیافت در مخزن بجا بماند و هدر برود
- براساس آزمایش بهره برداری طبیعی در داخل سلول PVT (آزمایش CVD) در درجه حرارت مخزن بدون حضور محیط متخلخل حداکثر حجم مایعات تشکیل شده از حدود 3/6 درصد حجم خلل و فرج محتوی ئیدروکربن تجاوز نمی کند
- درصد مایعات گازی تولیدی در حالت بهره برداری طبیعی در محیط متخلخل از بالای مغزه نگهدار نسبت به آزمایش بهره برداری طبیعی در داخل سلول PVT تغییر محسوسی نمیکند .
- با در نظر گرفتن میزان مایعات گازی اولیه در مغزه نگهدار ، در آزمایش های بهره برداری طبیعی از مخزن پازنان میزان مایعات تولیدی حداکثر به 30 درصد میرسد .
- در آزمایش بازگردانی که با دبی متوسط تزریقی 4 سانتیمتر مکعب در ساعت تحت فشار 3550 پام انجام گردید میزان بازیافت مایعات – حدود 70 درصد مایعات اولیه موجود در مغزه نگهدار رسید .
- در آزمایش بازگردانی که با دبی یک سانتیمتر مکعب در ساعت تحت فشار 3550 پام انجام گرفت کاهش دبی منجر به بازیافت 80 درصد مایعات گازی اولیه در مخزن شد .
- میزان تزریق و تولید اثر قابل توجهی روی بازیافت مایعات استحصالی خواهد داشت . در عملیات بازگردانی اگر دبی تزریق و تولید هر چه کمتر باشد میان شکنی (Break Through) گاز تزریقی دیرتر اتفاق میافتد و در نتیجه مقدار بیشتری از مایعات گازی اولیه موجود در مخزن تولید خواهد شد .
- در بهره برداری طبیعی از مخزن با افزایش دبی مایعات گازی بیشتری از مخزن استحصالی خواهد شد .
- در سیستم مدل فیزیکی که حدود 2 متر طول داشت و دارای شکاف های عمودی اطراف نمونه سنگ های افقی بین نمونه سنگ ها بود با این حال میان شکنی زود هنگام گاز تزریقی رخ نداد .

References

منابع علمی

2-1 گزارش آزمایش های بهره برداری طبیعی در حجم ثابت با استفاده از نمونه سیال مخزن پازنان ، اداره پژوهش های ازدیاد برداشت ، فروردین 1372

2-2 گزارش PVT چاه شماره 2 پارس جنوبی ، آزمایش DST شماره یک ، تاریخ نمونه گیری 1992 /1/1 توسط شرکت شلامبرژر

2-3 Fevang. O.and Whitson C.H. " Modeling Gas Condensate Well Deliverability " SPE Paper 30714, November 1996 .

2-4 Donald L.Katz and Robert L.Lee : " Natural Gas Engineering Production & Storage " MC Graw Hill Book Company 1990 .

2-5 B.C. Craft and M.F Hawkins Revised by, R.E Terry " Applied Petroleum Reservoir Engineering " Prentice Hall , 1990 .

2-6 Sigmund P.M etal : " Retrograde Condensation in Porous Media " SPE 3476 , April 1993 .

2-7 Saeidi A. and Handy L.L : Flow and Phase Behavior of Gas Condensate and volatile Oil in Porous Media " SPE 4891 , 1974 .

2-8 Gravier J.F. Lemouzy P. and Barroux C. " Determination of Gas Condensate Relative Permeability on Whole Core under Reservoir Conditions , SPE 11493 , March 1983 .

2-9 Henderson G.D. , Danesh A. Tehrani D.H. and Peden J.M . " An Investigation into the Processes Governing Flow and Recovery in Different Flow Regimes " SPE 26661 , October 1993 .

2-10 MC Cain W.D , SPE and Alexander R.A. SPE " Sampling Gas Condensate Well " SPE Reservoir Engineering , August 1992 .

2-11 Robert Mott AEA Technology . Calculating Well Productivity in Gas Condensate Reservoirs " June 1997 .

2-12 Afidick D. Kaczorowski N.J. and Bette S. " Production Performance of a Retrograde Gas Reservoir , A Case Study of the Arun field " SPE 28749 Nov. 1994 .

2-13 مقاله مطالعه آزمایشگاهی برای مقایسه بهره برداری طبیعی با بازگردانی گاز خشک در مخزن گاز قطران پازنان توسط حسین سروش ، مهیار امامی ، شراره آریا و فریبرز ذولفقاریان ، سمینار انجمن مهندسی شیمی سال 1372 دانشگاه امیر کبیر