Archive of SID

مطالعه آزمایشگاهی بهبود توان تولید در مخازن گازی میعانی از طریق تزریق ترکیب شیمیایی جدید

(Chemical Fluorinated Surfactant Treatment)

محمد ریاحین [۱]، علیرضا پاکدل [۲]، سینا صادقی [۳]

دانشگاه آزاد اسلامی واحد فیروزآباد

Mohammad_Riyahin@yhoo.com

چکیده

تجمع میعانات تولید شده در مخزن به همراه درصد بالایی از آب در نزدیکی دهانه چاه تولیدی، منجر به کاهش تراوایی نسبی گاز می گردد. این تراوایی تابعی از درصد اشباع سیال، کشش سطحی ، و خاصیت تر شوندگی بین میعانات و گاز مخزن می باشد. جلوگیری از کاهش توان بهره وری چاه که ناشی از کاهش فشار مخزن به زیر نقطه شبنم و تولید و تجمع میعانات در مخزن و اطراف چاه می باشد، از جمله اهداف نهایی این مقاله می باشد. هدف اصلی ، ارزیابی احتمال افزایش تراوایی نسبی گاز در مغزه ها از طریق استفاده از Surfactants (مواد فعال سطحی) جهت از بین بردن یا به حداقل رساندن توده میعانی انباشته شده در دهانه چاه می باشد. در این تحقیق از مغزه ماسه ای در حالت پایدار جهت محاسبه تراوایی نسبی گاز و میعانات گازی استفاده می کنیم. این مغزه مربوط به میدان گازی میعانی می باشد که از یک لایه هتروژن مخزن نمونه برداری شده است.

کلید واژه : مخازن گازی – میعانی ، کشش سطحی ، خاصیت تر شوندگی، از Surfactants (مواد فعال سطحی)، هتروژن.

۱- عضو هیئت علمی دانشگاه آزاد اسلامی واحد فیروزآباد، بخش مهندسی نفت

۲- مدرس مرکز آموزش علمی کاربردی فیروزآباد.

۳- کارشناس پروژه شیرین سازی فار ۱۳ پارس جنوبی - شرکت پایندان.

www.SID.ir

Archive of SID

مقدمه :

تجمع میعانات تولید شده در مخزن به همراه درصد بالایی از آب در نزدیکی دهانه چاه تولیدی، منجر به کاهش تراوایی نسبی گاز می گردد. این تراوایی تابعی از درصد اشباع سیال، کشش سطحی ، و خاصیت تر شوندگی بین میعانات و گاز مخزن می باشد. جلوگیری از کاهش توان بهره وری چاه که ناشی از کاهش فشار مخزن به زیر نقطه شبنم و تولید و تجمع میعانات در مخزن و اطراف چاه می باشد، از جمله اهداف نهایی این فصل است. هدف اصلی ، ارزیابی احتمال افزایش تراوایی نسبی گاز در مغزه ها از طریق استفاده از Surfactants (مواد فعال سطحی) جهت از بین بردن یا به حداقل رساندن توده میعانی انباشته شده در دهانه چاه می باشد. در این تحقیق از مغزه ماسه ای در حالت پایدار جهت محاسبه تراوایی نسبی گاز و میعانات گازی استفاده می کنیم. وقتی از مخازن گازی میعانی تولید صورت می گیرد در یک زمان خاص تولید گاز به صورت ناگهانی کاهش چشم گیری می یابد. کاهش نرخ تولید گاز به علت وقوع پدیده ای است که به آن Condensate blocking اطلاق می شود. در زمان های اولیه تولید از مخازن گازی میعانی ، وقتی فشار مخزن بالای نقطه شبنم است، تمام گاز های درون مخزن در فاز گاز باقی می مانند، با ادامه تولید ، فشار مخزن رفته رفته کاهش می یابد. هنگامی که فشارمخزن به زیر نقطه شبنم رسید در فضاها و حفرات خالی سنگ مخزن مقداری مایع تشکیل می شود. در ابتدا این مایعات بی حرکت هستند، به مستلزم اینکه درصد اشباع میعانات به میزان بحرانی رسید، می توانند حرکت کنند و به سمت چاه تولیدی جریان یابند. با افزایش تجمع میعانات در اطراف چاه تراوایی نسبی گاز رفته رفته کاهش یافته و در نتیجه تولید کاهش می یابد.جهت افزایش توان تولیدی چاه از روش ها و تکنیک های گوناگونی استفاده شده است. شکافدار کردن هیدرولیکی سازند از جمله رایج ترین و متداول ترین روش هایی است که که به ویژه در مخازنی با تراوایی کم به کار رفته است .نکته قابل بیان اینکه شکافدار کردن سازند نباید به عنوان یک راه حل دایمی در نظر گرفته شود زیرا با اعمال افت فشار تجمع میعانات به جای دور دهانه چاه در مجاورت شکاف های ایجاد شده صورت می گیرد.

Du et al, Walker et al and Al-Anazi از متانول جهت کاهش آسیب دیدگی ناشی از تجمع آب و میعانات در اطراف دهانه چاه استفاده کرده اند.این افراد نشان دادند تزریق متانول در مغزه هایی با تراوایی کم و تراوایی زیاد باعث کاهش تجمع میعانات و افزایش تولید می گردد. تاثیرات تزریق متانول نیز یکی از روش های موقتی می باشد.

آقای فیروزآبادی و همکارانش مطالعاتی را بر روی تغییر خاصیت تر شوندگی سنگ مخزن جهت جلوگیری از تجمع میعانات در اطراف چاه انجام دادند.

Mohanty et al مطالعاتی در مورد تغییر خاصیت ترشوندگی سنگ های کربوناته و ماسه سنگی آب دوست، با استفاده از Surfactants(مواد فعال سطحی) انجام دادند. آنها نشان دادند که با افزایش گروه های فلوئور در مواد شیمیایی تزریقی، سنگ مخزن کمتر خاصیت آب دوست پیدا می کند.

Kumar et al از یک Surfactants(مواد فعال سطحی) جدید پلیمری دارای عامل فلوئور استفاده کردند. که در یک حلال متشکل از متانول و آب ساخته شده است. این مواد شیمیایی جدید نتایج بسار خوب و امید وار کننده ای را در مورد تغییر خاصیت تر شوندگی سنگ مخزن و افزایش تولید چاه نشان داد.

www.SID.ir

Archive of SID

هدف اصلی تاثیرات اثر بخشی تزریق Surfactants (مواد فعال سطحی فلوئور دار) در جهت از بین بردن تجمع میعانی اطراف چاه و افزایش توان تولید چاه می باشد.

۲ بررسی های آزمایشگاهی

Le and Firoozabadi در یک روش جدید تغییر خاصیت تر شوندگی سنگ در جهت افزایش تحرک پذیری میعانات تشکیل شده اطراف چاه و نهایتا افزایش توان تولید از چاه را مورد آزمایش قرار دادند . در این آزمایش از یک نمونه مغزه ماسه سنگی استفاده شده است. خاصیت تر شوندگی (wettability) مغزه ماسه سنگی قبل و بعد از تزریق مواد شمیایی به درون مغزه از طریق آزمایش آشام Imbibition همچنین زاویه تماس سیال و سنگ اندازه گیری شد. تحرک پذیری مایع قبل و بعد از تغییر خاصیت تر شوندگی، از طریق جابجایی سیال درون مغزه در حالت پایدار با تزریق محلولی متشکل از ۲٪ Surfactants، آب و متانول اندازه گیری شد.در مدل آزمایشگاهی، محلول متشکل از ۲٪ Surfactants، آب و متانول با حجمی معادل ۲۰ برابر فضاهای خالی مغزه در مدت زمان ۲۴ ساعت در شرایط دما و فشار مخزن به مغزه تزریق شد.

۲-۱ مواد شیمیایی مورد استفاده جهت تزریق

محلولی متشکل از ۲٪ ترکیبات فلوئور دار، ۴٪ آب، ۹۴٪ متانول به عنوان ماده تزریقی جهت تزریق درون مغزه مورد بررسی قرار می گیرد. علت استفاده از ترکیبات فلوئور دار این است که موجب جدایش آب و میعانات از یکدیگر می شوند . همچنین از یک گروه آلککسی یا یک گروه سیلانول (Alkoxy or Silanol Grop) جهت ایجاد پیوند با سطح سنگ استفاده می شود که با ایجاد پیوند با سطح سنگ باعث تغییر در Wettability سنگ مخزن شده و در نتیجه تحرک پذیری میعانات افزایش یافته و تولید افزایش می یابد.

۲-۲ خواص سیال مخزن

در هر مرحله ترکیب مورد نظر با استفاده از رگرسیونهای چند بعدی برای تصحیح و کالیبراسیون ضرایب معادله حالت سه پارامتری Peng-Robinson استفاده گردید جهت تطابق خواص سیال مخزن با ترکیب سیال انتخاب شده، خواص PVT در ابتدا با استفاده از معادله حالت Peng-Robinson equation of states برای ترکیبات مختلف، تا زمانی که تطابق خوبی بدست آید محاسبه گردید. در هر مرحله نتایج خروجی مدل و نتایج آزمایشات موجود مقایسه و کالیبراسیون پارامترها تا رسیدن به کمترین درصد خطا ادامه یافت. بهترین سناریوی ترکیب اجزاء برای حالتی بدست آمد که ترکیبی از پارامترهای فوق و ۵ جزء انتخاب گردیدند. ترکیب نهایی سیال پس از گروه بندی کردن به همراه درصد مولی هر گروه در (جدول ۲-۱) آورده شده است.

www.SID.ir

Archive of SID

Component	Mole percent (%)
Methane	89
n-Butane	5
n-Heptane	2.5
n-Decane	2.2
n-Pentadecane	1

جدول۲-۱: ترکیب سیال مورد استفاده در آزمایش

۲-۳ نمونه مغزه ماسه سنگی مورد آزمایش

(جدول ۲-۲) خصوصیت مغزه ماسه سنگی مخزن را نشان می دهد. این نمونه مغزه در یک دوره ۲۴ ساعته در کوره خشک شده و سپس در فایل آلومینیومی و تفلون پیچانده می شود. همچنین یک آستر گرمایی جهت جلوگیری از برهم کنش احتمالی سیالات با جداره به دور مغزه پیچیده شده است.

Core	Plug #7, Well-9/9a-AO3,
Length, inches	3.36
Diameter, inches	2.54
Porosity, %	15
Pore volume, cc	6.49
Swi, %	22
Temperature, °F	175

جدول ۲-۲ : خصوصیت مغزه ماسه سنگی مخزن

۲-۴ مشخصات دستگاه

با توجه به (شکل ۲-۴-۱) دستگاه متشکل از قسمت های زیر می باشد:

۱- Ruska Pump : جهت اعمال فشار به دوسر مغزه همچنین تزریق گاز و سیال مورد آزمایش به درون مغزه.

www.SID.ir

Archive of SID

۲- BPR-1 : ریگلاتور اندازه گیری فشار و ست کردن فشار ورودی سیال به مغزه.

۳- BPR-2 : ریگلاتور اندازه گیری فشار و ست کردن فشار خروجی سیال از مغزه.

۴- Cell : محفظه ای برای ریختن نمونه سیال مخزن جهت تزریق به درون مغزه.

۵- Core Holder : گیره های نگهدارنده مغزه که به صورت عمودی مغزه را در دستگاه محکم می کند.

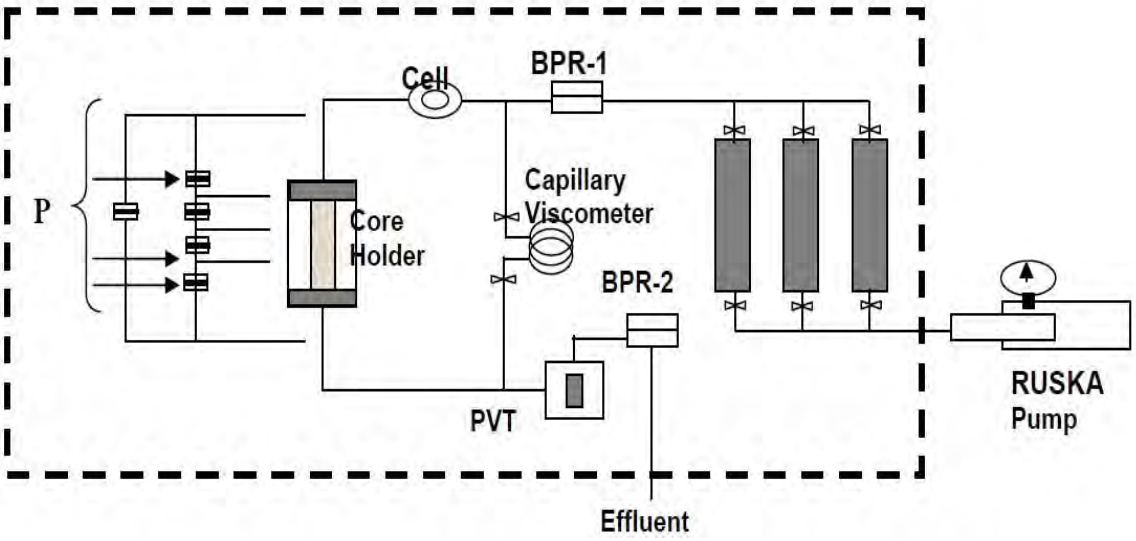
۶- محل تزریق مواد شیمیایی به درون مغزه – در این قسمت می توان دبی تزریقی را به صورت دلخواه تنظیم نمود.

۷- Capillary Viscometer : جهت اندازه گیری عدد موئینگی.

۸- Effluent : خروجی سیال و مواد تزریقی از مغزه.

کلیه دستگاه در محفظه ای قرار دارد که توسط آن می توان دمای سیستم را کنترل نمود (در شکل

با خط چین مشخص شده است).



شکل ۲-۴-۱: شماتیک دستگاه Core Flood

Where P = Pressure Transducert

www.SID.ir

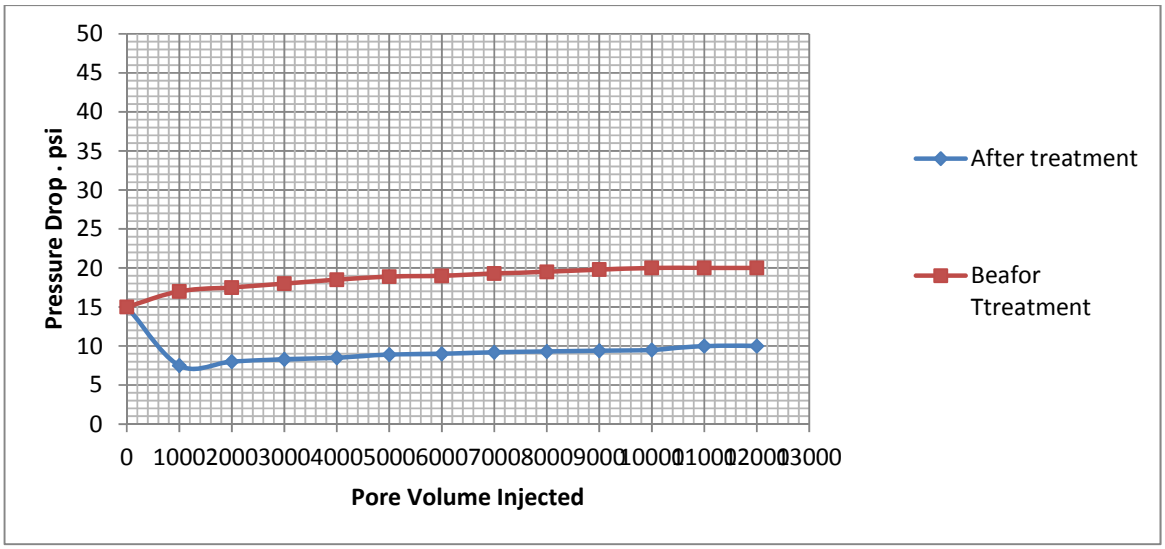
Archive of SID

۳ نحوه انجام آزمایش

ابتدا سیال مورد آزمایش را با استفاده از روش شبه فشار (Pseudo Pressure Method) به درون مغزه تزریق می کنیم. سپس BPR-1 را در فشاری بالاتر از فشار نقطه شبنم سیال و BPR-2 را در فشاری پایین تر از نقطه شبنم (مطابق با فشار جریانی ته چاه) تنظیم می کنیم. با اعمال این شرایط میعانات گازی به صورت Steady State درون مغزه تشکیل می شوند. سپس متان به صورت مداوم به مغزه تزریق می شود به طوری که دبی خروجی سیال از مغزه 115 cc/hr به صورت ثابت تنظیم گردد. در حین تزریق متان، محلولی شمیایی متشکل از ۲٪ ترکیبات فلوئور دار آلککسی یا یک گروه سیلانول (Alkoxy or Silanol Grop)، ۴٪ آب، ۹۴٪ متانو ل را با دبی 1511 cc/hr در دمای 145 ° F به مغزه تزریق می کنیم. تزریق مواد شیمیایی را تا ۲۴ ساعت ادامه می دهیم. قبل و بعد از تزریق مواد شیمیایی به مغزه Krg ، Kro و Capillary Number را محاسبه می کنیم. آزمایش فوق را مجددا برای حالتی که دبی تزریقی مواد شیمیایی 300 cc/hr و دمای سیستم 250 ° F باشد تکرار می کنیم.

۴ بحث و بررسی آزمایش

(نمودار ۴-۱) نشان دهنده افت فشار دوسر مغزه قبل و بعد از تزریق مواد شیمیایی(دبی تزریق مواد شیمیایی 1511 cc/hrو دمای 145 ° F) در مدت ۲۴ ساعت می باشد.



نمودار ۴-۱:افت فشار دوسر مغزه قبل و بعد از تزریق مواد شیمیایی- در دمای 145 ° F

مواد شیمیایی با حجمی معادل ۴۰۰۰ برابر حجم فضاهای خالی مغزه، در مدت زمان ۲۴ ساعت به درون مغزه تزریق گردید و نتایج زیر حاصل شد:

www.SID.ir

Archive of SID

قبل از تزریق مواد شیمیایی در ابتدا اختلاف فشار دوسر مغزه 15 psi می باشد که بعد از ۲۴ ساعت تزریق متان بدون تزریق مواد شیمیایی به مغزه به 20 Psi افزایش می یابد.با تزریق مواد شیمیایی به مغزه پس از ۲۴ ساعت اختلاف فشار دوسر مغزه از 15 psi به 10 psi کاهش می یابد.پارامتر های محاسبه شده قبل و بعد از تزریق در (جدول۲-۴-۱) زیر بیان شده است :

	Before Injection	After Injection (at T= 145°F)	After Injection (at T= 250°F)
q-core (cc/hr)	516	516	516
Krg	0.029	0.063	0.083
Kro	0.030	0.066	0.077
Nc	5.01E-5	2.2E-5	1.98E-5
Krg-treated/Krg-untreated (Improvement Factor)	-	2.17	2.86

جدول ۲-۴-۱ : پارامتر های محاسبه شده قبل و بعد از تزریق

با بررسی جدول بالا مشاهده می شود قبل و بعد از تزریق مواد شیمیایی دبی خروجی از مغزه ثابت مانده است. در عوض تراوایی نسبی گاز و نفت افزایش همچنین عدد موئینگی کاهش یافته است. کلیه عوامل فوق باعث افزایش توان تولیدی مغزه و در مقیاس بزرگتر افزایش تولید چاه و به نوعی کاهش آسیب دیدگی ناشی از تولید میعانات در اطراف چاه می باشد.همچنین مشاهده می گردد با افزایش دمای مواد شیمیایی تزریقی به مغزه Improvement Factor افزایش یافته است.

۵ نتیجه گیری

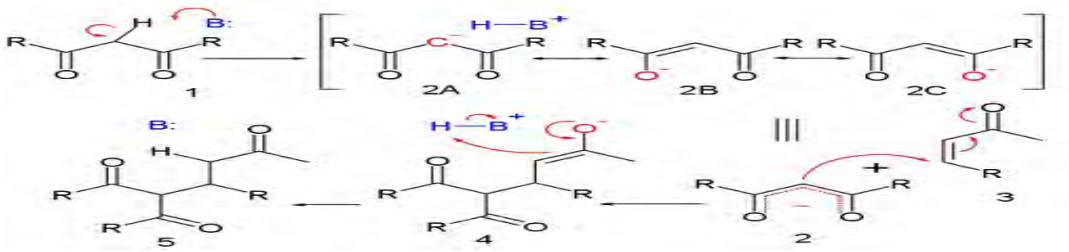
با تزریق مواد شیمیایی به مخزن تراوایی نسبی نفت و گاز افزایش چشم گیری یافت. همچنین Wettability سنگ مخزن از حالت نفت دوست به گاز دوست تغییر کرد.که این تغییر به علت وجود ترکیبات Alkoxy و همچنین Silanol در ترکیب شیمیایی تزریقی به مغزه بود. زیرا وجود این ترکیبات باعث کاهش چسبندگی میعانات به دیواره مغزه شده و باعث تسریع در حرکت و افزایش تراوایی نسبی میعانات می گردد.

www.SID.ir

Archive of SID

ترکیبات Alkoxy و همچنین Silanol با ایجاد پیوند هایی با سطح مغزه ماسه سنگی باعث تغییر در خاصیت تر شوندگی سنگ و افزایش تحرک پذیری میعانات شده است. شماتیک مولکولی این ترکیبات در (شکل های ۲-۵-۱ و ۲-۵-۲) نشان داده شده است.

شکل ۲-۵-۱ : شماتیک ساختار ملکولی گروه های Silanol



شکل ۲-۵-۲ : شماتیک ساختار ملکولی گروه های Alkoxy

از آنجایی که متانول حلالیت بالایی دارد، وجود متانول در مواد شیمیایی تزریقی باعث حل شدن میعانات تولید شده می گردد. با حل شدن میعانات در متانول و کاهش غلظت آنها ، تحرک پذیری میعانات افزایش یافته و جریان می یابند.

همچنین مشاهده گردید تراوایی سنگ مخزن قبل و بعد از انجام آزمایش ثابت می باشد. که این مطلب نشان دهنده این است که تزریق مواد شیمیایی به مغزه ماسه سنگی هیچ گونه خوردگی و آسیب دیدگی در مغزه ایجاد نکرده است.

با افزایش دمای مواد شیمیایی تزریقی به مغزه راندمان تزریق یا به عبارتی Improvement Factor افزایش یافته است.

پارامتر های موثر در افزایش راندمان تزریق مواد شیمیایی عبارت است از: غلظت مواد شیمیایی تزریق شده، دمای تزریق، دبی تزریق و جنس سنگ مخزن. همچنین درصد مواد تزریقی .

علت استفاده از ترکیبات فلوئور دار در مواد شیمیایی تزریقی این است که و جود فلوئور باعث جدایش گاز از میعانات و کاهش چسبندگی ملکولی آنها شده و تراوایی نسبی هر یک افزایش می یابد.

کاهش افت فشار در دوسر مغزه نشان دهنده افزایش تولید از مغزه می باشد. در این آزمایش با تزریق مواد شیمیایی به مغزه در مدت ۲۴ ساعت با حجمی معادل ۴۰۰۰ برابر حجم فضا های خالی مغزه، افت فشار دو سر مغزه را از 15Ppsi به 10 psi کاهش یافت.

www.SID.ir

Archive of SID

تغییر خاصیت تر شوندگی مخزن از نفت دوست به آب دوست، کاهش غلظت میعانات تشکیل شده، افزایش تحرک پذیری میعانات، کاهش چسبندگی میعانات به جداره های سنگ مخزن، و افزایش تحرک پذیری گاز از جمله پارامتر های موثر و مهم در جهت افزایش توان تولیدی چاه می باشد.

منابع لاتین

[1] Afidick, D., Kaczorowski, N.J. and Bette, S. (1994): Production Performance of Retrograde Gas Reservoir: A Case Study of the Arun Field, SPE 28749.

[2] Al-Anzi, H.A., Pope, G.A., and Sharma, M.M.: Laboratory Measurement of Condensate Blocking and Treatment for Both Low and High Permeability Rocks, SPE 77546, (2002).

[3] Al-Anzi, H.A., Walker, J.G., Pope, G.A., Sharma, M.M., Hackney, D.F. (2003): A Successful Methanol Treatment in a Gas-Condensate Reservoir: Field Application, SPE 80901.

[4] Al-Hashim, H.S., Hashmi, S.S.: Long Term Performance of Hydraulically Fractured Layered Rich Gas Condensate Reservoir, SPE 64774 (2000).

[5] Allen, F.H. and Roe, R.P.: Performance Characteristics Of a Volumetric Condensate Reservoir, Petroleum Transactions, AIME (1950), 189, 83---90.

[6] Barnum, R.S., Brinkman, F.P., Richardson, T.W., and Spillete, A.G.: Gas Condensate Reservoir Behaviour: Productivity and Recovery Reduction Due to Condensation, SPE 30767, (1995).

[7] Boom, W., Wit, K., Zeelenberg, J.P.W., Weeda, H.C., and Maas, J.G.: On the Use of Model experiments for Assessing Improved Gas Condensate Mobility under Near-Wellbore Flow Condition, APE 36714 (1996).

[8] Du, L., Walker, J.G., Pope, G.a., Sharma, M.M. and Wang, P.: Use of Solvents to Improve the Productivity of Gas Condensate Wells, SPE 62935, (2000).

[9] Kumar, V.: Chemical Simulation of Gas Condensate Reservoir: An Experimental and Simulation Study, PhD Dissertation, The University of Texas at Austin, May 2006.

[10] Li, K., and Firoozabadi, A.: Modeling Gas Condensate Relative Permeabilities and the Effect of Wettability Alteration to Preferential Gas-Wetness in Porous Media and its Effect, SPEJ (June 2000), 138-147.

[11] Li, K., and Firoozabadi, A.: Experimental Study of Wettability Alteration to Preferential Gas-Wetness in Porous Media and its Effect, SPEREE (April 2000), 139-149.

[12] Mohanty, K.K., Seethepalli, A., Adibhatla, B.: Physicochemical interactions During Surfactant Flooding of Fractured Carbonate Reservoir, SPE 89423, (2004).

www.SID.ir