Archive of SID

مجموعه مقالات سومین کنفرانس ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی
تهران، ۲۹ خرداد ماه ۱۳۹۳ مجری: هم اندیشان انرژی کیمیا
تلفن: ۸۸۶۷۱۶۷۶ - ۰۲۱ www.Reservoir.ir

بررسی آزمایشگاهی اثر میزان شوری بر روی فرمولاسیون ASP

خسرو رحیمی[۱]، محمود همتی [۲]، حمیرا شریعت پناهی[۳]، شهاب گرامی[۴]
استاد دانشگاه علوم و تحقیقات تهران-دانشکده نفت
آدرس پست الکترونیکی:KHR.RAHIMI@gmail.com

چکیده
مخازن شکافدار قسمت عظیمی از ذخایر نفت و گاز در سطح جهان را در خود جای داده و سهم عمده‌ای از تولید نفت و گاز را در اختیار دارند. اینگونه مخازن از نظر ناهمگونی دارای ساختار پیچیده‌ای می‌باشند. اگرچه شکافها می‌توانند سهم بسزایی در تولید داشته باشند لیکن نفت برجای مانده در داخل ماتریس سبب می‌شود بازیافت نهایی بشدت کاهش یابد. یکی از عوامل مهم که در عملکرد ضعیف اینگونه مخازن اثرگذار است عامل ترشوندگی می‌باشد زیرا مخازن کربناته اغلب نفت دوست و میانه هستند. فرایند تزریق آب در مخازن شکافدار چندان موفق نیست زیرا توانایی ماتریس در آشام آب تزریقی و جابه‌جایی نفت به سمت سیستم شکاف ضعیف است. روش‌های شیمیایی ازدیاد برداشت از قبیل تزریق مواد ASP در مخازن شکافدار نفت دوست استفاده می‌شود. ASP به چندین روش باعث افزایش برداشت نفت تولیدی در مخازن نفت می‌شود. یکی کاهش کشش سطحی بین نفت بدام افتاده در حفره‌های کوچک و آب اطراف حفره‌ها و دیگری تغییر ترشوندگی ماتریس به سمت آب دوست است که خود باعث افزایش آشام خودبه‌خودی آب می‌شود و در نتیجه نفت تولیدی افزایش می‌یابد. هدف از انجام این تحقیق بررسی آزمایشگاهی بهینه سازی فرمولاسیون ASP در برابر شوری مخزن بر افزایش برداشت مخزن می‌باشد.

کلمات کلیدی : ازدیاد برداشت, مواد فعال سطحی, سیستم قلیایی / فعال سطحی / پلیمر

---

[۱]- دانشجوی کارشناسی ارشد،دانشگاه آزاد اسلامی،واحد علوم و تحقیقات، تهران ،گروه مهندسی نفت،ایران
[۲]- عضو هیأت علمی پژوهشگاه صنعت نفت
[۳]- عضو هیأت علمی پژوهشگاه صنعت نفت
[۴]- عضو هیأت علمی پژوهشکده ازدیاد برداشت

www.SID.ir

Archive of SID

۱- مقدمه

با روند روزافزون افزایش جهانی تقاضای نفت، ضروری به نظر می‌رسد که از اینگونه مخازن بصورتی بهتر و با بازدهی بیشتر بهره‌برداری گردد. این در حالی است که موفقیت‌های نسبتاً کمی در زمینه‌ی افزایش میزان بازدهی و بهره‌برداری از اینگونه مخازن پیچیده صورت گرفته است.

فرآیندهای ثانویه‌ی تولید (همانند سیلاب‌زنی با آب)، مقادیر نفت بسیار بالایی را درون مخازن باقی می‌گذارند. این مقادیر نفت باقیمانده، بخصوص در مخازن شکافدار بسیار بالاتر می‌باشد، چرا که آب تنها از درون شکاف‌های موجود در محیط حرکت کرده و به سمت چاه‌های تولیدی جریان می‌یابد. این امر باعث می‌گردد تا مقادیر نفت بسیار زیادی درون ماتریس‌ها باقی مانده و توسط آب جابجا نشوند. از این رو، افزایش تولید نیازمند بکارگیری فرآیندهای ازدیاد برداشت می‌باشد. به طور کلی درون مخازن، سه نیرو بر چگونگی حرکت سیال درون محیط متخلخل و در نتیه میزان بازیافت نفت تأثیر گذارند: نیروهای لزجی، نیروهای جاذبه و نیروهای مویینه.[1-5]

2- مرور مطالعات قبلی

Babadagli (۲۰۰۱) دبی مویینگی آشام مواد فعال سطحی، پلیمر و آب داغ را در نفت‌های سبک و سنگین در مغزه با هم مقایسه کرد. نتایج ایشان نشان داد که دبی تولید نفت توسط پدیده‌ی آشام آب داغ از دیگر حالات بیشتر بود. اما افزودن اندکی مواد فعال سطحی، دبی و میزان تولید نفت را بصورت چشمگیری افزایش داد. Babadagli (۲۰۰۱) همچنین آزمایشاتی جهت بررسی اثر مواد فعال سطحی و آب داغ در تولید نفت سنگین از مخازن کربناته شکافدار نیز انجام داد. نتایج، بیانگر میزان بیشتر تولید نفت در حالت ترکیب مواد فعال سطحی و آب داغ بود.

Austad و همکاران (۱۹۹۸) آزمایشات آشام را در سنگ‌های نفت دوست و کم تراوا (۱-۲ md) در حضور و عدم حضور مواد فعال سطحی انجام دادند. ماده فعال سطحی استفده شده توسط ایشان، فعال سطحی کاتیونی Dodecyl – Trimethyl-Ammonium Bromide با غلظت ۱ درصد وزنی بود. نتایج، نشان دهنده‌ی افزایش ناگهانی تولید نفت در حالت حضور ماده‌ی فعال سطحی بود.

آزمایشات انجام شده بر روی مخزن San Andreas توسط Chen و همکاران (۲۰۰۰) نشان داد که تولید نفت با تزریق محلول رقیق یک ماده‌ی فعال سطحی غیریونی بیشتر از حالت تزریق آب نمک است.

Hirasaki و Zhang (۲۰۰۴)، محلول‌هایی از مواد مختلف فعال سطحی را جهت تولید نفت بر روی مغزه‌های دولومیتی مورد آزمایش قرار دادند. در تحقیق ایشان، از مواد فعال سطحی به منظور کاهش کشش سطحی بین سیالات تزریقی و نفت استفاده شد. نتایج، نشان دهنده‌ی وابستگی میزان نفت تولید شده به غلظت و نوع ماده‌ی فعال سطحی می‌باشد.

Wellington و Richardson (۱۹۹۷) محلولی بسیار مؤثر حاصل از مخلوط چندین فعال سطحی آنیونی و کاتیونی را جهت استفاده در فرآیندهای جابجایی نفت ارائه کردند. ایشان مشاهده کردند که با استفاده از محلولی با غلظت تنها ۰/۴ درصد حجمی از این مخلوط فعال سطحی، تمامی نفت‌های اولیه و باقیمانده‌ی درون بسته‌ی شنی شیلی، از محیط متخلخل خارج و تولید گردید.

Dong و همکاران(۲۰۰۷) میکرومدل را جهت بررسی مکانیسم‌های جابجایی حین فرآیند تزریق محلول‌های قلیایی مورد استفاده قرار دادند. ایشان نتیجه گرفتند که دو مکانیسم عمده در طی این فرآیند نقش دارند.[6-7]

www.SID.ir

Archive of SID

۳- مراحل انجام آزمایش

ابتدا مغزه مورد نظر را بوسیله تولوئن شستشو داده و با استفاده از گاز نیتروژن آن را خشکانده تا مابقی تولوئن موجو در آن از مغزه خارج گردد.سپس این مغزه تمیز را جهت انجام ادامه ازمایش با آب مخزن مورد نظر اشباع میکنیم برای این کار از دستگاه Core Flood استفاده میکنیم،جهت تعیین مقدار آب ورودی به مغزه از استوانه مدرج بهره می بریم. برای ادامه این منظور مغزه مورد نظر را با چند دبی مانند ۲۰cc/hr و۴۰ cc/hr و ۶۰ cc/hr ادامه میدهیم تا فضاهای خالی قابل اشغال با آب پر شود و همچنین با داشتن رابطه دارسی و خصوصیات آب مخزن میتوان تراوایی آن را محاسبه کرد. کل حجم آب تزریق شده به مغزه برابرست با 9ccو با توجه به ابعاد مغزه که قطر ان ۱,۵ اینچ و طول آن ۶سانتی متر میباشد،که حجم کل سنگ برابرست با 68.24cc که با در اختیار داشتن رابطه تخلخل برابرست با ۱۳,۲٪ و تراوایی آن برابرست با 24 mD. برای اشباع مغزه با نفت مخزن مغزه مورد نظر را در درون Core holder قرار داده و با دبی متغیرcc/hr ۱۰ الی ۶۰cc/hr سیال مورد نظر را به مغزه تزریق میکنیم،برای جلوگیری از اثر end effects جهت تزریق جریان را معکوس کرده.به میزانی این روند را ادامه میدهیم تا دیگر آبی تولید نشود،که همان میزان تولید آب برابرست با میزان نفت موجود در مغزه که برابرست با 5.4cc که اشباع نفت با توجه به رابطه آن Soi=60% و Swr=40% . سپس برای انجام تست های آشام خود به خود مغزه را برای فرایند aging به مدت ۴۰ روز درون آون با دمای 65C° قرار داده تا به نیروهای میکرومدل به حالت تعادل برسند. ابتدا مغزه مورد نظر را در درون آموت سل قرار داده که با سیال مورد نظر جهت تولید نفت پر شده است قرار داده و تولید نفت را به مدت ۱۰ روز بررسی کرده لازم به ذکر است که جهت داشتن مبنایی برای اینکار ابتدا با آب مخزن و در دمای 25C° و سپس در دمای مخزن 60C° این فرآیند را ادامه میدهیم و با تغییر در فرمولاسیون ASP به بهینه ترین حالت رسیده و با بدون بعد کردن زمان و میزان تولید میتوان دید بهتری به نتایج داشت.

$$Td = t\frac{\delta * \sqrt{\frac{K}{\Phi}}}{\mu o * L^{2}}$$

۴- خصوصیات سیالات مورد استفاده شده

ویسکوزیته نفت	API	میزان شوری آب
7 cp	35.5	40,450 ppm

ترکیب آب سازند						
Na	K	Ca	Mg	HCo3	Cl	So4
۱۴۰۰۰	۲۵۰	۷۵۰	۲۰۰	۵۰۰	۲۰۰۰۰	۴۷۵۰

۵- انجام آزمایشات بهینه سازی:

۱-فرآیند آشام خود به خود با آب سازند در دمای 60C°:

جدول ۱ مشخصات طول مغزه و IFT سیال تزریقی:

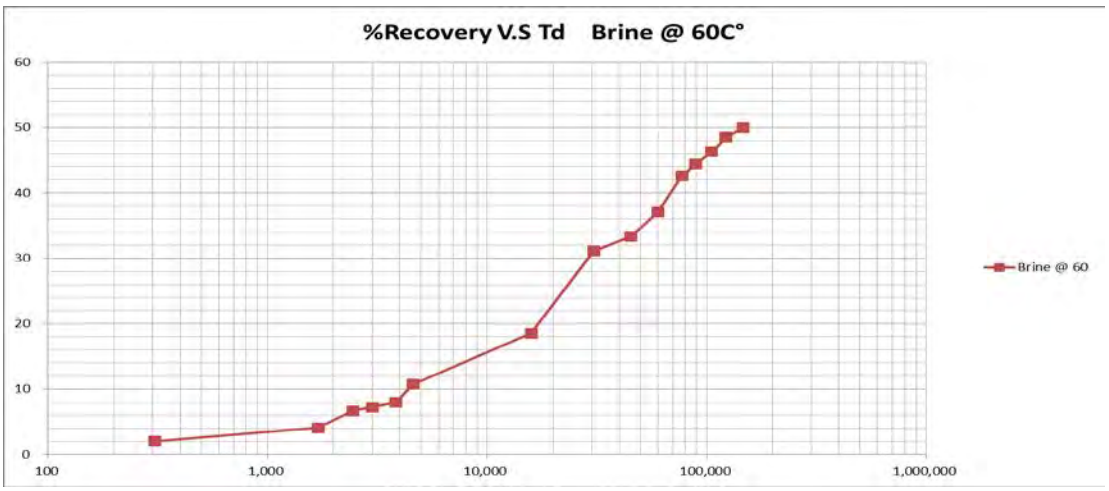
L	IFT
6 cm	30 mN/m

www.SID.ir

Archive of SID

تولید/cc	زمان/دقیقه	% Recovery	Td
0	**0**	0.00	**0**
0.11	**36**	2.04	**367**
0.22	**180**	4.07	**1,835**
0.36	**252**	6.67	**2,569**
0.39	**300**	7.22	**3,058**
0.43	**390**	7.96	**3,976**
0.58	**450**	10.74	**4,587**
1.00	**1,440**	18.52	**14,679**
1.68	**3,000**	31.11	**30,582**
1.80	**4,500**	33.33	**45,873**
2.00	**5,700**	37.04	**58,105**
2.30	**7,500**	42.59	**76,454**
2.40	**8,400**	44.44	**85,629**
2.50	**10,500**	46.30	**107,036**
2.62	**12,000**	48.52	**122,327**
2.70	**14,400**	50.00	**146,792**

جدول ۲ میزان تولید نفت در آموت سل در دمای 60C°



نمودار1 میزان تولید نفت در آموت سل در دمای 60C°

2-فرآیند آشام خود به خود با آب سازند با ترکیبات الکالاین،سورفکتنت و پلیمر در دمای 60C°:

Alkaline		Surfactant		Polymer
Naoh	**Na2Co3**	**AEROSIL 200**	**SDS**	**HPAM**
1000 ppm	**1000 ppm**	**200 ppm**	**500 ppm**	**1000 ppm**
IFT=4.25	**IFT=7.75**	**IFT=0.85**	**IFT=1.7**	**IFT=30**

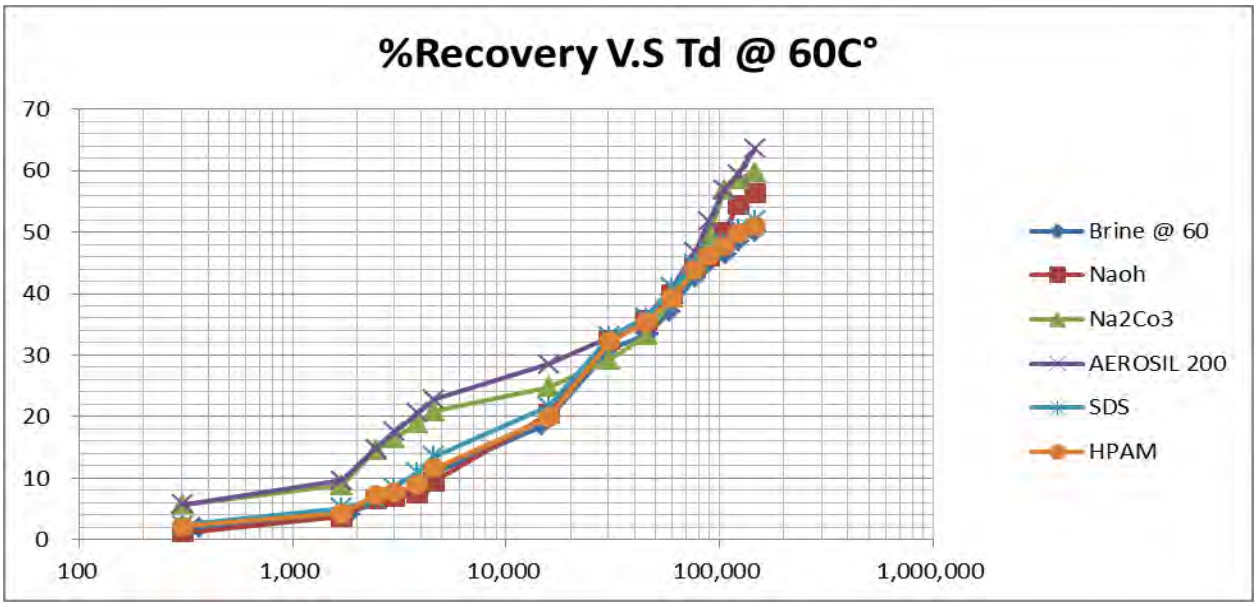
Naoh		Na2Co3		AEROSIL 200		SDS		HPAM	
%	Td	%	Td	%	Td	%	Td	%	Td

www.SID.ir

Archive of SID

Recovery		Recovery		Recovery		Recovery		Recovery	
0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0
2.22	306	2.41	306	5.74	306	5.74	306	1.11	306
4.26	1,700	5.19	1,700	9.63	1,700	8.89	1,700	3.70	1,700
7.22	2,457	6.48	2,457	14.81	2,457	14.63	2,457	6.48	2,457
7.59	2,997	8.52	2,997	17.59	2,997	16.48	2,997	6.85	2,997
9.07	3,835	10.93	3,835	20.56	3,835	18.89	3,835	7.41	3,835
11.67	4,599	13.52	4,599	22.78	4,599	20.93	4,599	9.44	4,599
19.81	15,884	21.67	15,884	28.52	15,884	24.81	15,884	20.37	15,884
32.22	30,582	32.96	30,582	32.96	30,582	29.26	30,582	32.41	30,582
35.37	45,261	36.11	45,261	35.00	45,261	33.15	45,261	35.74	45,261
39.26	59,940	41.11	59,940	41.11	59,940	39.26	59,940	39.81	59,940
43.89	77,066	44.81	77,066	46.85	77,066	45.00	77,066	44.44	77,066
46.11	89,299	46.85	89,299	51.67	89,299	49.44	89,299	45.93	89,299
47.78	105,201	48.33	105,201	56.85	105,201	56.85	105,201	50.00	105,201
49.81	122,327	50.56	122,327	59.44	122,327	58.52	122,327	54.44	122,327
50.93	146,792	51.85	146,792	63.52	146,792	59.81	146,792	56.30	146,792

جدول 3میزان تولید نفت در آموت سل در دمای 60C°



نمودار2 میزان تولید نفت در آموت سل در دمای 60C°

4-فرآیند آشام خود به خود با آب سازند با شوری ترکیبات گوناگون با استفاده از ASP در دمای 60C°:

در اینجا با توجه به ترکیبات متفاوت اجزا برای ساخت ASP با توجه به مطالعات کارهای گذشته گزیده ای از فعالیت های انجام شده بصورت مختصر ارایه میگردد.

ASP	Surfactant	Alkaline	Polymer	IFT
1	AER 200 ppm	Na2Co3 500ppm	HPAM 500ppm	23
2	AER 200 ppm	Naoh 500ppm	HPAM 500ppm	22
3	SDS 500 ppm	Na2Co3 500ppm	HPAM 500ppm	26
4	SDS 500ppm	Naoh 500ppm	HPAM 500ppm	24

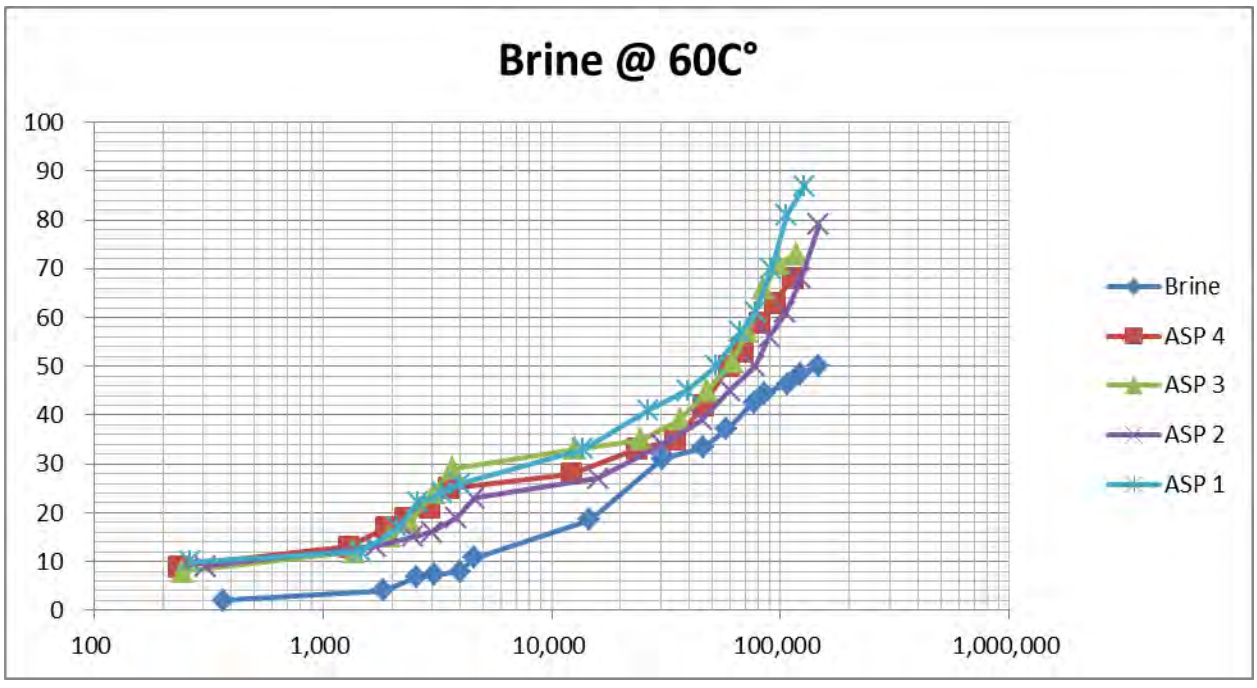
www.SID.ir

Archive of SID

۴-۱ نمونه شوری آب سازند 83250ppm

ترکیب آب سازند						
So4	Cl	HCo3	Mg	Ca	K	Na
1500	46500	۵۰۰	-	۱۷۵۰	3000	۳۰۰۰۰

ASP 1		ASP 2		ASP 3		ASP 4	
% Recovery	Td	% Recovery	Td	% Recovery	Td	% Recovery	Td
-	-	-	-	-	-	-	-
10	265	9	306	8	245	9	234
12	1,474	13	1,700	12	1,360	13	1,304
17	2,129	15	2,457	15	1,966	17	1,884
22	2,597	16	2,997	18	2,398	19	2,298
14	3,324	19	3,835	24	3,068	21	2,940
26	3,986	23	4,599	29	3,680	25	3,526
33	13,766	27	15,884	33	12,707	28	12,178
41	26,504	34	30,582	35	24,465	33	23,446
45	39,226	39	45,261	39	36,209	35	34,700
50	51,948	45	59,940	45	47,952	42	45,954
57	66,790	50	77,066	51	61,653	50	59,084
61	77,392	56	89,299	57	71,439	53	68,462
70	91,174	61	105,201	66	84,161	59	80,654
81	106,017	68	122,327	71	97,861	63	93,784
87	127,220	79	146,792	73	117,434	68	112,541



۴-2 نمونه شوری آب سازند 120900ppm

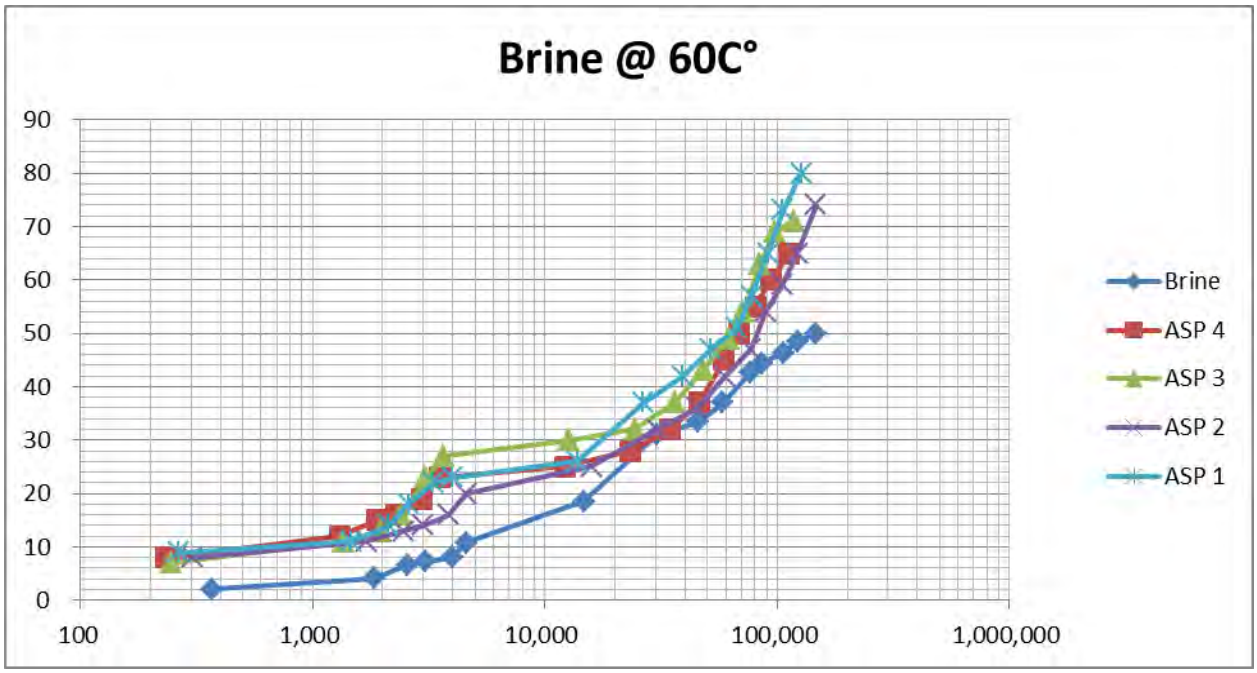
ترکیب آب سازند

www.SID.ir

Archive of SID

So4	Cl	HCo3	Mg	Ca	K	Na
3000	60000	1500	2000	2300	5600	465۰۰

ASP 1		ASP 2		ASP 3		ASP 4	
% Recovery	Td	% Recovery	Td	% Recovery	Td	% Recovery	Td
-	-	-	-	-	-	-	-
9	265	8	306	7	245	8	234
11	1,474	11	1,700	11	1,360	12	1,304
14	2,129	13	2,457	13	1,966	15	1,884
18	2,597	14	2,997	16	2,398	16	2,298
22	3,324	16	3,835	23	3,068	19	2,940
23	3,986	20	4,599	27	3,680	23	3,526
26	13,766	25	15,884	30	12,707	25	12,178
37	26,504	32	30,582	32	24,465	28	23,446
42	39,226	36	45,261	37	36,209	32	34,700
47	51,948	42	59,940	43	47,952	37	45,954
51	66,790	47	77,066	49	61,653	45	59,084
57	77,392	54	89,299	54	71,439	50	68,462
65	91,174	59	105,201	63	84,161	55	80,654
73	106,017	65	122,327	69	97,861	60	93,784
80	127,220	74	146,792	71	117,434	65	112,541



۴-3 نمونه شوری آب سازند 163640ppm

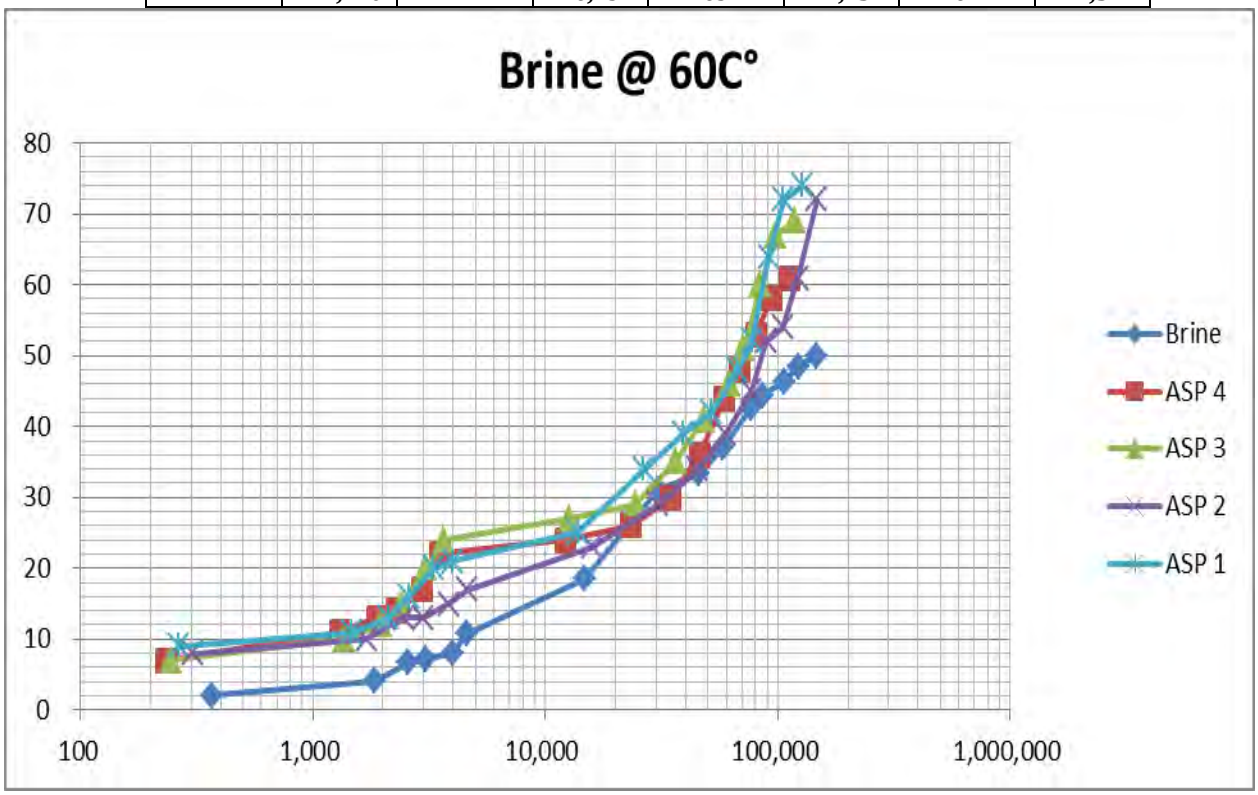
ترکیب آب سازند						
So4	Cl	HCo3	Mg	Ca	K	Na
5000	80000	2300	4300	3340	8700	60000

ASP 1		ASP 2		ASP 3		ASP 4	
%	Td	%	Td	%	Td	%	Td

www.SID.ir

Archive of SID

Recovery		Recovery		Recovery		Recovery	
-	-	-	-	-	-	-	-
9	265	8	306	7	245	7	234
11	1,474	10	1,700	10	1,360	11	1,304
13	2,129	13	2,457	12	1,966	13	1,884
16	2,597	13	2,997	15	2,398	14	2,298
20	3,324	15	3,835	20	3,068	17	2,940
21	3,986	17	4,599	24	3,680	22	3,526
25	13,766	23	15,884	27	12,707	24	12,178
34	26,504	29	30,582	29	24,465	26	23,446
39	39,226	34	45,261	35	36,209	30	34,700
42	51,948	39	59,940	41	47,952	36	45,954
48	66,790	45	77,066	46	61,653	44	59,084
52	77,392	52	89,299	51	71,439	48	68,462
64	91,174	54	105,201	60	84,161	53	80,654
72	106,017	61	122,327	67	97,861	58	93,784
74	127,220	72	146,792	69	117,434	61	112,541



۴-4 نمونه شوری آب سازند 203050ppm

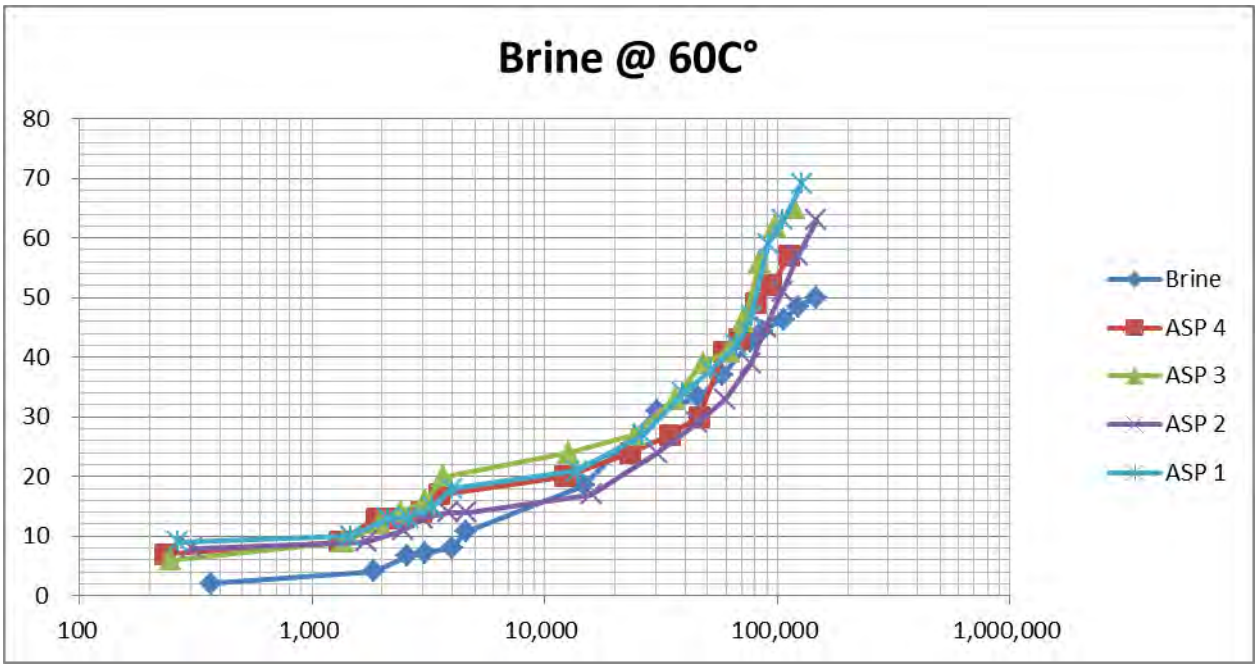
ترکیب آب سازند						
So4	Cl	HCo3	Mg	Ca	K	Na
6500	96500	3500	5800	۴۷۵۰	6000	۸۰۰۰۰

ASP 1		ASP 2		ASP 3		ASP 4	
% Recovery	Td	% Recovery	Td	% Recovery	Td	% Recovery	Td
-	-	-	-	-	-	-	-
9	265	8	306	6	245	7	234

www.SID.ir

Archive of SID

10	1,474	9	1,700	9	1,360	9	1,304
13	2,129	11	2,457	12	1,966	13	1,884
13	2,597	13	2,997	14	2,398	13	2,298
15	3,324	14	3,835	16	3,068	14	2,940
18	3,986	14	4,599	20	3,680	17	3,526
21	13,766	17	15,884	24	12,707	20	12,178
27	26,504	24	30,582	27	24,465	24	23,446
34	39,226	29	45,261	33	36,209	27	34,700
38	51,948	33	59,940	39	47,952	30	45,954
42	66,790	39	77,066	41	61,653	41	59,084
47	77,392	45	89,299	46	71,439	43	68,462
59	91,174	51	105,201	56	84,161	49	80,654
63	106,017	57	122,327	62	97,861	52	93,784
69	127,220	63	146,792	65	117,434	57	112,541



5- نتیجه گیری

در بررسی میزان بازیافت نفت موجود در مغزه، اثر مواد مختلف را مورد آزمایش قرار دادیم،که نتایج زیر حاصل شد:

۱-در استفاده از نوع آلکالاین Naoh دارای PH بالاتری نسبت به Na2Co3 میباشد اما میزان رسوب کمتری تولید میکند.

۲-هر دو آلکالاین مورد استفاده قرار گرفته تقریبا دارای قدرت بازیافت یکسانی میباشد اما استفاده از Na2Co3 بسیار ارزانتر میباشد.

۳-پلیمر استفاده شده در ابتدای آزمایش دارای بازیافت کمتری نسبت به آب محزن میباشد اما با گذشت زمان دارای بازیافت بیشتری میشود که دلیل آن سرعت حرکت پایین ان در ابتدای فرآیند بدلیل وزن مخصوص بالاتر آن نسبت به نفت میباشد.

۴-در بررسی بین ASP های مختلف ساخته شده نشان میدهد که با افزایش شوری میزان بازیافت نفت کاهش می یابد و علت اصلی آن عدم کارایی بسیاری از ترکیبات موجود در ASP میباشد.

۵-با افزایش شوری در ترکیب های مشابه قدرت ازدیاد برداشت Na2Co3 بیشتر از Naoh میباشد و دلیل اصلی آن تولید رسوب کمتر نسبت به نوع دیگر میباشد.

www.SID.ir

Archive of SID

7- مراجع

[1] Green,D.W. and Willhite,G.P.:Enhanced Oil Recovery,Textbook Series,SPE,Richardson, TX,1988,6.

[2] Hite,J. Roger, Avasthi, S.M. and Bondor, Paul L.,"Planning Successful EOR Projects," Journal of Petroleum Technology, March 2005.

[3] Moritis, g.:"new technology , Improved Economics Boost EOR Hopes",Oil & Gas Journal.(April 15,1996)94,39-61

[4] "Oil Research Program Implementation Plan ," U.S, DOE,Washington DC (April 1990).

[5] Moritis,G.,"CO_2 and HC Injection Lead EOR Production Increase,"Oil & Gas Journal.(April 23.1990)88,49-82.

[6] Willhite,G.P."Waterflooding",Textbook Series,SPE,Richardson, TX,1988,6.

[7] Moor,T.F.and Slobod.R.C."The Effectof Viscous and Capillary on the Displacement of Oil by Water ",Production monthly (Aug.1975)437-47

www.SID.ir