

气体压迫多孔介质中聚合物凝胶行为

贾 虎, 赵金洲, 廖 然, 蒲万芬

(西南石油大学 油气藏地质与开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610500)

摘要:结合盐水冲刷多孔介质中凝胶理论,分析聚合物凝胶分别受气体和盐水压迫的作用机制,计算和对比饱和聚合物凝胶的多孔介质中气相和液相饱和度空间分布曲线,完善盐水冲刷多孔介质中凝胶理论模型的使用范围,探讨气体突破后的两种残余凝胶对气体渗流的影响。结果表明:盐水在凝胶中的微观渗流能力较气体强,而气体在凝胶封堵后的多孔介质中微观渗流能力较差,即在其他条件相同前提下,“侵入区”中处于微观渗流状态的气体较少,气体需长时间累积才能逐渐破坏三维网状结构的凝胶,因此凝胶未被突破前,相比于盐水,气体受凝胶高强度封堵有效期会更长;根据盐水冲刷多孔介质中凝胶理论建立的模型具有普遍适用性,凝胶受流体挤压破坏本体结构是多孔介质中聚合物凝胶抵抗外来流体不至破坏的一种共性,与流体类型和聚合物凝胶体系无关,该模型可用来预测各种凝胶体系在不同环境下的封堵性能。

关键词:聚合物凝胶; 防气窜; 堵气; 多孔介质; 采收率

中图分类号:TE 357.431

文献标志码:A

Mechanism of gas compressing polymer gel in porous media

JIA Hu, ZHAO Jin-zhou, LIAO Ran, PU Wan-fen

(State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

Abstract: The mechanism of action of polymer gel oppressed by gas and brine respectively was analyzed based on the gel theory of saline washed porous media. The gas and liquid phase saturation space distribution curves in a porous medium which is saturated by polymer gel were calculated and contrasted. The application scope of saline washed porous media theoretical model was improved, and the effects of two residual gel gas produced on gas seepage after gas breakthrough were investigated. The results show that microscopic percolation capacity of salt water is stronger than gas in the gel, while microscopic percolation capacity of gas in porous medium is weak after gel plugging. Under the same condition, the gas under the microscopic percolation state in invaded area is less. Gas needs a long time accumulation to destruct the three-dimensional network structure gel gradually. Therefore, before the gel breaking, the validity period of gas plugged by gel intensely will be longer compared with that of saline. The model based on the gel theory in porous media washed by saline has a general applicability. The gel is extruded by fluid and the body structure is destructed, which is an universality when polymer gel resists foreign fluid in order not to be undermined in porous media. It has nothing to do with the type of fluid and polymer gel system. The model can be used to predict the plugging performance of various gel system in different environments.

Key words: polymer gel; gas channeling; gas plug; porous medium; enhanced oil recovery

气驱过程中由于注入介质(CO_2 、 N_2 、烟道气、空气等)的黏度和密度比其所驱替流体(原油、地层水)低严重影响驱替效率,引起指进、气窜、重力超覆现象。非均质性较强的储层实施空气驱时,地层原油不能进行充分氧化反应,烟道气发生气窜会影

响采收率,氧气过早窜入生产井将对安全造成极大隐患。通常交替注入气体和表面活性剂溶液,在储层中形成泡沫来降低气体流度,提高气驱波及效率^[1]。对于特高渗或裂缝性储层,泡沫将会失去应有的封堵效果,注入聚合物凝胶可防气窜,提高气驱

波及系数^[2-5]。聚合物凝胶不仅可起到流度控制的作用,同时可用于生产井堵气^[6-12]。聚乙烯亚胺交联凝胶体系^[13-16]具有较强的抗温、抗盐能力及抵抗酸液、CO₂/H₂S 等腐蚀性物质的侵蚀能力,在各种恶劣油藏堵水、堵气作业中具有较好的应用前景^[17-22],新型二次交联凝胶体系可有效减轻预凝胶体系在注入地层过程中产生的滤失、吸附损失等问题,同时具有优异的热稳定性。笔者以这两种聚合物凝胶体系作为研究对象,揭示多孔介质中聚合物凝胶封堵气体机制。

1 多孔介质中凝胶封堵气体行为

1.1 聚合物凝胶抗压理论

Zitha 等^[23]提出了盐水冲刷多孔介质中凝胶理论,凝胶突破压力测试和后续冲刷试验通常包含 3 个基本原理:①凝胶弹性压缩阶段在多孔介质中建立初始压力;②盐水在凝胶中呈微观渗流状态,凝胶扮演者限制因素,保持压力持续增加,当凝胶微渗透率变得较大时,盐水微观渗流将导致压力逐渐变为平坦,而不出现凝胶破裂;③如果凝胶微渗透率较低,到达突破压力前,盐水对凝胶将产生宏观驱替作用。当盐水突破后,宏观驱替不会对压降产生太大影响,因此,最终压降会变为平稳。多孔介质中凝胶在不同阶段的分布形态见图 1。

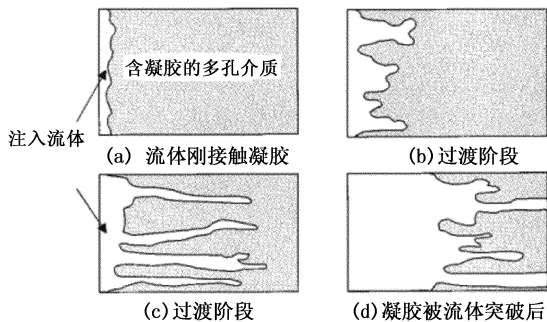


图 1 多孔介质中凝胶受外来流体压迫时不同阶段形态

Fig.1 Different stages of gel in porous media for displacement using fluid

凝胶在被流体突破前的作用行为反映出凝胶的强度特征,聚合物凝胶在地层中受各种流体的挤压而不被突破的作用时间越长,那么对实现流度控制、堵水、堵气的效果会更佳,后续的耐冲刷性只是反映黏附能力。因此,凝胶在多孔介质中能长时间保持高强度是非常有利的。当流体(盐水或气体)尝试着流经凝胶封堵后的多孔介质时,流体将会压迫多孔介质和凝胶,起初凝胶在多孔介质中不参与任何

流动,流体饱和度仍将为 0,随着流体的强行注入,凝胶在长时间压力屈服下会使得流体以微观流动方式通过凝胶和多孔介质。基于这一点,流体饱和度剖面将会动态发展,在微观流动阶段,流体饱和度为时间和空间的函数,随着流体微观渗流程度加剧,即流体饱和度逐渐增大后凝胶强度将会急剧降低,表现为瞬间突破现象。

1.2 数学模型及机制

(1) 饱和度方程。盐水驱替多孔介质中凝胶的数学模型的基本方程^[23]如下:

$$s = \frac{\sqrt{E/\eta} - E}{1 - E} \quad (1)$$

其中

$$\eta = x/(t - T_1).$$

式中, s 为无因次饱和度; E 为驱替流体与凝胶的黏度比; x 为无因次距离; t 为无因次时间; T_1 为达到突破压力时的无因次时间。凝胶被盐水侵入后存在 3 个不同的饱和历程。从进口端直到距离 x_L 处饱和度为 1.0,为流体饱和区。然后饱和度成为距离和时间的函数,直到距离 x_R 处,为流体侵入区。从 x_R 处到岩心或填砂管出口,饱和度为 0,为盲区。方程(1)可用来计算 x_L 和 x_R 的表达式,设定 $s=1, x_L$ 可写成:

$$x_L(t) = E(t - T_1) \quad (2)$$

同样地, x_R 的表达式可通过定义 $s=0$ 获得,表达式为

$$x_R(t) = (t - T_1)/E \quad (3)$$

$T_1 < t < T_{BT}$ 时盐水饱和度分布表达式为

$$s(x, t) = \begin{cases} 1, & x < x_L(t); \\ \frac{\sqrt{E/\eta} - E}{1 - E}, & x_L(t) < x < x_R(t); \\ 0, & x > x_R(t). \end{cases} \quad (4)$$

式中, T_{BT} 为凝胶刚好被盐水突破时经历的时间。凝胶受流体挤压破坏时多孔介质中流体饱和度分布见图 2。

(2) 气液相饱和度计算结果对比。气体与盐水的区别关键在于黏度差异,即 E 值。假设上述理论同样适用于气体,可得到盐水和气体介质驱替凝胶封堵后的多孔介质时,流体饱和度在空间上理论分布曲线(图 3)。

图 3 中,两种流体在多孔介质中的饱和度空间分布差别较大,其他条件相同,在相同位置上盐水在多孔介质中的饱和度更高,显示出盐水在凝胶中的微观渗流能力较气体强,容易渗入到 $x_L \sim x_R$ 内,进一步破坏凝胶结构,当用盐水驱替时,凝胶更容易发生过早突破。笔者通过原子力显微电镜研究封堵裂

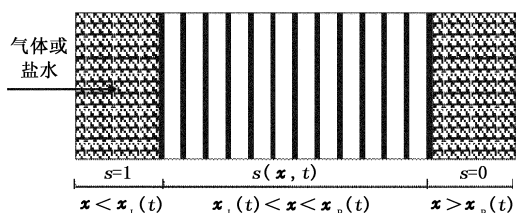


图2 凝胶受流体挤压破坏时多孔介质中流体饱和度分布

Fig.2 Fluid saturation profile in porous media during fluid extrusion process

缝的聚乙烯亚胺/聚丙烯酰胺凝胶经盐水持续冲刷后残余凝胶的微观结构,发现残余凝胶存在许多分布均匀的孔洞(图4),直径在 $0.5 \sim 1.0 \mu\text{m}$,这可能是凝胶产生较高微渗透率的见证。相反,气体在凝胶封堵后的多孔介质中微观渗流能力较差,以至于

在 $x_L \sim x_R$ 同处于微观渗流状态的气体较少,凝胶微渗透率较低,需要更长时间来不断积累气体以至破坏凝胶结构,因此在凝胶未突破前,气体被凝胶高强度封堵的有效期会更长。

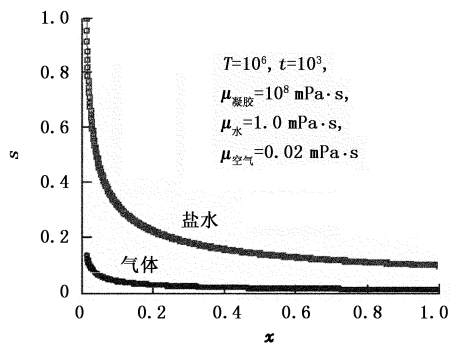


图3 流体饱和度分布理论曲线

Fig.3 Theoretical curves of fluid saturation

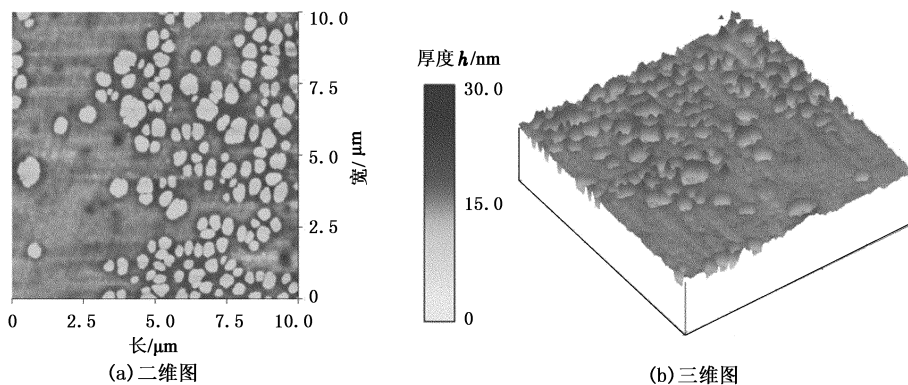


图4 盐水冲刷后聚乙烯亚胺/聚丙烯酰胺凝胶残留物原子力电镜显微结构

Fig.4 AFM microstructure of residual PEI/HPAM gel sample after brine washout

(3)不同阶段压力演化方程。多孔介质中聚合物凝胶在不同阶段受流体压迫作用下压力演化的数学模型为

$$p(t) = \begin{cases} p_1^\infty \left[1 - \exp\left(-\frac{t}{p_1^\infty/k}\right) \right], & 0 \leq t \leq T_1; \\ \frac{p_c + g \int_{\tau_1}^{t_D} \exp\left[\frac{\lambda_R}{a\lambda_w}(\xi - T_1) + \frac{E^{1/2}}{a}(\xi - T_1)^{3/2}\right] d\xi}{\exp\left[\frac{\lambda_R}{a\lambda_w}(t - T_1)\right] + \frac{E^{1/2}}{a}(t - T_1)^{3/2}}, & T_1 \leq t \leq T_2; \\ p_4^\infty + (p_f - p_4^\infty) \exp\left(-\frac{t - T_2}{\tau_4}\right), & t \geq T_2. \end{cases} \quad (5)$$

其中,第一项为描述凝胶突破前压力演化的数学模型,第二项为凝胶突破后短期内压力演化表达式,第三项为流体继续冲刷多孔介质中凝胶时压力渐至稳定时的表达式。

式(5)中, p 为无因次压力; p_1^∞ 为当时间 t 趋于无限时凝胶压缩阶段而未被突破时所能达到的压力峰值; k 为压力上升阶段的斜率; p_c 为突破压力; p_4^∞ 为当凝胶突破后,时间 t 趋于无限时产生的压力; p_f 为时间 T_2 下对应的压力; T_1 、 T_2 为临近突破压力时间 T_{BT} 下过渡阶段对应的时间, $T_1 < T_{BT} < T_2$; λ_R 为流体冲刷后,凝胶处于微观流动阶段产生的残余流量; λ_w 为多孔介质中不存在凝胶时驱替流体产生的流量; a 、 τ_4 、 g 为无因次系数。

2 试 验

2.1 试验材料及设备

试验体系 1: 聚乙烯亚胺/聚丙烯酰胺凝胶, 2.0% HPAM ($M_w = 8\,000 \text{ kg/mol}$, 水解度 $< 10\%$) + 0.35% PEI; 配液矿化度 0.5 g/L , 其中 NaCl 4.9 g/L , CaCl_2 和 MgCl_2 均为 50 mg/L 。

试验体系 2: 新型二次交联凝胶, 0.3% HPAM

($M_w = 18\,000\text{ kg/mol}$, 水解度 20% ~ 30%) + 1.0% 酚醛+15 mg/L 间苯二酚,配液矿化度 30.0 g/L,其中 NaCl 29.6 g/L, CaCl_2 和 MgCl_2 均为 0.2 g/L。

选取的填砂管渗透率均属比较极端的特高渗范围,基本物性参数见表 1。

表 1 填砂管基本物性参数

Table 1 Basic physical parameters of sand packs

编号	L/cm	D/cm	$\Phi/\%$	$k_{\text{rgi}}/10^{-3}\mu\text{m}^2$
2 [#]	50	2.5	40.5	16 113.01
3 [#]	50	2.5	33.2	15 327.07
4 [#]	50	2.5	28.7	4 676.97
8 [#]	50	2.5	35.3	5 966.94

注: L 为填砂管长度; D 为填砂管横截直径; Φ 为孔隙度; k_{rgi} 为填砂管饱和盐水后气测渗透率。

物理模拟试验装置见图 5。

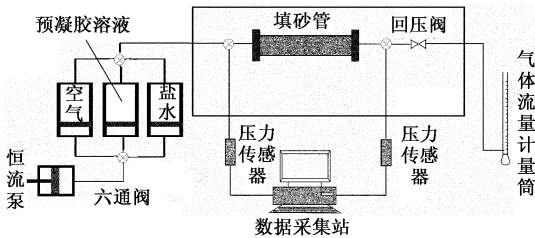


图 5 物理模拟试验装置

Fig. 5 Experimental device of physical simulation

2.2 试验步骤

四组填砂管中,2[#]和 3[#]用于聚乙烯亚胺/聚丙烯酰胺凝胶封堵气体试验,4[#]和 8[#]用于评价新型二次交联凝胶封堵气体效果,所用气体为高压空气。对于凝胶封堵气体效果室内评价,Eoff 等^[24]通过考察封堵前后气体流量的变化来表征凝胶封堵性能,笔者重点研究凝胶突破前的状态,具体步骤如下:

- (1)按试验流程图连接试验装置,测试其密封性;
- (2)饱和盐水后,在不同压力下测量通过填砂管的气体流量;
- (3)以 1.0 mL/min 低流量注入 1 V_p (V_p 为孔隙体积)预凝胶溶液,密封好后放入 90 ℃ 的烘箱中老化,至体系达到最佳性能;
- (4)调节空气瓶阀门,每隔 2 min 增加一定气体压力,在气体没有突破的前提下估算出凝胶所能承受的最大压力;
- (5)在达到凝胶所能承受的最大压力后,每隔 5 min 记录一次压力,考察压力维持及衰减情况;
- (6)继续增加气压直至气体突破,记录突破压力;
- (7)当凝胶被气体突破后,重新调整测试压力,

在尽可能低的压力下观察出口端是否有气流量,确定启动压力,之后缓慢增加压力,测量不同压力下通过填砂管的气体流量。

3 试验结果分析

3.1 抗压性能

抗压试验主要考察 2[#]和 4[#]两组填砂管,从图 6(a)可看出,在 110 min 连续加压阶段,凝胶没有发生突破,体现了聚乙烯亚胺/聚丙烯酰胺凝胶在多孔介质中优异的机械力学性能。为防止凝胶过早突破,当压力增加至 9.8 MPa 时,不再继续施压,后续观察表明抵抗压力基本上没有出现大幅度下降,在 928 min 内从最高压力 9.8 MPa 仅下降了 0.78 MPa,而在前 300 min 内,压力未出现下降。之后继续增加压力直至凝胶被气体突破,测得突破压力为 10.01 MPa。对于 4[#]新型二次交联凝胶体系,同样也表现出了优异的抗压性能,当压力增加至 1.8 MPa 后进行抗压试验,1036 min 后压力降幅仅为 0.42 MPa,在 950 min 时压力下降趋势有所缓慢增加,可能是由于凝胶疲劳受损,凝胶微渗透率有所增加,导致气体宏观流动能力增加,最终测得突破压力为 2.0 MPa。

从图 6(b)理论计算曲线可看出,两种凝胶体系突破前,压力增加阶段趋势与试验结果有着较高的相似度,尤其是计算出的压力峰值 p_i^* 出现时间与试验结果非常吻合,表明经聚合物凝胶封堵后的多孔介质,当气体作为驱替流体介质时,聚合物凝胶在被气体突破前,均具有弹性压缩和气体在凝胶及多孔介质中微观渗流特征,凝胶在受流体挤压破坏其本体结构的过程,是多孔介质中聚合物凝胶抵抗外来流体挤压破坏所体现出的一种共性,与流体类型和聚合物凝胶体系无关,因此上述模型具有普遍性,可用来预测各种凝胶体系在不同环境下封堵多孔介质的性能。

对比图 6(a)和 Al-Muntasheri 关于 PAM/PEI 凝胶在多孔介质中受盐水冲刷曲线的结果^[25]可以看出,对于 3.0% PAM 的聚乙烯亚胺/聚丙烯酰胺凝胶理应比试验体系 1 的强度更高,但在 1 mL/min 低流速盐水作用下,不到 5 min 便已突破,突破压力约 9.0 MPa,进一步证实了上述流体饱和模型对于不同流体具普遍性适用性,即盐水侵入凝胶结构且在凝胶微孔道中的渗流能力较气体强。尽管气体分子和黏度相比于盐水小很多,容易扩散进入各种多孔材料中,但盐水破坏凝胶结构的能力更强,因此,在其他条件相同情况下,聚合物凝胶封堵气体效果更为理想,这也为各种凝胶体系用于气驱流动控制或降低气油比提供了重要理论依据。

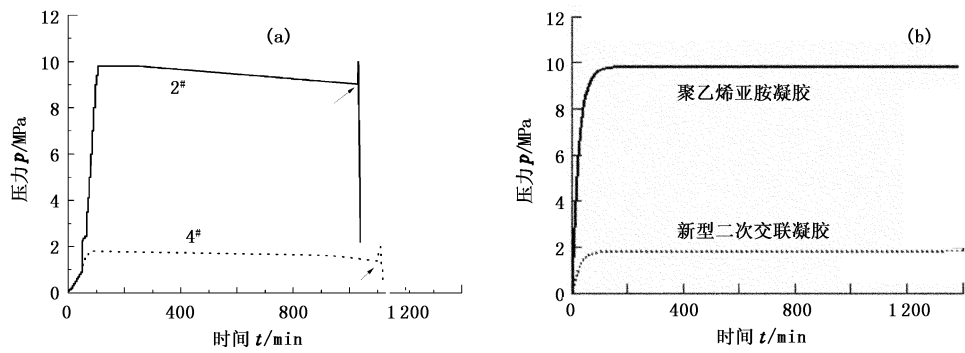


图 6 多孔介质中聚合物凝胶抗压性能

Fig. 6 Stress tolerant ability of gel in porous media

3.2 突破压力梯度及封堵效果

凝胶封堵气体试验结果如表 2 所示。两种凝胶体系在高渗多孔介质中封堵后,突破压力梯度在 2.1~20.0 MPa/m,凝胶抵抗高压气体破坏能力强,显示了其良好的机械强度,聚乙烯亚胺/聚丙烯酰胺凝胶产生的突破压力梯度值远高于新型二次交联凝胶,2 号填砂管突破压力梯度高达 20.0 MPa/m,这是因为聚乙烯亚胺/聚丙烯酰胺凝胶体系采用的聚合物质量浓度较高,因此凝胶强度也高,实施上,对于气驱流度控制或堵气(降低气油比)中实现这么高的突破压力是不太可能的,因此会有良好封堵效果。气体突破后,两种凝胶体系在填砂管中的封堵率为 99.36%~99.89%,残余阻力系数为 387.22~

957.40。

表 2 凝胶封堵气体试验评价数据

Table 2 Gas shut-off evaluation results of two gel systems

编号	p_c / MPa	p_L / (MPa· m^{-1})	k_{rgi} / $10^{-3} \mu m^2$	k_{rga} / $10^{-3} \mu m^2$	E_w / %	F_{rr}
2	10.01	20.0	16 113.01	16.83	99.89	957.40
3	5.90	11.8	15 327.07	31.65	99.79	484.27
4	2.00	4.0	4 676.97	7.60	99.84	615.39
8	1.05	2.1	5 966.94	6.34	99.89	941.16

注: p_c 为突破压力; p_L 为突破压力梯度; k_{rga} 为凝胶突破后气测渗透率; E_w 为封堵率; F_{rr} 为残余阻力系数。

3.3 残余凝胶对气体渗流影响

图 7 为填砂管饱和盐水时和凝胶被气体突破后出口段气体流量与注入压力的关系。可以看出,两

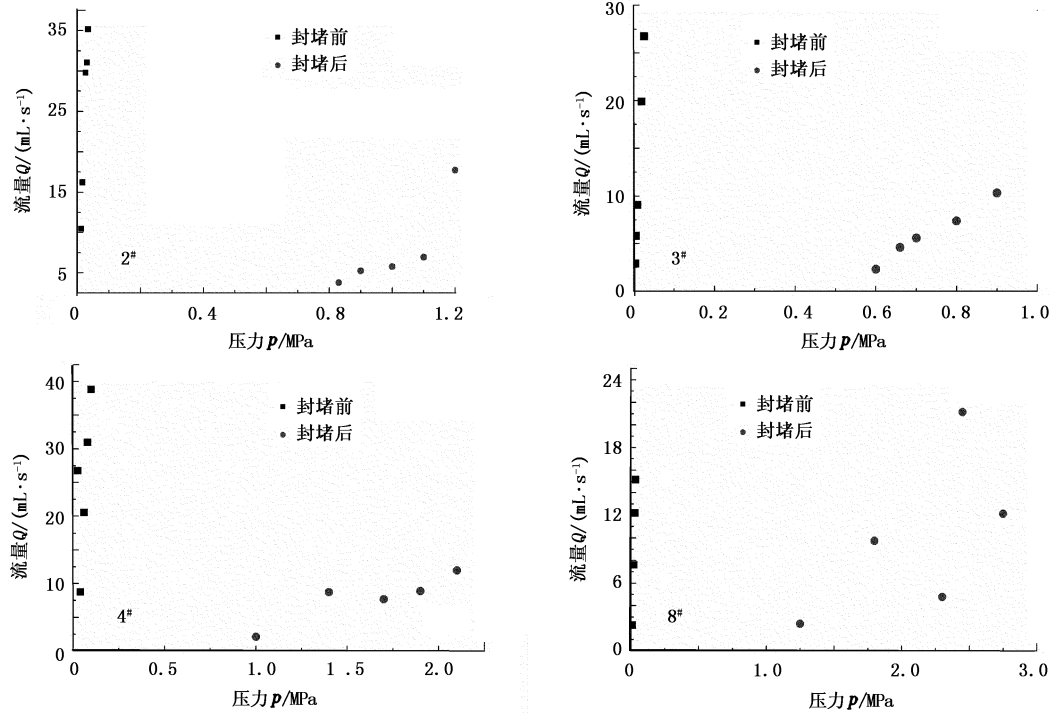


图 7 凝胶封堵前后填砂管出口端气体流量与注入压力关系

Fig. 7 Outlet gas flow rate vs. injection pressure with none gel/and gel treated sand pack

种凝胶体系产生的气体启动压力有一定差异,对于聚乙烯亚胺/聚丙烯酰胺凝胶封堵后的2[#]和3[#]填砂管启动压力分别约为0.8、0.6 MPa,低于新型二次交联凝胶体系的启动压力。一方面可能与2[#]、3[#]填砂管初始渗透率较高有关,同时可能与凝胶本身的性质有关,聚乙烯亚胺/聚丙烯酰胺凝胶强度较新型二次交联凝胶体系高,即凝胶的刚性程度高,而柔性程度相对较低,当被气体突破后在连续气流作用下凝胶呈宏观流动状态会不断地被冲出,会产生较低的启动压力,而多孔介质中新型二次交联凝胶即使被破坏后黏附能力也非常强,凝胶柔性程度高,仍可使得气体呈现出部分地微观渗流状态。

总体来说,经凝胶封堵后的高渗填砂管,气体突破后,即使在高于饱和盐水气测10倍的压力下也有着较低的气体流量,体现了两种凝胶在特高渗多孔介质中较高的残余阻力系数。

4 结 论

(1)通过气体压迫多孔介质中聚合物凝胶试验研究证实Zitha等提出的盐水冲刷多孔介质中凝胶理论模型具有普遍性适用性,能描述不同驱替流体压迫各种聚合物凝胶体系产生的物理现象。

(2)盐水在凝胶中的微观渗流能力较气体强,有着较强的破坏凝胶本体结构的能力,相同情况下,盐水作为驱替流体时多孔介质中的凝胶会很快被突破。

(3)聚乙烯亚胺/聚丙烯酰胺凝胶为高强度堵剂,往往柔性程度低,气体突破后,凝胶宏观流动程度较高,因此会产生过低的启动压力,而强度稍弱的新二次交联凝胶柔性程度高,即使被气体突破后黏附能力也较强,气体在破碎凝胶中仍可部分地呈现微观渗流状态,会产生相对较高的启动压力。

(4)聚乙烯亚胺凝胶体系可用于生产井堵水和堵气作业,而新型二次交联凝胶体系可用于气驱流量控制。

参考文献:

- [1] 任韶然,于洪敏,左景桀,等. 中原油田空气泡沫调驱提高采收率技术[J]. 石油学报, 2009,30(3):413-416.
REN Shao-ran, YU Hong-min, ZUO Jing-luan, et al. EOR technology of profile control and displacement process by air foam injection in Zhongyuan Oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009,30(3):413-416.
- [2] SENOL Topgüder N N. Laboratory studies on polymer

gels for CO₂ mobility control at Bat Raman heavy oil-field, Turkey[R]. SPE 50798, 1999.

- [3] ALTUNINA L K, KUVSHINOV V A. Improved oil recovery of high-viscosity oil pools with physicochemical methods and thermal-steam treatments[J]. Oil & Gas Science and Technology, 2008,63(1):37-38.
- [4] HOU Y L, YUE X A. Research on a novel composite gel system for CO₂ breakthrough[J]. Petroleum Science, 2010,7(2):245-250.
- [5] 魏浩光,岳湘安,赵永攀,等. 特地渗透油藏天然气非混相驱实验[J]. 石油学报, 2011,32(2):307-310.
WEI Hao-guang, YUE Xiang-an, ZHAO Yong-pan, et al. An experimental investigation of the nature gas immiscible displacement in ultra-low permeability reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011,32(2):307-310.
- [6] SANDERS G S, CHAMBERS M J, LANE R H. Successful gas shutoff with polymer gel using temperature modeling and selective placement in the Prudhoe Bay Field[R]. SPE 28502, 1994.
- [7] LAI Q J, BOND A J, CAHALANE T W, et al. Gel-cement combination squeezes for gas shutoff[R]. SPE 54596, 1999.
- [8] LLAMEDO M A, MEJIAS F V, GONZÁLEZ E R, et al. Successful gas shutoff with gel, evaluation and implementation, Northeast, Veneuela[R]. SPE 96696, 2005.
- [9] PERDOMO L, RODRÍGUEZ H, LLAMEDO M, et al. successful experiences for water and gas shutoff treatments in North Monagas, Venezuela[R]. SPE 106564, 2007.
- [10] ALI E, BERGREN F E, DEMESTRE P. Effective gas-shutoff treatments in a fractured carbonate field in Oman[J]. SPE Production & Operations, 2008,23(1):14-23.
- [11] GUTIERREZ D, TAYLOR A R, KUMAR V K, et al. Recovery factors in high-pressure air injection projects revisited[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2008,11(6):1097-1106.
- [12] GUTIERREZ D, MILLER R J, TAYLOR A R, et al. Buffalo field high-pressure air injection projects: technical performance and operational challenges[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2009,12(4):542-550.
- [13] JIA H, PU W F, ZHAO J Z, et al. Experimental investigation of the novel phenol-formaldehyde cross-linking hpam gel system: based on the secondary cross-linking method of organic cross-linkers and its gelation performance study after flowing through porous media[J]. Energy & Fuels, 2011,25(2):727-736.

- [14] JIA H, PU W F, ZHAO J Z, et al. Research on the gelation performance of low toxic pei cross-linking phpm gel systems as water shutoff agents in low temperature reservoirs [J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2010,49(20):9618-9624.
- [15] ZHAO J Z, JIA H, PU W F, et al. Influences of fracture aperture on the water-shutoff performance of polyethyleneimine cross-linking partially hydrolyzed polyacrylamide gels in hydraulic fractured reservoirs [J]. Energy & Fuels, 2011,25(6):2616-2624.
- [16] JIA H, ZHAO J Z, JIN F Y, et al. New insights into the gelation behavior of polyethyleneimine cross-linking partially hydrolyzed polyacrylamide gels [J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2012, 51 (38): 12155-12166.
- [17] VASQUEZ J, DALRYMPLE E D, EOFF L, et al. Development and evaluation of high-temperature conformance polymer systems[R]. SPE 93156, 2005.
- [18] RODRIQUEZ R, HALL R, PAWLIK C M, et al. Successful control of water production in slimhole completions in a tight-gas sandstone: South Texas case study [R]. SPE 142291, 2011.
- [19] GAKHAR K, LANE R H. Low extrusion pressure polymer gel for water shutoff in narrow aperture fractures in tight and shale gas and oil reservoirs[R]. SPE 151645, 2012.
- [20] DARLOS C, VASQUEZ J, SORIANO E, et al. Successful combination of an organically crosslinked polymer system and a rigid-setting material for conformance control in Mexico[J]. SPE Production & Operations, 2009,24(4):522-529.
- [21] MERCADO M, ACUNA J C, NAJERA D, et al. High-temperature water control with an organically crosslinked polymer-case histories from Mexico[R]. SPE 121809, 2009.
- [22] HERNANDEZ R, JASQUEZ V, CANCINO V, et al. Successful water-shutoff case histories in a naturally fractured carbonate reservoir in offshore Mexico using an organically crosslinked polymer system with a modified tail-in[R]. SPE 127981, 2010.
- [23] ZITHA P L J, BOTERMANS C W, HOEK J E, et al. Control of flow through porous media using polymer gels [J]. Journal of Applied Physics, 2002,92(2):1143-1153.
- [24] EOFF L, DALRYMPLE D, EVERETT D. Global field results of a polymeric gel system in conformance applications[R]. SPE 101822, 2006.
- [25] AL-MUNTASHERI G A. Polymer gels for water control: NMR and CT scan studies [D]. Doha: King Fahd University of Petroleum & Minerals, 2008:102.

(编辑 刘为清)