

自适应弱凝胶调驱性能评价及矿场应用

杨红斌¹, 蒲春生², 李 淼³, 张安治⁴, 康万利^{1,2}

(1. 中国石油大学(北京) 提高采收率研究院, 北京 102249; 2. 中国石油大学(华东) 石油工程学院, 山东 青岛 266580; 3. 胜利油田森诺胜利工程有限公司, 山东 东营 257000; 4. 中国石油塔里木油田公司 库车勘探开发项目经理部, 新疆 库尔勒 841000)

摘要: 针对低渗透油藏多发育微裂缝、非均质性强及传统调剖效果差的问题, 研制了自适应弱凝胶, 并通过室内实验对其静态性能、封堵性能和驱油性能进行了评价。结果表明: 在 70 °C 条件下, 由矿化度为 41 811.5 mg/L 的地层水配制的自适应弱凝胶体系在 38 h 内迅速成胶, 成胶强度达 28 549 mPa·s, 具有较好的耐温、耐盐性能; 平均封堵率为 84.08%, 提高采收率平均值达 12.1%。甘谷驿油田 T114 区块 S 井的矿场试验表明: 调驱后注水井的水窜优势通道被控制, 注入压力升高, 井组含水率由 78.51% 下降至 69.16%, 产液量增加了 135.14%, 产油量增加了 237.5%。自适应弱凝胶深部调驱技术在裂缝性低渗透油藏具有较好的适应性, 可扩大注入水波及体积, 大幅度提高采收率。

关键词: 自适应弱凝胶 调驱 成胶强度 封堵率 微裂缝 甘谷驿油田

中图分类号: TE357

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2013)06-0083-04

弱凝胶调驱技术是在本体凝胶调剖与胶态分散凝胶深部调剖的基础上发展起来的一项稳油控水技术^[1-2]。弱凝胶是由低质量浓度的聚合物和交联剂通过分子间交联形成的具有三维网络结构的弱交联体系, 该类体系可在后续注入水的驱动下缓慢地向前移动, 具备调剖和驱油的双重作用。弱凝胶调驱技术在中国应用前景广阔, 很多学者通过数值模拟^[3-7]和室内实验^[8-14]在调驱剂的优选及注入参数优化、渗流机理等方面进行了大量研究, 大庆^[15]、胜利^[16]、克拉玛依^[17]、河南^[18]、华北^[19]等油区先后实施了矿场先导试验, 取得了显著的增产效果。但该技术陕北油区裂缝性低渗透油藏中应用效果相对较差, 在矿场施工中存在注不进、堵不住、周期短等缺点, 急需一种新的弱凝胶调驱技术, 以改善油田的注采开发效果, 提高最终采收率。为此, 笔者根据陕北油区甘谷驿油田油藏地质及开发特征和水驱稳油控水技术难点, 研制出适合该类油藏的自适应弱凝胶, 在对其调驱性能进行室内评价的基础上开展矿场试验, 取得了较好的增油降水效果。

1 调驱机理及技术特点

1.1 调驱机理

自适应弱凝胶调驱机理包括: ①实现液流转

向, 提高波及体积。自适应弱凝胶未成胶前首先进入阻力较小的微裂缝、大孔隙等渗流优势通道, 进入地层深部以后, 随着其粘度升高, 堵塞部分孔道, 使优势通道中渗透率降低, 增大了优势通道中的渗流阻力, 迫使后续注入流体改变流动方向, 进入未被波及的低渗透层, 实现液流转向, 动用低渗透层中的剩余油, 从而提高注入流体的波及体积。②粘弹作用提高油藏驱油效率。自适应弱凝胶具有粘弹性, 可提高孔隙、微裂缝附近的速度梯度, 提高剥离油膜能力。另外, 当自适应弱凝胶进入盲端孔隙时, 具有与流动方向垂直、指向连通孔道的法向力, 这是其能够驱替盲端残余油的主要原因。③具有聚合物驱油作用, 可提高采收率。未参与交联的聚合物溶液能够增大驱替液粘度, 可降低水油流度比, 避免水驱前缘指进, 可驱替出水驱未波及剩余油和簇状残余油。

1.2 技术特点

自适应弱凝胶具有低粘度、易制备、好注入、缓交联、高强度、长有效的特性。“自适应”是指在调驱过程中, 根据油藏孔隙特征以及地层流体特征变化, 自动调节自身成胶性能以及不同尺度孔隙的可注入性能等, 从而达到最佳调驱效果。自适应弱凝胶深部调驱技术具有以下特点: ①易制备, 受水质影响较小, 可直接采用油田采出水, 能在规定时间

收稿日期: 2013-09-12。

作者简介: 杨红斌, 男, 在读博士研究生, 从事油田化学及提高采收率研究。联系电话: 18653250252, E-mail: yhb0810@126.com。

基金项目: 国家自然科学基金“低渗油藏低频振动辅助表面活性剂复合驱油机理研究”(51274229)。

内成胶,并形成稳定体系;②自适应弱凝胶初始粘度仅为 $8\text{ mPa}\cdot\text{s}$,能通过近井孔喉自主进入地层深处,成胶以后强度能达到 $30\ 000\text{ mPa}\cdot\text{s}$,能满足现场“进得去、堵得住”的要求;③现场施工工艺简单,自适应弱凝胶注入设备成本低,可实现多井同时施工,措施井见效快,有效期长达1 a以上。

2 调驱性能评价

2.1 实验材料与仪器

实验药品包括部分水解聚丙烯酰胺(HPAM),相对分子质量为 $1\ 400\times 10^4$,水解度为25%;实验室配制的有机铬类复合交联剂。

实验用水为甘谷驿油田T114区块地层水,矿化度为 $41\ 811.5\text{ mg/L}$,其中 K^+Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- 离子的质量浓度分别为 $5\ 970.3$, $9\ 468.9$, 30.4 , $25\ 967.1$, 120.1 , 189.2 mg/L ,水型为 CaCl_2 型,pH值为6.8;实验用油为甘谷驿油田T114区块脱水脱气原油。

实验用岩心为经处理的甘谷驿油田T114区块人造裂缝天然岩心。

实验仪器主要包括:MDSW-1型波场采油多功能动态模拟系统、BH-1型岩心抽空加压饱和和装置、AB204-S电子天平、DC-2010节能型智能恒温槽和NDJ-5S旋转粘度计。

2.2 实验方法

在一定温度下,按一定比例向模拟水或地层水中加入HPAM,搅拌30 min后加入适量交联剂即可制得自适应弱凝胶。

静态性能评价方法 采用矿化度分别为 $1\ 000$, $5\ 000$, $10\ 000$, $20\ 000$, $30\ 000$ 和 $40\ 000\text{ mg/L}$ 的模拟水配制自适应弱凝胶,在 $27\text{ }^\circ\text{C}$ 下考察自适应弱凝胶的耐盐性。采用甘谷驿油田T114区块地层水配制自适应弱凝胶,考察自适应弱凝胶在 10 , 30 , 50 , 70 和 $90\text{ }^\circ\text{C}$ 下的耐温性能。

封堵性能评价方法 选用直径为 2.5 cm 的人造裂缝天然岩心LF-1,LF-2和LF-3,裂缝方向与注入方向一致,进行岩心封堵实验。实验步骤包括:①将实验岩心抽真空,饱和地层水,测定孔隙体积和孔隙度;②在恒定流速(0.5 倍孔隙体积/h)下水驱,直至压力稳定,记录压力;③以步骤②的速度注入 0.3 倍孔隙体积新配制的自适应弱凝胶,在 $27\text{ }^\circ\text{C}$ 恒温箱中放置,2 d后以相同的速度水驱,直至压力稳定为止,记录压力。

驱油效率评价方法 驱油效率实验步骤包括:①将人造裂缝天然岩心LF-4,LF-5,LF-6抽真空,

饱和地层水,测定孔隙体积和孔隙度;②在 $27\text{ }^\circ\text{C}$ 下恒速水驱,测定岩心渗透率;③用甘谷驿油田脱水原油恒速驱替岩心中的水,直至出口无水流出,计算含油饱和度;④恒速水驱饱和原油的岩心,直至出口无油流出,记录压力的变化,计算水驱采收率;⑤注入 0.3 倍孔隙体积新配制的自适应弱凝胶,2 d后进行后续水驱,直至出口无油流出,记录压力的变化,计算后续水驱采收率。

2.3 实验结果

2.3.1 静态性能评价

由不同矿化度下自适应弱凝胶粘度的变化(图1)可见,自适应弱凝胶对高矿化度地层水具有较强的适应性,矿化度越高,自适应弱凝胶的成胶时间越短,成胶强度越大。对于矿化度为 $40\ 000\text{ mg/L}$ 的模拟水,自适应弱凝胶能在60 h内迅速成胶,成胶强度能达到 $30\ 000\text{ mPa}\cdot\text{s}$,完全能够满足现场封堵优势渗流通道要求。

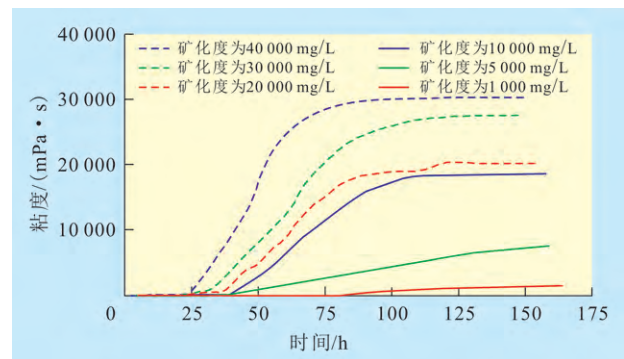


图1 不同矿化度下自适应弱凝胶粘度的变化曲线

温度是影响弱凝胶成胶的关键因素。由温度与自适应弱凝胶成胶时间和成胶强度的关系(图2)可见,温度对成胶时间影响较大,温度越高,反应速度越快,成胶时间越短;在 $70\text{ }^\circ\text{C}$ 条件下,由矿化度为 $41\ 811.5\text{ mg/L}$ 的地层水配制的自适应弱凝胶体系在38 h内迅速成胶,成胶强度达 $28\ 549\text{ mPa}\cdot\text{s}$;根据油层温度可确定成胶时间,对现场施工中注入速度提出了一定要求。成胶强度随温度变化较小,在高温

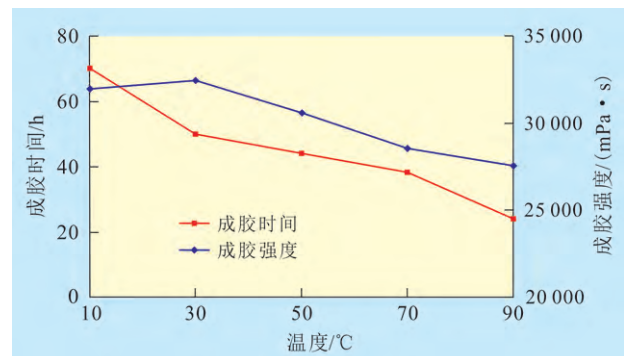


图2 温度与自适应弱凝胶成胶时间和成胶强度的关系

下,强度略有下降,但始终保持在 25 000 mPa·s 以上,能满足现场的封堵要求。

2.3.2 封堵性能评价

根据实验数据分析自适应弱凝胶封堵前后压力的变化,计算封堵后水测渗透率、封堵率以及压力梯度。由实验结果(表1)可见,自适应弱凝胶对

人造裂缝天然岩心的裂缝起到较好的封堵效果,由于裂缝方向与注入方向一致,在注入过程中,自适应弱凝胶进入裂缝,成胶后对裂缝进行有效封堵,封堵后渗透率下降明显,3块岩心平均封堵率为 84.08%。

由表1还可看出,自适应弱凝胶封堵前后压力

表1 人造裂缝天然岩心封堵性能实验结果

岩心	直径/ cm	长度/ cm	孔隙度, %	气测渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	水测渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	封堵后水测渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	封堵率, %	平均封堵率, %	封堵前压力梯度/ (MPa·hm ⁻¹)	封堵后压力梯度/ (MPa·hm ⁻¹)	封堵后与封堵前压力梯度之比
LF-1	2.5	5.45	14.25	56.79	21.45	2.78	87.04		5.1	39.8	7.80
LF-2	2.5	5.62	15.14	68.00	29.78	5.74	80.73	84.08	4.8	26.2	5.45
LF-3	2.5	6.32	13.45	77.42	32.47	5.04	84.48		3.9	25.5	6.55

梯度变化明显,封堵后与封堵前压力梯度之比为 5.45~7.80,封堵效果明显,人造裂缝天然岩心渗透率主要取决于裂缝的渗透率,压力梯度增大主要是由于裂缝被封堵,导致裂缝中渗流阻力增大,表明自适应弱凝胶对裂缝性油藏具有较好的适应性。

2.3.3 驱油效率评价

由实验结果(表2)可见,自适应弱凝胶封堵后,后续水驱最终采收率均有所提高,提高采收率平均值为 12.1%。水驱采出油主要来自裂缝等优势通道,出油量较大,但见水后,采收率上升幅度有限。自适应弱凝胶封堵后,随着优势通道中阻力的增大,迫使后续注入水流向改变,开始进入基质中,增大了波及体积,驱替出基质中的原油,提高了最终采收率。

表2 人造裂缝天然岩心封堵后驱油效率评价实验结果

岩心	直径/ cm	长度/ cm	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度, %	水驱采出程度, %	最终采收率, %	提高采收率, %
LF-4	2.5	5.75	25.75	13.77	37.56	48.86	11.30
LF-5	2.5	5.77	30.47	14.39	33.85	45.76	11.91
LF-6	2.5	6.35	28.96	13.99	36.70	49.79	13.09

3 矿场试验

3.1 试验区地质及开发特征

T114 区块位于鄂尔多斯盆地陕北斜坡带东部,为浅层低渗透裂缝性油藏,开发油层主要为延长组长 6 油层组,埋深为 400~550 m,储集空间有粒间孔、微裂缝等,平均基质渗透率为 $0.85 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均孔隙度为 8.3%,储层非均质性严重,多发育微裂缝,其对局部渗透率的改善有重要作用。试验区原油为低密度、低粘度、低凝固点、微含硫的常规陆相黑油。长 6 油层组地层温度为 24.6~27.5 °C,地层

压力为 4.016~5.812 MPa,属常温低压系统。试验区采取超前注水开发,井网为菱形反九点井网,2011 年 8 月,平均单井产液量为 0.43 m³/d,单井产油量为 0.21 m³/d,综合含水率为 51.2%,累积注采比为 0.6,产量递减且含水上升迅速,稳产难度大。

3.2 现场注入简况

S 井是 T114 区块一口注水井,其对应的生产井有 Y-1, Y-2 和 Y-3 井,其中 Y-1 和 Y-2 井为高含水井,3 口生产井单井产能均低于区块平均水平。根据水井吸水剖面测试资料、井组连通图以及动态分析资料可知,S 井与 Y-1 和 Y-2 井之间存在水窜优势通道,致使注入水沿优势通道突进,水驱效果差,这也是 Y-3 井产能低的原因。为此对 S 井进行自适应弱凝胶调驱试验。2011 年 9 月 30 日对该井进行洗井作业,清洗近井地带的油污以及堵塞物,然后试注,测试该井的吸水能力,10 月 1 日正式开展自适应弱凝胶调驱,段塞组成为聚合物段塞—自适应弱凝胶段塞—聚合物段塞,矿场施工采用多轮次小段塞的方式注入,总注入段塞体积为 608 m³(其中自适应弱凝胶段塞为 254 m³,聚合物段塞为 354 m³)。12 月 19 日转为稳定注水,配注量为 4 m³/d。

3.3 效果评价

3.3.1 调驱效果显著

为验证调驱效果,调驱前后分别对注水井 S 井进行吸水情况测试,具体测试过程为开启 S 井管阀门,开泵,使泵压达到 10.5 MPa,记录该井压力,关闭该井阀门后再停泵,测得泵压为 10.5 MPa 时 S 井吸水压力随时间的变化。由自适应弱凝胶调驱前后 S 井吸水能力测试变化(图 3)可知,调驱后注入井吸水能力有所下降,这说明调驱取得很好效果,注水井周围水窜优势通道被控制,注水平面及纵向差异得到调整,扩大了注入水波及体积。

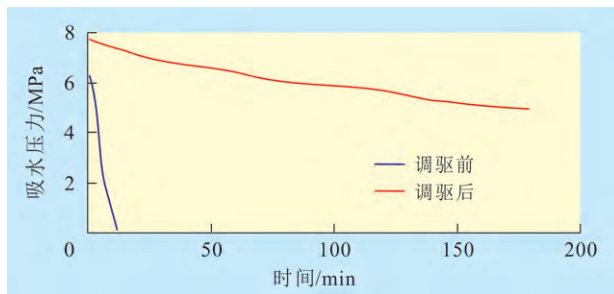


图3 S井自适应弱凝胶调驱前后吸水能力测试变化

3.3.2 注水井注入压力上升

S井注入调驱段塞之后,注入压力迅速上升,然后稳定在8 MPa左右,后续水驱过程中压力略升高,最高至9.8 MPa,最终稳定在8.8 MPa左右。这说明自适应弱凝胶具有一定封堵油水井间水窜优势通道的作用。

3.3.3 生产井增油显著

分析S井组生产数据可知,调驱前半个月平均单井产油量为 $0.16 \text{ m}^3/\text{d}$,平均单井产液量为 $0.74 \text{ m}^3/\text{d}$,综合含水率为78.51%。截止到2012年5月1日,调驱过程及后续水驱过程中平均单井产油量为 $0.54 \text{ m}^3/\text{d}$,产液量为 $1.74 \text{ m}^3/\text{d}$,综合含水率为69.16%,单井产油量增加237.5%,产液量增加135.14%,综合含水率下降9.35%,井组累积增油量为 242.9 m^3 ,按原油密度为 $0.826 \text{ g}/\text{cm}^3$ 计,则增油量为200.64 t(不考虑递减),由图4可见,S井组对应油井含水率呈下降趋势,并趋于稳定,单井产油量有所增加,并趋于稳定。在自适应弱凝胶调驱总有效期内,随着时间的延长增油控水效果会更加明显。

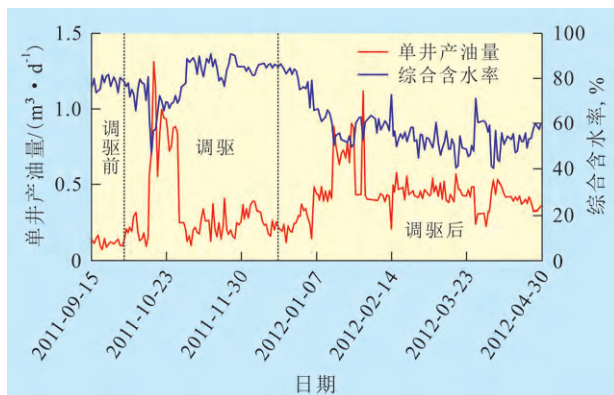


图4 S井组自适应弱凝胶调驱前后生产曲线

4 结论

自适应弱凝胶具有低粘度、易制备、好注入、缓交联、高强度、长有效的特性,可从地层深部封堵水窜优势通道,调整注水平面及纵向差异,扩大注入

水波及体积,改善注水开发效果,提高油田最终采收率。室内实验研究表明,自适应弱凝胶具有较好的耐温、耐盐性能,平均封堵率为84.08%,提高采收率平均值达12.1%。矿场施工井组增油量为200.64 t,含水率由78.51%下降至69.16%,表明自适应弱凝胶调驱技术对裂缝性低渗透油藏具有较好的适应性,可为同类油藏的增油控水提供借鉴。

参考文献:

- [1] 金海龙.低毒性弱凝胶调驱提高采收率技术研究[D].南充:西南石油大学,2006.
- [2] 李永太.弱凝胶驱油技术研究[D].上海:中国科学院上海冶金研究所,2000.
- [3] 王健,董汉平,顾鸿君,等.砾岩油藏弱凝胶调驱的选井时机界限研究——以克拉玛依油田七中区克上组油藏为例[J].油气地质与采收率,2004,11(6):67-71.
- [4] 李金志,杨正明,张训华,等.弱凝胶体系驱油油藏数值模拟研究[J].油气地质与采收率,2002,9(3):16-18.
- [5] 冯其红,张戈,方万军,等.弱凝胶调驱降维数值模拟方法研究[J].水动力学研究与进展,2007,22(4):470-474.
- [6] 王健,黄云,顾鸿君,等.砾岩油藏弱凝胶调驱的注入参数优选[J].油气地质与采收率,2006,13(1):90-91.
- [7] 徐兵,程林松.弱凝胶调驱数值模拟[J].计算物理,2005,22(2):163-169.
- [8] 王立军,王辉,王磊,等.改性复合交联聚合物弱凝胶调驱剂的研制及性能评价[J].重庆科技学院学报:自然科学版,2009,11(4):54-57.
- [9] 张建华.聚合物凝胶体系在孔隙介质中交联及迁移封堵性能研究[J].油气地质与采收率,2012,19(2):54-56,63.
- [10] 秦国伟,蒲春生,吴梅,等.笼统注入下可动凝胶选择性相对进入深度理论计算分析[J].油气地质与采收率,2011,18(1):44-47.
- [11] 赵秀娟,王传军.弱凝胶调驱微观渗流机理研究[J].油田化学,2004,21(1):56-60.
- [12] 黄波,熊开昱,陈平,等.绥中36-1油田弱凝胶调驱实验研究[J].中国海上油气,2008,20(4):239-242.
- [13] 刘新荣,陈亚娟,任静,等.弱凝胶驱油效果的室内研究[J].东北林业大学学报,2009,37(8):82-83.
- [14] 张艳英,蒲万芬,唐山,等.低温油藏深部调驱用弱凝胶体系研究[J].应用化工,2012,41(4):570-572.
- [15] 赵洪明.弱凝胶调剖剂的研究及在采油九厂的应用[D].大庆:大庆石油学院,2003.
- [16] 覃忠校,张兴建,彭绪勇,等.东辛油田弱凝胶调驱技术研究与应用[J].石油钻探技术,2002,30(6):56-58.
- [17] 王健,袁迎中,彭小荣,等.砾岩油藏弱凝胶调驱技术的研究与矿场应用[J].精细石油化工进展,2006,7(1):27-29.
- [18] 刘国生,黄青松,毛为成,等.弱凝胶深部调剖剂的开发及应用[J].精细石油化工进展,2012,3(1):27-31.
- [19] 杨胜建,王家禄,刁海燕,等.常规稠油油藏水驱开发初期可动凝胶调驱效果——以华北油田泽70断块为例[J].油气地质与采收率,2012,19(2):57-59.

Hu Wei, College of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan City, Hubei Province, 430100, China

Xiong Jian, Liu Haishang, Zhao Changhong et al. Study on productivity of asymmetrical vertical fracture well in low-permeability gas reservoirs. *PGRE*, 2013, 20(6): 76–79

Abstract: In view of the asymmetrical vertical fracture in the low permeability reservoir after fracturing development, and based on the steady seepage theory, and by means of the conformal transformation method, a prediction model for the finite-conductivity asymmetrical vertical fracture wells is established in the low-permeability gas reservoirs, and the various factors on the gas well productivity are analyzed. The result shows that, under the same bottom-hole pressure, the fracture asymmetry factor has little effect on the productivity of the gas well with asymmetrical vertical fracture. When the fracture conductivity capacity is small, there is great difference in the productivity of the fracture gas well with respect to fracture length or fracture asymmetry factor. And, when the fracture conductivity capacity is high, there is little difference in productivity with respect to variable fracture length or fracture asymmetry factor in gas well. The longer the fracture length, the less the fracture asymmetrical factor, and the greater influence on the fractured gas well productivity.

Key words: low-permeability gas reservoirs; asymmetrical vertical fracture; fracture conductivity capacity; fracture asymmetry factor; productivity forecast

Xiong Jian, State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China

Li Aifen, Li Huihui, Lv Jiao et al. Experimental study of foam on gas-liquid relative permeability at different temperature. *PGRE*, 2013, 20(6): 80–82

Abstract: There are many researches about the influence of the foam on gas-liquid relative permeability, but the influence of the temperature on foam relative permeability curve needs to be further studied. The curve reflecting the relationship between foam block pressure and gas-liquid flow rate ratio is measured at different temperature in this paper. So, the impact of the gas-liquid flow ratio and temperature on the block pressure is analyzed. The gas-liquid relative permeability curves both with the and without effects of foam are measured by using steady-state method in this paper. On this base, the flow rules of foam at different temperature are also characterized. The results indicate that the higher the experimental temperature, the better the sealing performance. And, both the foam block pressure and the blocking performance of foam can attain the highest degree in the range of gas-liquid flow ratio between 2 and 4. The foam has no effect on the relationship between the liquid relative permeability and the water saturation. The gas relative permeability, however, has a sharp decline under the action of foam. With the experimental temperature, the critical water saturation became higher with the increase of temperature and the moderate values of the gas relative permeability became lower with the increase of temperature.

Key words: temperature; foam; block pressure of foam; steady-state method; gas-liquid relative permeability; critical water saturation

Li Aifen, School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266555, China

Yang Hongbin, Pu Chunsheng, Li Miao et al. Laboratory evaluation and field application on profile control of self-adaptive weak gel. *PGRE*, 2013, 20(6): 83–86

Abstract: In response to the problems of fully developed micro-fractures in low permeability oil fields, severely heterogeneous reservoir and the fact that traditional profile control are less effective, the self-adaptive weak gel is developed. The static performance, sealing characteristics and displacement efficiency are evaluated through lab tests. The results show that the self-adaptive weak gel has good temperature-resistant and salt-resistant properties. When the salinity of formation water is 41 811.5 mg/L, the weak gel system can gelatinize rapidly in 38 hours, and the gel strength is 28 549 mPa·s under the condition of 70 °C. Its plugging ratio is 84.08% and the recovery ratio reaches 12.1%. The field experiments of the well S in Ganguyi oilfield indicate that the preferred path of water breakthrough of water injection well is controlled after profile control and flooding, and the injection pressure rises, at the same time, the water content of well group fell to 69.16% from 78.51%, and daily fluid production rate increases by 135.14%, while the daily oil production rate increases by 237.5%. The deep profile control technology of self-adaptive weak gel has good adaptability in fractured low permeability oil fields. It can enlarge the sweep volume of injected water and enhance oil recovery factor greatly, so it can provide reference for other similar reservoirs to obtain good performance on water control and oil increment.

Key words: self-adaptive weak gel; profile control; gelation intensity; plugging; micro fractures; Ganguyi oilfield

Yang Hongbin, Enhanced Oil Recovery Research Institute, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China

Yuan Lin, Li Xiaoping, Sun Fei et al. Deduction of productivity formula for horizontal well with displacement method between two similar flow. *PGRE*, 2013, 20(6): 87–90

Abstract: As the technology of horizontal well had been widely used in the gas and oil fields, the productivity forecast of horizontal wells will be of great importance. Based on the ellipse constant pressure surfaces near the wellbore, the author divides the seepage prob-