

文章编号:1000-4092(2022)02-295-06

高温低渗透油藏注气防窜聚合物泡沫体系的性能评价*

陈浩^{1,2}, 杨冉^{1,2}, 刘希良^{1,2}, 谭先红³, 田焜丰³, 李博文^{1,2}

(1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室,北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)安全与海洋工程学院,北京 102249;
3. 中海油研究总院,北京 100027)

摘要:渤海34-2高温低渗透油藏空气驱过程易发生气窜,常规控制手段存在较多局限性,亟待研究新的调剖技术。基于聚合物增黏和泡沫调驱双重特性,研发了一种聚合物泡沫调剖体系,测试了该体系的泡沫稳定性、流变性能,通过室内驱替实验和CT扫描评价了该体系的封堵性能和作用范围,在此基础上采用二维模型分别进行了注空气后转水气交替(WAG)实验和注调剖剂再注空气实验。结果表明,130℃下聚合物泡沫调剖体系对渗透率约 $35 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心封堵率高达98%,能很好地抑制气窜。在气体突破后WAG方式可提高驱油效率10.14%;而采用注复合泡沫调剖体系再转气驱提高驱油效率15.81%,较常规WAG驱油效率提高5%以上。高温下聚合物泡沫调剖体系的封堵能力和提高采收率效果较好,为同类高温低渗透油藏注气防窜提供了一条新思路。

关键词:高温低渗透油藏;注空气驱;调剖体系;防窜技术

文献标识码:A DOI:10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.02.018

中图分类号:TE357.42

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



0 前言

“注入困难,启动压力高,采收率低”是大多数低渗透油藏一次开发后期面临的主要问题之一。注气开发相比注水开发的注入能力更强,气体能深入更小的孔隙,驱替出更多的原油,是当前最热门的EOR技术之一^[1-3]。与烃气、CO₂等相比,空气的来源最广、成本最低,具有广阔的应用前景,已在国内外多个油藏开发中得到验证。然而,低渗透油藏通常具有很强的非均质性,以及注气过程中不利的流度比,极易形成气窜,导致波及体积下降,大量剩余油来不及被采出。同时对于注空气开发,气窜后井筒氧气含量急速上升,高温高压的空气与烃气混合后可能引起爆炸,存在严重安全隐患^[4-5]。因此,能否成功延缓并抑制气窜是低渗透油藏注空气开发成败的关键。

目前,气窜的治理手段可以用“注采协调、水气交替、化学封窜”来概况。调整井网,改变注入参数是最基本的控制措施,但这种方法仅适用于非均质性较弱、气窜程度较轻的区块,当地质条件恶劣时能取得的封窜效果极其有限。水气交替操作简单、经济性强,对储层无伤害,通过引入另一相流体改变气体的相对渗透率,增加注入空气的黏度,改善流度比,从而减少窜流,是当前运用较广的一种调控措施^[6-8]。然而该方法对于渗透率差别很大和存在大裂缝的储层作用效果较差,同时水气比过高则意味注气量相对减少,驱油效果将受到较大影响。采用化学试剂封窜地层的主要原理在于封堵局部高渗透区域实现非均质储层相对均质,是深度调剖的最有效手段。聚合物和泡沫两类物质是当前化学封窜技术的主要研究方向,但单纯聚合物驱成本偏高,注入能力不强,而泡沫在酸性、高盐、高温等

* 收稿日期:2021-01-25;修回日期:2021-04-15。

基金项目:国家自然科学基金青年科学基金“考虑杂质混入、水盾阻隔及孔隙尺寸效应的CO₂近混相驱油典型特征研究”(项目编号51704303)。

作者简介:陈浩(1985—),男,副教授,中国石油大学(北京)油气田开发工程专业博士(2015),从事油田开发和提高采收率的研究,通讯地址:102249北京市昌平区府学路18号 中国石油大学(北京),E-mail:chenhaomailbox@163.com。

环境下容易分解,稳定性差。因此,克服过往试剂的缺陷,研制低成本、高抗性试剂成了化学封窜技术亟待解决的关键问题之一^[9-10]。

常规封堵剂注入困难、稳定性差、强度低、驱油效果不佳,难以应对相对恶劣的地质条件。成本低廉、适应性强、效果良好的新型封窜剂的研发迫在眉睫。考虑到单一试剂具有局限性,一些学者聚焦于复合调剖体系的研究,综合不同物质的优势,达到更优的封堵效果^[11-13]。如唐孝芬等^[14]基于普通封堵剂的转向性和 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 的结垢特性,研制了新型无机硅酸盐凝胶深部调驱转向剂(WJSTP),利用高矿化度水所含的成垢离子,就地生成复合硅酸盐无机凝胶结垢形成涂层,使地层优势通道逐渐变窄增大流动阻力,但这种方法仅适应于高矿化度地层,封堵效果与成垢离子含量密切相关。Etemad等^[15]尝试在泡沫剂溶液中添加固体纳米颗粒以提升泡沫稳定性,测试表明这种新型泡沫调剖体系的封堵性能及稳定性均大幅提高,在90℃的地层中仍能发挥较好的作用,但纳米颗粒制造工艺复杂,成本较高,地层吸附性强,难以在油田大规模推广应用。

渤海34-2区块为典型的孔隙型低渗透油藏,平均渗透率为 $31.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,非均质性较强,油藏温度高达130℃,水敏性较强,适合注气开发,但常规封窜手段难以取得良好效果。本文针对该油藏特点,综合利用高分子聚合物的增黏性能和泡沫的选择性封堵性能,基于二者的双重机理和协同作用,研发一种泡沫调剖体系,考察了其在油藏条件下的注入能力、封堵能力和有效作用范围,并通过二维模型实验,与直接注空气和常规WAG注入的驱油效果进行了对比分析,为高温低渗透油藏注气防窜和调控提供了一种新的思路。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

α -烯烴磺酸钠(AOS),有效含量92%,上海麦克林生化科技公司;聚丙烯酰胺(HPAM),固含量为90%,水解度为20%~30%,相对分子质量为 $1000 \times 10^4 \sim 1200 \times 10^4$,河南华宇环保科技有限公司; $\text{Na}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$,济南旺杰生物科技有限公司。实验用岩心为渤海34-2区块取样岩心,天然裂缝不发育,岩心基

础数据如表1所示。实验用水为模拟地层水,矿化度为7897 mg/L,主要离子质量浓度(单位mg/L): Na^+ 2622、 Mg^{2+} 38、 Ca^{2+} 69、 Cl^- 3206、 SO_4^{2-} 117;注入气体为空气。

Haake RS600型流变仪,Thermo Fisher Scientific公司;PDP-200型渗透仪,Core Lab公司;岩心驱替装置,江苏拓创科研仪器有限公司。

表1 实验用岩心的基本参数

岩心 编号	长度/ mm	直径/ mm	孔隙度/ %	气测渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	孔隙体积/ cm^3
1	72.81	25.21	13.46	37.37	4.79
2	71.15	25.24	10.04	33.46	3.65

1.2 实验方法

(1) 泡沫调剖体系的配制

将一定量的AOS、HPAM及 $\text{Na}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$ (质量比为3:1)溶解于500 mL的地层水中,其中AOS浓度保持5 g/L不变,聚合物浓度分别为2、3、4 g/L,以聚合物浓度表示不同泡沫调剖体系。

(2) 泡沫调剖体系的热稳定性

将溶液置于磁力搅拌器中搅拌0.5 h,停止搅拌后仍有少量泡沫生成,静置0.5 h待溶液基本稳定,计量初始起泡体积;然后将溶液放置于130℃恒温箱中,记录不同时间段泡沫体积,以表征泡沫的稳定性,并与常规泡沫溶液(仅加入AOS)相比较。

(3) 流变性测试

采用HAAKE RS600流变仪测试泡沫调剖体系的流变性能。在室温20℃下,剪切速率从 0.01 s^{-1} 逐渐增至 1000 s^{-1} ,测定不同剪切速率下泡沫调剖体系的黏度。

(4) 注入性能、封堵性能测试

通过室内驱替实验,测试了体系的注入性能和封堵性能,实验流程如图1所示。将洗净烘干的岩心放入夹持器中,并施加35 MPa的围压;抽真空后饱和地层水,在油藏温度130℃下恒温2 h,饱和地层油,老化12 h;以恒定速率0.2 mL/min注入2 PV的空气,紧接着注入1 PV的泡沫调剖体系,而后再注入2 PV的空气。记录不同时刻入口端和出口端压力。对实验后的岩心进行CT扫描,观测泡沫调剖体系在岩心中的作用距离及分布规律。

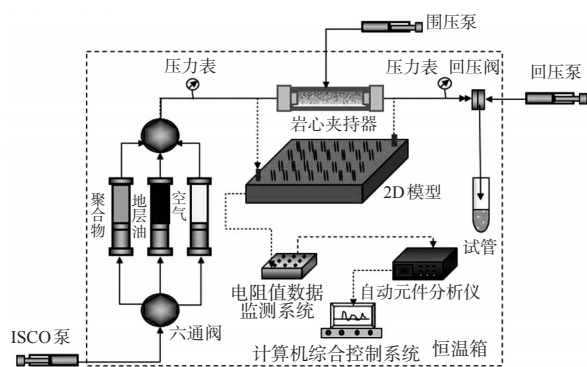


图1 实验装置图

采用 PDP-200 渗透仪脉冲衰减法测量封堵前后岩心的气测渗透率, 由式(1)计算岩心封堵率:

$$\eta = (K_1 - K_2) / K_1 \quad (1)$$

式中: η —封堵率, %; K_1 —封堵前气测渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_2 —封堵后气测渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

(5) 驱油实验

结合目标油田实际情况, 基于相似准则, 自行设计了二维人造岩心模型(孔隙型岩心, 未造缝)。通过室内物理模拟实验, 对连续气驱、水气交替和调剖体系的驱油效果进行了比较。在连续气驱阶段, 以恒定速率 0.2 mL/min 连续注入空气至突破, 记录气驱产油量, 计算驱油效率; 继续注入空气至 2 PV 后进行气水交替, 段塞尺寸 0.05 PV, 气水比 1:1, 不断注入至不再出油, 记录阶段产油量和最终产油量, 计算驱油效率; 类似地, 采用新的 2D 模型, 重复气驱步骤, 待气体突破后记录产油量, 同样注入空气 2 PV 后改注调剖剂, 注入 1 PV 调剖剂后改注空气直至结束, 记录阶段产油量和最终产油量, 计算驱油效率。

2 结果与讨论

2.1 泡沫调剖体系的稳定性

分别向不同浓度(2、3、4 g/L)的聚合物溶液中加入 5 g/L 的发泡剂 AOS。普通 AOS 发泡剂体系(5 g/L)的起泡体积为 680 mL, 而聚合物浓度为 2、3、4 g/L 的复合泡沫调剖体系的起泡体积分别为 700、670、650 mL, 由此可见聚合物对于初始起泡体积的影响并不明显, 同时随着聚合物浓度增加, 泡沫体积有所减小, 泡沫生成受到了抑制。这是因为当聚合物浓度增加时, 固体组分的沉降速率加快, 聚合物对最上层泡沫的影响变弱, 最上层泡沫的热

稳定性变差, 致使泡沫体积减小, 对此可以加入悬浮剂以提升固体组分的悬浮能力, 降低其沉降速率。

分别向不同浓度(2、3、4 g/L)的聚合物溶液中加入 5 g/L 的发泡剂 AOS 和按 HPAM 及 $\text{Na}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$ 质量比为 3:1 加入 $\text{Na}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$ 构成复合泡沫调剖体系。不同泡沫调剖体系的泡沫体积随时间的变化如图 2 所示。普通 AOS 发泡剂体系的泡沫半衰期为 25 h, 而复合泡沫调剖体系的半衰期为 75~80 h, 这表明加入的聚合物和 $\text{Na}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$ 能提升泡沫的稳定性。这是因为 HPAM 侧链含有大量酰胺基, 易形成氢键产生吸附作用; 而 $\text{Na}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$ 水解后会生成无机凝胶, $-\text{Si}-\text{O}-\text{Si}-$ 键同样有很强的吸附能力, 氢键和 $-\text{Si}-\text{O}-\text{Si}-$ 键共同作用在液膜表面, 提高了泡沫调剖体系的稳定性^[16-18]。

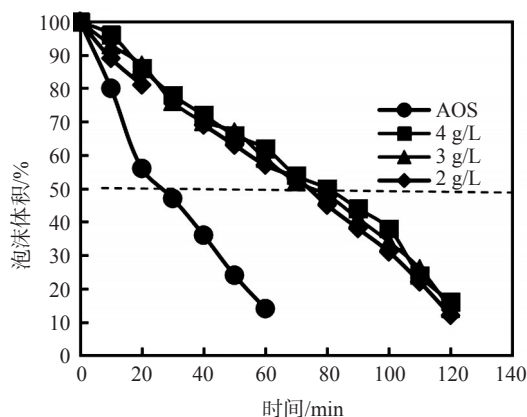


图2 不同泡沫调剖体系的泡沫体积随时间的变化(130 °C)

2.2 流变性能

低渗透储层具有极其复杂的地下环境, 当泡沫液注入地层后, 尺寸不一的孔隙、喉道、壁面会对泡沫产生挤压、碰撞、切割等作用, 部分泡沫破裂, 泡沫的黏度随之降低, 封堵能力减弱, 因此泡沫的强度是决定其能否发挥封堵作用的关键^[19-20]。通过流变仪测试了不同复合泡沫调剖体系的流变性能, 结果如图 3 所示。随着剪切速率的增加, 泡沫调剖体系的表现黏度不断降低。随着聚合物浓度的增加, 对气泡的吸附能力增强, 气泡开始接触和碰撞, 并受到强烈的挤压开始变形, 因此在受到剪切作用时, 聚合物浓度更高的泡沫调剖体系能产生更大的流动阻力, 宏观上即表现出更高的黏度和更强的稳定性。复合泡沫调剖体系具有很强的抗剪切能力,

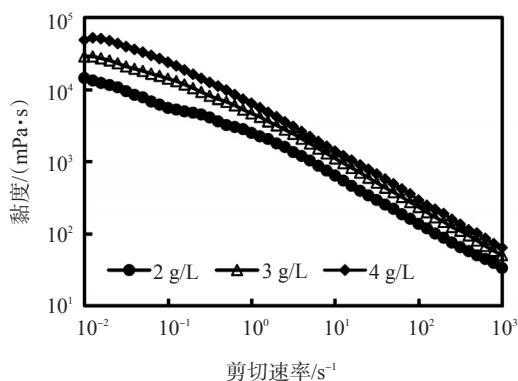


图3 不同泡沫调剖体系的流变性能

当剪切速率高达 1000 s^{-1} 时, 聚合物浓度为 2、3、4 g/L 的复合泡沫调剖体系黏度分别为 33、50、64 $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

2.3 封堵性能

泡沫调剖体系处于油藏内部时, 泡沫在不同位置受到不同的剪切力作用。在渗透率很低的致密孔隙中, 剪切力的作用效果极强, 大量气泡变形破裂, 整体呈现出“低渗透区域发泡少, 几乎不发泡”的特点。而在高渗透区域时, 泡沫受到的剪切效应较弱, 发泡能力未被过多削弱, 因而呈现出很强的封堵能力。泡沫的这一特性在宏观上即表现为选择性封堵作用, 迫使气体转向流动到低渗透区域, 渗透到地层深处, 进一步扩大气体的波及范围。

先向岩心中注入 2 PV 的空气, 再注入 1 PV 的复合泡沫调剖体系 (聚合物浓度为 2 g/L), 然后再注入 2 PV 的空气, 注入过程中注入压力随注入体积的变化见图 4。注入性实验分为 3 个阶段: 第 1 个阶段注入空气, 当注入 1 PV 的空气时气体开始突破, 压差迅速下降; 第 2 阶段在注入 2 PV 空气之后转 1 PV 的复合泡沫调剖体系, 随着复合泡沫调剖体系的注入, 压差不断上升, 未出现注不进现象; 第 3 阶段继续再注 2 PV 空气, 压差继续上升, 且明显高于第一阶段。复合泡沫调剖体系进入岩心后在大孔隙生成大量气泡, 形成封堵作用, 促使该区域渗透率降低, 而聚合物水解后产生强烈吸附作用, 生成的无机凝胶通过 $-\text{Si}-\text{O}-\text{Si}-$ 键作用于岩石表面形成涂层, 使得渗流阻力进一步增大, 气泡和聚合物的耦合效应致使后续驱替空气转向低渗透区域, 深入未动用储层, 扩大波及范围^[21]。

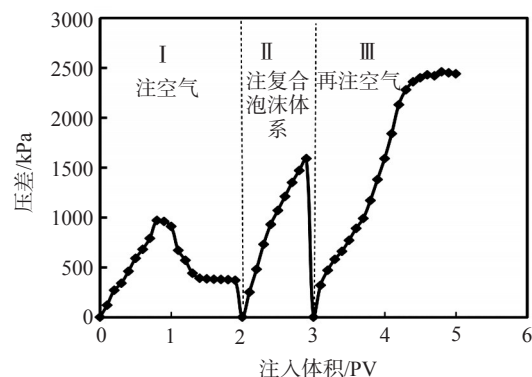


图4 注入过程中压力随注入体积的变化

两个气测渗透率分别为 37.37×10^{-3} 和 $33.46 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心, 注入复合泡沫调剖体系后, 气测渗透率分别降为 0.57×10^{-3} 和 $0.41 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 复合泡沫调剖体系对岩心的封堵率分别达到 98.47% 和 98.77%, 封堵效果良好。

注入调剖剂的本质是促使非均质储层变得相对均质, 调剖剂注入后分布是否均匀, 能否有效作用于整个基质对后续驱油效果有重要影响。对注入调剖剂后的两块岩心进行了 CT 扫描, 结果如图 5 所示。可以清楚地发现, 调剖剂在岩心断面及整体表面均有分布, 尤其在大孔隙处, 形成了有效的封堵。由此可见, 该调剖剂能够在岩心内部进行有效渗流, 并作用于岩心内部, 整体上具有较好的封堵效果。

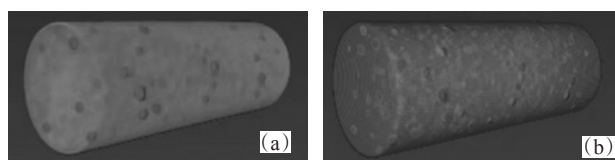


图5 注入调剖剂后两块岩心的CT扫描照片

2.4 提高采收率效果

空气流动性极强, 驱替过程中容易沿高导流通道窜流, 造成生产时间过短, 波及效率较低, 整体驱油效率不高。气驱-水气交替驱和气驱-调驱剂驱-气驱过程中驱油效率和注入压力随注入体积的变化见图 6。随着空气注入量的增加, 注入压力逐渐升高, 当注入量达到 1 PV 左右时, 注入压力达到峰值, 之后气体突破, 注入压力迅速下降, 产油量不再上升, 气驱驱油效率为 36% 左右。为确保实验的准确性, 在气体突破之后仍继续注入空气至 2 PV, 而后分别进行气水交替和注入调剖体系驱替实验。

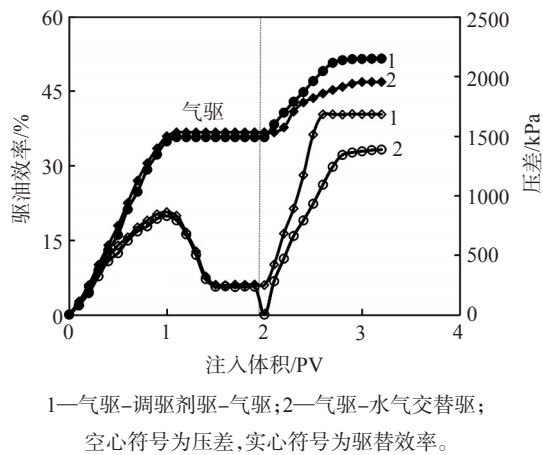


图6 气水交替和注调剖剂对空气驱的改善效果对比

气水交替是目前应用较为广泛的一种驱替方式^[22], 可以明显改善驱替前缘, 提高波及效率。水相在毛细管力的作用下进入小孔隙将油相置换出来, 气相通过膨胀萃取作用促使原油向下游运移, 同时气水交替能够提升气体黏度, 改善流度比, 起到一定的封窜效果。当连续气驱转为气水交替后, 注入压力明显升高, 峰值为 1680 kPa, 气窜得到抑制, 同时原油不断产出, 注入量为 2.7 PV 时生产结束, 最终驱油效率为 46.83%, 相比空气驱驱油效率提高了 10.14%。

气驱后先注入 1 PV 的复合泡沫调剖体系再进行空气驱, 相比气水交替, 复合泡沫调剖体系同样能够改善流度比, 但增黏效果却远大于水, 封堵能力更强^[23-24]。注复合泡沫调剖体系后转气驱阶段注入压力不断上升, 峰值为 1380 kPa, 生产时间被延长至 2.9 PV, 最终驱油效率为 51.55%, 较空气驱驱油效率提高 15.81%。与注入气水交替不同的是, 泡沫调剖体系能通过选择性封堵降低高渗透通道的渗透率, 促使后续气驱过程中空气进入未被波及的区域, 最终使得宏观波及效率和微观驱油效率同时提高。

气水交替与泡沫调剖体系均能抑制气窜, 延长生产时间。但相较而言, 泡沫调剖体系的驱油效果明显更好。分析认为气水交替使得注入空气量相对减少, 空气的低温氧化效应也相应减弱, 因此驱油效果受到限制。同时气水交替的压差峰值 (1680 kPa) 高于注泡沫调剖体系后转气驱的压差峰值 (1380 kPa), 表明气水交替的注入难度较大。从生产时间来看, 气水交替延长生产时间至 2.7 PV, 而注泡沫调剖体系延长生产时间至 2.9 PV, 这是因为泡

沫的选择性封堵使空气的运移路程变长, 在多孔介质中滞留和与原油接触作用的时间延长。本次实验温度高达 130 °C, 普通泡沫在高温下极易分解, 作用效果变差, 而复合泡沫调剖体系克服了这一缺点, 且同时兼有聚合物增黏和泡沫驱调剖的双重优势, 聚合物的吸附作用使调剖体系的黏度远大于普通泡沫, 泡沫稳定性更高, 封堵能力更强。因此泡沫能充分发挥选择性封堵作用, 占据层间大部分大孔隙, 迫使气体转向进入中低渗透储层, 扩大了波及范围, 使更多小孔隙中的原油被驱替出来。

3 结论

复合泡沫调剖体系中聚合物水解后形成的氢键和—Si—O—Si—键, 产生强烈吸附作用, 降低了表面张力, 提升了泡沫的稳定性, 并使体系呈现出更高的黏度和更强的抗剪切能力。

复合泡沫调剖体系对渗透率约 $35 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心封堵率高达 98% 以上, 能很好地抑制气窜; 该体系在岩心内形成了有效流动, 并对大孔道形成封堵, 能够作用于整个岩心, 改善非均质性。

在气体突破后气水交替方式可提高驱油效率 10.14%; 而采用注复合泡沫调剖体系再转气驱提高驱油效率 15.81%, 调剖效果明显优于气水交替。

参考文献:

- [1] GUTIERREZ D, KUMAR V, MOORE R G, et al. Case history and appraisal of the west Buffalo Red Unit high-pressure air injection project [C]// SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Dallas, Texas, April 1-3, 2007.
- [2] 张志刚, 高峰, 刘志彬. 裂缝性油藏注气提高采收率[J]. 科技研究, 2014(22): 668-668.
- [3] 文玉莲, 杜志敏, 郭肖, 等. 裂缝性油藏注气提高采收率技术进展[J]. 西南石油大学学报, 2005, 27(6): 48-52.
- [4] 廖广志, 杨怀军, 蒋有伟, 等. 减氧空气驱适用范围及氧含量界限[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(1): 105-110.
- [5] 曹维福, 曹维政, 张虢雷, 等. 空气低温氧化原油产气的爆炸极限研究[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2009, 31(6): 25-26.
- [6] 李振泉, 殷勇, 王其伟, 等. 气水交替注入提高采收率机理研究进展[J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(2): 22-26.
- [7] 赵辉, 王传飞, 侯健, 等. 倾斜油藏水气交替驱提高采收率机理研究[J]. 石油天然气学报, 2009, 31(5): 135-139.
- [8] 杜建芬, 刘伟, 郭平, 等. 低渗透油藏气水交替注入能力变化规律研究[J]. 西南石油大学学报, 2011, 33(5): 114-117.

- [9] SLATTERY J C. Interfacial effects in the displacement of residual oil by foam[J]. *AIChE J*, 1979, 25(2): 283 - 289.
- [10] CHEN M, WANG H, LIU Y, et al. Corrosion behavior study of oil casing steel on alternate injection air and foam liquid in air-foam flooding for enhance oil recovery [J]. *J Pet Sci Eng*, 2018, 165: 970-977.
- [11] BAI B J, LI L X, LIU Y Z, et al. Preformed particle gel for conformance control: factors affecting its properties and application [C]// *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa, Oklahoma, April 17-21, 2004.
- [12] 王志瑶, 邵振波, 孟静, 等. 影响预交联体膨颗粒调剖体系膨胀倍数的因素分析[J]. *石油天然气学报*, 2005, 27(2): 130-131.
- [13] 刘影, 刘永建, 范英才, 等. 蒸汽驱开发后期热空气泡沫复合驱油研究[J]. *特种油气藏*, 2018, 25(4): 118-122.
- [14] 唐孝芬, 杨立民, 刘玉章, 等. 新型无机凝胶涂层深部液流转向剂[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(1): 76-81.
- [15] ETEMADS, KANTZASA, BRYANTS. Experimental investigation of CO₂ foam stability enhancement by partitioning particles[J]. *J Pet Sci Eng*, 2020, 194: 107540.
- [16] LIU Q, QU H, LIU S, et al. Modified Fe₃O₄ Nanoparticle Used for Stabilizing Foam Flooding for Enhanced Oil Recovery [J]. *Colloids Surf A*, 2020, 605: 125383.
- [17] RANJAN P, SUBRATA B, PANKAJ T. Effects of CO₂-foam stability, interfacial tension and surfactant adsorption on oil recovery by alkaline-surfactant-alternated-gas/CO₂ flooding [J]. *Colloids Surf A*, 2020, 597: 124799.
- [18] WANG T, FAN H, YANG W, et al. Stabilization mechanism of fly ash three-phase foam and its sealing capacity on fractured reservoirs[J]. *Fuel*, 2020, 264: 116832.
- [19] LI S, WANG Q, ZHANG K, et al. Monitoring of CO₂ and CO₂ oil-based foam flooding processes in fractured low-permeability cores using nuclear magnetic resonance (NMR) [J]. *Fuel*, 2020, 263: 116648.
- [20] PAL N, MANDAL A. Numerical simulation of enhanced oil recovery studies for aqueous gemini surfactant polymer-nanoparticle systems[J]. *AIChE J*, 2020, 66(11): 17020.
- [21] HARATI S, BAYAT A E, SARVESTANI M T. Assessing the effects of different gas types on stability of SiO₂ nanoparticle foam for enhanced oil recovery purpose [J]. *J Mol Liq*, 2020, 313: 113521.
- [22] TORE B, 高贵生. 利用泡沫控制 Snorre 油田的气体流度: 泡沫辅助水气交替注入项目 [J]. *石油勘探与开发*, 2003, 30(1): 101-108.
- [23] HURTADO Y, FRANCO C A, RIAZI M, et al. Improving the stability of nitrogen foams using silica nanoparticles coated with polyethylene glycol[J]. *J Mol Liq*, 2019, 300: 112256.
- [24] 赵长久, 麻翠杰, 杨振宇, 等. 超低界面张力泡沫体系驱先导性矿场试验研究 [J]. *石油勘探与开发*, 2005, 32(1): 127-130.

Performance of Anti-gas-channeling Polymer Foam System in High Temperature Low Permeability Reservoir

CHEN Hao^{1,2}, YANG Ran^{1,2}, LIU Xiliang^{1,2}, TAN Xianhong³, TIAN Xiaofeng³, LI Bowen^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, Beijing 102249, P R of China; 2. College of Safety and Ocean Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, P R of China; 3. CNOOC Research Institute, Beijing 100027, P R of China)

Abstract: Gas channeling is easy to occur during air injection in Bohai 34-2 high temperature and low permeability reservoir. There are many limitations in conventional control methods, so it is urgent to study new profile control technology. Based on the dual characteristics of polymer viscosity increasing and foam profile control, a new polymer foam profile control system was developed, and the foam stability and shear resistance of the system were tested. The plugging performance and action range of the new profile control system were evaluated through indoor displacement experiment and CT scanning. On this basis, the two-dimensional model was used to carry out the anti channeling experiment of water gas alternation (WAG) after air injection and the anti channeling experiment of profile control agent after air injection. The results showed that the plugging rate of core with permeability of $35 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ was up to 98% at 130 °C and the gas channelling could be well suppressed by the polymer foam profile control system. After gas breakthrough, WAG method could improve oil displacement efficiency by 10.14%. However, the oil displacement efficiency was improved by 15.81% using the injection compound foam profile control system and then gas flooding, which was more than 5% higher than that of conventional WAG. Polymer foam profile control system had good plugging ability and could enhance oil recovery under high temperature, which provided a new idea for gas injection and channeling prevention in similar high temperature and low permeability reservoirs.

Keywords: high temperature and low permeability reservoir; air injection; profile foam system; anti-channeling technology