文章编号:1000-4092(2019)03-477-05

低渗透裂缝性油藏两级封窜扩大波及体积技术*

王凤刚[1],侯吉瑞[2],赵凤兰[2],唐永强[3],张 震[1]

(1. 中海油能源发展工程技术公司,天津 300459;2. 中国石油大学(北京)提高采收率研究院,北京 102249;
3. 中国石化勘探开发技术研究院,北京 100083)

摘要:为降低低渗透油藏CO_2驱油过程中窜逸现象的发生,选取低渗二维饼状岩心,用压裂设备逐渐加压对岩心造裂缝,采用反五点法模拟超前注水后低渗透油藏的开发,进行改性淀粉凝胶封堵裂缝后水驱、乙二胺封堵气窜通道后CO_2驱两级封窜实验。结果表明,改性淀粉凝胶可有效封堵地层中的裂缝,水驱及改性淀粉凝胶一级封窜裂缝后的采收率为23.4%;一次CO_2驱期间出现气窜,但气窜阶段仍是提高采收率的重要阶段,一次CO_2驱的采收率为21.3%;乙二胺可有效封堵低渗层气窜通道,扩大CO_2波及体积,乙二胺二级封窜后CO_2驱采收率为15.0%。在反五点法岩心物理模拟实验中,水驱及水驱后改性淀粉凝胶一级封窜地层中裂缝+CO_2非混相驱后乙二胺二级封窜气窜通道的采收率为59.6%,增油效果明显。图5表4参26

关键词:低渗透油藏;二氧化碳非混相驱;反五点法;两级封窜;采收率

中图分类号:TE357.45 **文献标识码**:A **DOI**:10.19346/j.cnki.1000-4092.2019.03.018

低渗透油藏具有孔隙结构复杂、喉道狭窄、裂缝发育、非均质性严重等特点[1-4],能量补充和有效驱替系统的形成均较困难,导致水驱采收率较低[5-8]。由于CO_2具有低黏度、易膨胀和降低原油界面张力的特性[9-10],注CO_2是低渗油藏开发的重要技术手段[11]。然而,低渗透油藏裂缝发育广泛,若要启动基质中的原油,必须对裂缝进行封堵[12-13],而且CO_2与原油之间不利的流度比也会在基质中形成气体窜流通道[14-15]。这就需要分别针对裂缝及基质进行两级精细封窜研究。

针对裂缝窜流通道,选用改性淀粉凝胶调堵剂。该调堵剂以改性淀粉为刚性骨架[16],结合丙烯酰胺柔性支链,形成立体交联网状大分子共聚物[17-18],在油藏中具有良好的运移性和选择注入性[19-20];同时,成胶后封堵强度高,可保证后续注入水启动低渗透层[21]。针对气窜通道,侯吉瑞等[22]研制了一种低渗透油藏基质二氧化碳驱油用的防窜剂。该防窜剂以乙二胺为主剂,当油藏温度达到或者超过乙二胺沸点时,乙二胺的流态接近气态[23],能保证主剂有较好的注入性能,通过乙二胺与CO_2反应生成的氨基甲酸盐选择性封堵气窜通道来扩大波及体积[24]。考虑到岩心的尺寸和几何形状对实验结果影响较大,笔者选取了低渗、非均质的二维岩心,用压裂设备逐渐加压,对岩心造大裂缝和微裂缝,采用反五点法对模型进行了水驱及改性淀粉凝胶封堵裂缝的一级封窜及CO_2驱和有机胺封窜的系列化实验,研究了超前注水后低渗油藏CO_2驱辅以两级封窜扩大波及体积技术对反五点法井网模型的增油效果。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

延长油田某区块脱气原油,黏度平均值9.8 mPa·s;地层水矿化度102 g/L,离子组成(mg/L)为:HCO_3^- 152、Cl^- 62600、Ba^{2+} 218、Mg^{2+} 918、Ca^{2+} 5740、

* **收稿日期**:2018-12-03;**修回日期**:2019-03-07。

基金项目:国家科技支撑计划"陕北煤化工CO_2捕集、埋存与提高采收率技术示范"(项目编号2012BAC26B00)。

作者简介:王凤刚(1988–),男,中级工程师,中国石油大学(北京)油气田开发工程专业硕士(2014),从事油气田开发方面的工作,通讯地址:300459 天津滨海新区海川路2121号渤海石油管理局A座703,E-mail:wangfg9@cnooc.com.cn。

K^++Na^+ 32100；无水乙醇、乙二胺、丙烯酰胺、过氧化物类交联剂、偶氮类引发剂，化学纯，国药集团化学试剂北京有限公司；改性淀粉凝胶，自制，配方为[25]：4.5%～7%改性淀粉＋5%～7%丙烯酰胺＋0.05%～0.2%过氧化物类交联剂＋0.1%～1%偶氮类引发剂；天然露头岩心，切割成圆饼状，岩心直径40 cm，厚5.5 cm，孔隙体积670 mL，孔隙度13.67%，含油饱和度61.94%。岩心正中间的注入端0#代表油田现场的注入井，1～4#表示岩心的不同取样点，代表油田现场的采出井，注采井距18.9 cm（图1）。

高压恒速恒压泵，中间容器，饼状岩心加持器，手摇泵，气体计量装置，液体收集装置，传感器及配套计算机设备等（图1）。其中，饼状岩心加持器能提供30 MPa的压力，用于放置直径40 cm、厚度4～6 cm的岩心，岩心腔室下部有活塞可以提供轴压，周围有橡胶套筒可以提供围压来固定岩心。

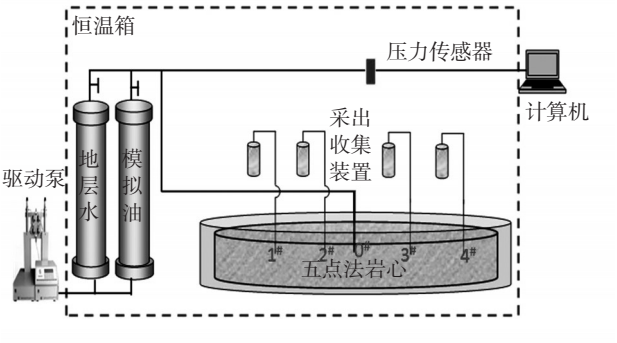


图1 径向流模型驱替流程图

1.2 实验方法

（1）实验条件以延长油田某反五点井网区块的地层条件为依据：温度50℃，平均渗透率3.7×10^{-3} μm²，平均孔隙度11.9 %，地层压力7.5～8.5 MPa，原油黏度9.8 mPa·s。采用反五点井网相对渗透率的简易计算算法，通过驱替数据计算岩心各方向上的水测渗透率[26]。其中1#、2#、3#、4#取样点方向的基质水测渗透率分别为4.6×10^{-3}、7.4×10^{-3}、8.4×10^{-3}、10.0×10^{-3} μm²。测定基质渗透率后，用压裂设备逐渐加压对岩心造裂缝。

（2）一级封窜。①从岩心正中间的注入井以0.5 mL/min的速度进行水驱，待取样点采出液含水率超过90%时，停止水驱，记录数据；②从注入井以0.3 mL/min的速度注入10 mL改性淀粉凝胶+5 mL清水段塞，候凝48 h待其成胶，其中凝胶的用量可根据实际情况调整；③重复步骤①、②，待各井无含水率陡升现象、提高采收率幅度缓慢时停止实验。

（3）一次CO_2驱。在4个取样点的出口端连接回压阀，并设置回压为3000 kPa，通过恒压泵控制注入井的注入压力为5000 kPa，采用恒压方式从注入井进行CO_2驱油；当4个取样点不出油时停止CO_2驱油实验。

（4）二级封窜。①通过恒压泵设置注入井注入压力为5500 kPa，从注入井注入10 mL无水乙醇段塞+30 mL乙二胺段塞+10 mL后置乙醇段塞，候凝24 h待其完全反应；②通过恒压泵控制注入井压力为6000 kPa，采用恒压方式进行CO_2连续驱油；当4个取样点不出油时停止CO_2驱油实验。

2 结果与讨论

2.1 一级封窜

通过注水启动裂缝、微裂缝及岩心中大孔道的原油和通过注入改性淀粉凝胶对裂缝、微裂缝进行一级封窜。改性淀粉凝胶可在不同油藏温度（30～90℃）、不同矿化度（5～200 g/L）的地层水条件下成胶，成胶时间15～60 h可调。多轮次水驱实验中，1～4#取样点驱替过程的数据见表1。水驱及改性淀粉凝胶封堵裂缝过程的总采收率为23.4%。在一次水驱过程中，只有1#和3#见油，驱替压力仅约为28 kPa（图2），可见水驱动1#和3#附近裂缝中的原油。由1#取样点一级封窜动态曲线（图3）可见，注入改性淀粉凝胶和后续二次水驱过程中，1#取样点含水率从80%增至91%，说明改性淀粉凝胶封堵住1#附近的大裂缝，后续水启动了大裂缝之外的原油；注入改性淀粉凝胶和后续第三次水驱过程中，与二次水驱结果相比，含水漏斗深且宽，采收率增幅高，说明后续第三次水驱启动了高渗层大孔道中的原油。

表1 岩心一级封窜的水驱采收率

取样点	水驱采收率/%			
	一次	二次	三次	总
1#	3.3	0.7	3.2	7.2
2#	0	0	0	0
3#	3.8	0.5	2.0	6.3
4#	0	3.7	6.1	9.8

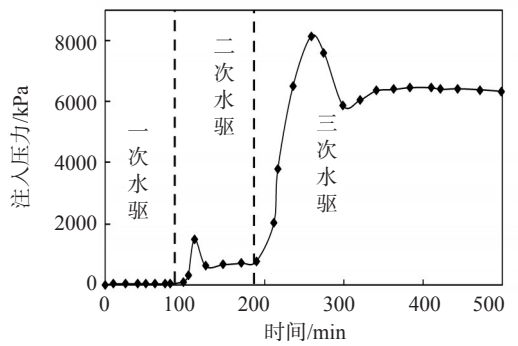


图2　注入井注入压力动态曲线

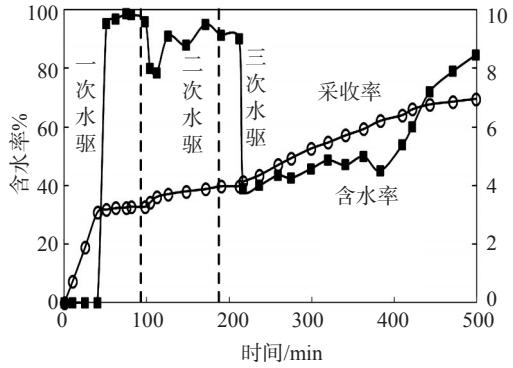


图3　1#取样点一级封窜动态曲线

2.2　一次CO_2驱

经过多轮次调堵后，由裂缝及微裂缝造成的地层的非均质性得到了有效地改善，再通过注入CO_2启动低渗层中的原油。把CO_2驱的开始时间设为0 min，开始驱替时各井的采收率设为0。从表2数据可知，一次CO_2驱过程中，1～4#取样点的采收率均有所增加，且增幅相近，区块总采收率增幅为21.3%，说明改性淀粉凝胶堵剂堵住裂缝，CO_2启动了低渗层中的原油。

表2　岩心一次CO_2驱采收率*

取样点	时间/min			采收率%		
	见液	见气	气窜	气窜前	气窜后	总
1#	60	310	789	3.7	0.8	4.5
2#	123	187	691	5.5	0.3	5.8
3#	30	159	751	4.5	0.6	5.1
4#	30	93	630	4.8	1.1	5.9

*注气压差2000 kPa。

以1#取样点为例，绘制出口端含水率、采收率、瞬时流量与时间的关系曲线（图4）。由于流度、密度差等因素，气体在岩心中逐渐形成指进，在驱替前缘形成油气带，油气带推动着油到达出口。随着油被驱出，油气带到达出口，此时表现为出口端出油，伴有少量气泡冒出，表现为油为连续相，气为分散相，此时称为“见气”；随后气泡越来越多，直至气体为连续相，油伴随着气泡喷出、为分散相，出口端的出气量陡然上升，此时定义为“气窜”。由出口端瞬时流量曲线可见，气体流量经历了无气、逐渐增加、平缓三个阶段，当曲线出现平缓时即形成了气窜通道。从310 min开始，出口端见气，此阶段为提高采收率的主要阶段；789 min后，气体曲线平缓形成了气窜通道，含水率降为0，采收率曲线增加，增幅为0.79%，占1#取样点一次CO_2驱总采收率（4.5%）的17.5%，说明气窜阶段仍是提高采收率的重要阶段。

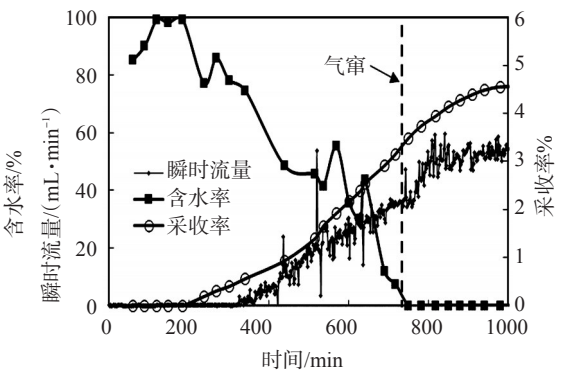


图4　1#取样点CO_2驱替动态曲线

2.3　二级封窜

在CO_2浓度高的气体通道，乙二胺与CO_2反应可生成足够多的氨基甲酸盐封堵基质中的指进通道。由于CO_2与原油不利的流度比形成了气窜通道，注入乙二胺堵剂封堵气窜通道，再通过后续二次CO_2驱启动低渗油层基质中的残余油和剩余油。

把乙二胺开始注入的时间设为0 min，采收率为0，去除候凝时间，4个取样点的CO_2驱采收率见表3。

表3　岩心二级封窜的采收率*

取样点	时间/min			采收率%		
	见液	见气	气窜	气窜前	气窜后	总计
1#	5	5	590	3.6	0.2	3.8
2#	13	13	740	5.3	0.5	5.8
3#	15	20	724	3.0	0.2	3.2
4#	7	7	280	2.1	0.1	2.2

*注气压差3000 kPa。

4#取样点出口端气窜时间较短，并且气窜后长时间不出液，在283 min对4#取样点进行关井处理。有机胺封窜及二次CO_2驱过程中，1～4#取样点的采收率均有所增加，区块总采收率增幅为15.0%，说明有机胺封堵了窜流通道，后续CO_2驱提高了原油采收率。

2.4 两级封窜汇总

整理径向流驱油各阶段实验数据，得出CO_2驱两级封窜实验的数据（表4）和动态曲线（图5）。从表4数据可知，反五点法模型CO_2驱油效果实验中，1～4#取样点的采收率均有所增加，总采收率为59.6%。在水驱阶段，驱替压差最终稳定在6000 kPa左右，CO_2驱阶段的驱替压差为2500 kPa，说明在低渗透油藏，CO_2驱启动原油的压差远小于水驱。

表4 径向流驱油实验采收率汇总表

岩心取样点	采收率/%			
	一级封窜	一次CO_2驱	二级封窜	总计
1#	7.2	4.5	3.8	15.5
2#	0.0	5.8	5.8	11.6
3#	6.3	5.1	3.2	14.6
4#	9.8	5.9	2.2	17.9
合计	23.3	21.3	15.0	59.6

由图5可见，随着驱替时间的增加，采收率曲线呈阶梯状增加，含水率曲线先上升后迅速降至0。在一级封窜过程中，由于改性淀粉凝胶对窜流通道的封堵，后续水驱启动了地层中的原油，采收率曲线增加，含水率最后升至66.2%；一次CO_2驱阶段，含水率曲线在短暂的升高后迅速下降，采收率大幅提高，此阶段为提高采收率的主要阶段，当形成气窜通道后，含水率降为0，地层中为气、油两相流动，采收率增幅变缓；二级封窜阶段，采收率提高了15.0%，说明乙二胺封堵了气窜通道，二次CO_2驱启动了地层中的剩余油和残余油。一次水驱过程中，压力基本稳定在28 kPa左右。在注入堵剂和后续二次水驱过程中，压力升高到1500 kPa，然后稳定在650 kPa左右，明显高于一次水驱，说明改性淀粉凝胶起到了封堵裂缝的作用。在注入凝胶堵剂和后续三次水驱过程中，压力升高到8152 kPa，然后稳定在6400 kPa，采收率进一步升高，说明凝胶起到了封堵高渗层的作用，且后续水驱未驱动凝胶（图2）。注入有机胺后，以3000 kPa的注采压差进行后续二次CO_2驱过程中，瞬时流量明显降低，且各取样点的采收率增加，说明乙二胺能进入地层与孔隙中的CO_2反应，封堵住气窜通道。

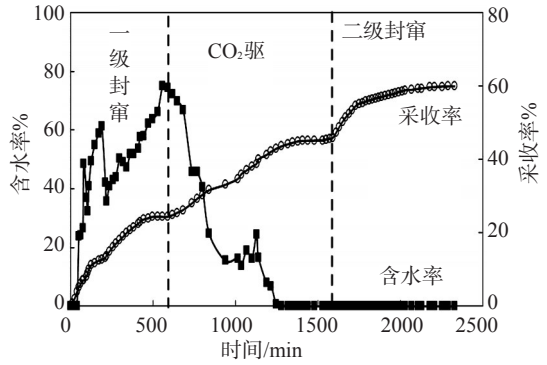


图5 CO_2驱两级封窜动态曲线

3 结论

改性淀粉凝胶堵剂注入性和稳定性好，封堵能力强，可用来封堵裂缝及深部调堵。乙二胺能封堵低渗层气窜通道，扩大CO_2波及体积。在反五点法岩心物理模拟实验中，水驱及水驱后改性淀粉凝胶一级封窜地层中裂缝+CO_2非混相驱后有机胺二级封窜气窜通道总采收率59.6%，为我国陆相沉积的裂缝性低渗透油藏的开发提供了研究思路。

参考文献：

[1] 袁士义，王强. 中国油田开发主体技术新进展与展望[J]. 石油勘探与开发，2018，45(4)：657-668.

[2] 杨正明，于荣泽，苏致新，等. 特低渗透油藏非线性渗流数值模拟[J]. 石油勘探与开发，2010，37(1)：23-26.

[3] 郝明强，刘先贵，胡永乐，等. 微裂缝性特低渗透油藏储层特征研究[J]. 石油学报，2007，28(5)：93-98.

[4] 姚约东，葛家理. 低渗透油藏不稳定渗流规律的研究[J]. 石油大学学报(自然科学版)，2003，27(2)：55-58.

[5] 李松泉，程林松，李秀生，等. 特低渗透油藏非线性渗流模型[J]. 石油勘探与开发，2008，35(5)：606-612.

[6] 杨胜来，杭达震，孙蓉，等. CO_2对原油的抽提及其对原油黏度的影响[J]. 中国石油大学学报(自然科学版)，2009，33(4)：85-88.

[7] 李东霞，苏玉亮，高海涛，等. 二氧化碳非混相驱油黏性指进表征方法及影响因素[J]. 油气地质与采收率，2010，17(3)：63-66.

[8] 何岩峰，李栋，胡杰，等. 二氧化碳非混相驱油藏沥青质沉淀规律研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版)，2011，26(4)：28-31.

[9] 赵凤兰，张蒙，侯吉瑞，等. 低渗透油藏CO_2混相条件及近混相驱区域确定[J]. 油田化学，2018，35(2)：274–275.
[10] 李士伦，周守信，杜建芬，等. 国内外注气提高石油采收率技术回顾与展望[J]. 油气地质与采收率，2002，9(2)：1–5.
[11] 杨永智，沈平平，张云海，等. 中国CO_2提高石油采收率与地质埋存技术研究[J]. 大庆石油地质与开发，2009，28(6)：262–267.
[12] 王平美，罗健辉，林远平，等. 低渗透裂缝型油田长效智能深部调驱技术[J]. 油田化学，2018，35(2)：253–256.
[13] 郭平，霍丽君，姜彬，等. 芳48 CO_2驱油先导试验区水气交替参数优化[J]. 中国石油大学学报(自然科学版)，2013，36(6)：89–93.
[14] 王军良，李桂璇，周义明，等. 二氧化碳在油气田地质封存中溶解物性的研究进展[J]. 油田化学，2018，35(3)：551–553.
[15] 彭松水. 胜利正理庄油田特低渗透油藏CO_2驱气窜规律研究[J]. 石油天然气学报，2013，35(3)：148–149.
[16] 高云丛，赵密福，王建波，等. 特低渗油藏CO_2非混相驱生产特征与气窜规律[J]. 石油勘探与开发，2014，41(1)：79–85.
[17] 杨立民，侯吉瑞，宋新民，等. 大老爷府低渗透油田深部调剖技术研究[J]. 大庆石油地质与开发，2007，26(5)：94–97.
[18] 杨立民，侯吉瑞，宋新民. 低温低渗透砂岩油藏窜流大孔道深部封堵技术研究[J]. 油田化学，2008，23(4)：65–69.
[19] 徐宏明，侯吉瑞，赵凤兰，等. 非均质油藏封窜及化学驱复合技术研究[J]. 油田化学，2013，30(1)：80–82.
[20] 李宏岭，侯吉瑞，岳湘安，等. 地下成胶的淀粉-聚丙烯酰胺水基凝胶调堵剂性能研究[J]. 油田化学，2006，22(4)：358–361.
[21] 张同凯，侯吉瑞，赵凤兰，等. 定位组合调驱技术提高采收率实验研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版)，2012，26(6)：47–51.
[22] 侯吉瑞，刘中春，赵凤兰. 用于特低渗透油藏进行二氧化碳驱油的防窜剂及其应用：CN101173166[P]. 2014-02-05.
[23] 庄永涛，刘鹏程，张婧瑶，等. 大庆外围油田CO_2驱注采参数优化研究[J]. 钻采工艺，2014，37(1)：23–28.
[24] 郝宏达，侯吉瑞，赵凤兰，等. 低渗透非均质油藏二氧化碳非混相驱窜逸控制实验[J]. 油气地质与采收率，2016，23(3)：96–100.
[25] 王凤刚，赵凤兰，侯吉瑞，等. 调堵结合技术可行性研究及参数优化[J]. 科学技术与工程，2014，14(26)：215–217.
[26] 唐永强，吕成远，侯吉瑞. 用五点井网生产数据计算相对渗透率的简易算法[J]. 大庆石油地质与开发，2016，35(1)：72–74.

Enlargement Swept Volume Technology by Two Stages Sealing in Low Permeability Reservoirs with Cracks

WANG Fenggang[1], HOU Jirui[2], ZHAO Fenglan[2], TANG Yongqiang[3], ZHANG Zhen[1]

(*1. CNOOC Energy Technology & Services-engineering & Technology Services Co., Tianjin 300459, P R of China; 2. Research Institute of Enhanced Oil Recovery, China University of Petroleum, Beijing 102249, P R of China; 3. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Sinopec, Beijing 100083, P R of China*)

Abstract: In order to reduce the occurrence of different degrees of CO_2 channeling during the CO_2 flooding in low permeability reservoirs, the low-permeability and heterogeneous plane-section cores were selected, and large cracks and micro-cracks were created in the cores. The anti-five-point method was used to carry out the water flooding and CO_2 immiscible flooding experiments. The development after water flooding were simulated. Two-stage sealing experiment were carried, which was CO_2 flooding after water flooding with modified starch gel plugging cracks and $C_2H_8N_2$ blocking gas channel. The experiment results showed that modified starch gel could block cracks in the formation, and the recovery rate of water flooding was 23.4%. Gas channeling occurred during the first CO_2 flooding, but gas channeling was still an important stage to enhance recovery. The recovery rate of first CO_2 flooding was 21.3%. $C_2H_8N_2$ could block gas channeling effectively and increase the volume of the sweep. The recovery rate of second CO_2 flooding after $C_2H_8N_2$ sealing was 15.0%. In the anti-five-point core physics simulation experiment, modified starch gel's first-stage sealing after water flooding and $C_2H_8N_2$ second sealing after CO_2 flooding had 59.6% recovery rate, indicating obvious oil increment.

Keywords: *low permeability reservoir*; *CO_2 immiscible flooding*; *anti-five-point method*; *two stages sealing*; *recovery rate*