

榆树林油田特低渗透扶杨油层 CO₂ 驱油效果评价

张英芝¹, 杨铁军¹, 杨正明², 肖前华², 王向阳²

1. 中国石油大庆油田有限责任公司, 大庆 163000
2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 廊坊 065007

摘要 针对特低渗透扶杨油层注水开发中存在的注入难、采出难, 水驱开发效果差, 采收率低的问题, 在榆树林油田树101井区开展了扶杨油层 CO₂ 驱油试验。通过现场试验对 CO₂ 驱替状态、开发特征及效果进行了系统评价, 结果表明, 当试验区注入 CO₂ 为 0.1 HCPV (烃类占据的孔隙体积) 时, 通过两次高压物性取样对比, 轻质组分含量增加了 5.7%, 最小混相压力由 32.2 MPa 下降至 28.6 MPa。试验区存在混相、半混相及非混相 3 种驱替状态, 混相区域占 2/8, 半混相占 1/8, 非混相占 5/8。通过研究和矿场实践, 形成了不同注气阶段不同类井的 CO₂ 驱开发调整技术, 试验区采油速度连续 4 年保持在 1% 以上, 数值模拟预测最终采收率比水驱高 10% 以上, 试验区取得了显著的开发效果。

关键词 CO₂ 驱; 特低渗透油田; 扶杨油层

中图分类号 TE311

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2015.05.007

Evaluation of oil displacement by CO₂ at Fuyang extra-low permeability layer in Yushulin oilfield

ZHANG Yingzhi¹, YANG Tiejun¹, YANG Zhengming², XIAO Qianhua², WANG Xiangyang²

1. Daqing Oilfield Limited Company, PetroChina, Daqing 163000, China
2. Langfang Branch, Institute of Porous Flow & Fluid Mechanics, Langfang 065007, China

Abstract Various problems exist in the development of Fuyang extra-low permeability oil layer using water flooding, including injection difficulty, recovery difficulty, low effectiveness, and low recovery rate. To solve these problems, a CO₂ flooding test was carried out at Shu101 well block in Daqing Yushulin Oilfield. Systematic evaluation of the displacement state, development characteristics and effects of CO₂ flooding was conducted. The results show that when the injection rate of CO₂ was 0.1 HCPV, through comparison of high pressure physical properties of two samplings, the light component increased by 5.7%, and the minimum miscibility pressure decreased from 32.2 MPa to 28.6 MPa, a drop of 3.6 MPa. Three kinds of displacement states existed in the test area: miscible, semi-miscible and immiscible phases, which account for 2/8, 1/8, and 5/8, respectively. Through research and oilfield practice, the development and adjustment technology of CO₂ flooding for different gas injection stages and different types of wells was developed. The oil recovery rate in the test area remained above 1% for four consecutive years. Numerical simulation predicted that the ultimate recovery using CO₂ flooding will be 10% higher than that using water flooding.

Keywords CO₂ flooding; ultra-low permeability oilfield; Fuyang reservoir

近年来,特低渗透储量在国内石油探明储量和未动用储量中占了很大的比例,但由于其孔喉结构复杂,喉道半径细

小,黏土矿物含量高,用注水补充能量难以开发。研究表明,注 CO₂ 是特低渗透油藏有效开发的一个重要手段,它比注水

收稿日期:2014-09-16;修回日期:2014-12-14

基金项目:国家油气重大专项(2011ZX05013-006);中石油重大攻关课题(2011B-1203)

作者简介:张英芝,总地质师,研究方向为油气田开发,电子信箱:zhangyingzhi99@sina.com

引用格式:张英芝,杨铁军,杨正明,等.榆树林油田特低渗透扶杨油层 CO₂ 驱油效果评价[J].科技导报,2015,33(5):52-56.

有很好的注入性^[1-5]。但文献中大多数是关于CO₂驱的渗流、腐蚀机制等研究,很少对CO₂驱的油田开发效果进行分析,特别是对不同注气阶段开发调整技术的研究较少。本文以榆林油田特低渗透扶杨油层注气为例进行分析。

榆林油田属于典型特低渗透储层,其气测渗透率为 $1 \times 10^{-3} \sim 5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,扶杨储层所占比例较大,其气测渗透率仅为 $1 \times 10^{-3} \sim 2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,水驱难以有效动用,单井日产油低,仅0.7 t/d;采油速度低,目前仅0.32%;采出程度低,目前地质储量采出程度为5.8%,水驱开发效果差。为此,2007年底在榆林油田树101井区开展注CO₂驱油现场试验,目的探索渗透率为 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右的难采储层有效开发的途径^[6]。

1 树101试验区

树101试验区由4条断层构成较封闭的区域,断层均为正断层,断块内断层不发育,天然裂缝不发育,视线密度仅为0.012条/m。地层倾角变化相对较缓,约为2°~4°,最大主应力方向为东北向70°~80°,平均最大主应力方向77°。试验区沉积环境为三角洲分流平原,共发育5个主力油层FII₁、FIII₁、YI₆、YII₄、YII₂,主力油层平均单井钻遇有效厚度为12.1 m,地质储量 $148.5 \times 10^4 \text{ t}$ 。全井平均单井钻遇砂岩厚度为54.0 m,有效厚度为17.7 m,总储量为 $217.8 \times 10^4 \text{ t}$ 。平均孔隙度为10.0%~10.8%,气测渗透率为 $1.16 \times 10^{-3} \sim 0.96 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,油藏埋深为1806~2283 m,原始地层压力为22.05 MPa,饱和压力4.94 MPa,气油比为22.8 m³/t,地层原油黏度为3.6 mPa·s,地层温度为108℃。

试验区于2007年投注,采用矩形五点面积井网,井距为300和250 m,排距为250 m,共24口井,注气井7口,油井17口,开发3个主力油层YI₆、YII₄、YII₂,储量 $118.7 \times 10^4 \text{ t}$,占总储量的54.5%。

2 CO₂驱油矿场试验效果分析及认识

按照超前注气原则,注气井2007年12月陆续投注,油井2009年4月全部投产完。截至2012年8月底,累积注入液态CO₂为 $10.64 \times 10^4 \text{ t}$,累积产油为 $4.51 \times 10^4 \text{ t}$,阶段采出程度为3.8%,累积注入0.115 HCPV(烃类占据的孔隙体积),年换油率为0.51 t/m³,累积换油率为0.42 t/m³。

2.1 采出原油组分分析和最小混相压力的测试

图1和图2为实验室细管实验中测得的混相驱和非混相驱状况下产出物组分变化曲线。从产出物原油组分分析结果看,无论混相还是非混相驱替,CO₂均能不同程度萃取原油中的轻质组分,混相驱可萃取C₂₅以下组分,非混相驱能够萃取C₁₈以下组分。

通过对试验区树95-碳13井在投产初期及规模见气期(注入CO₂约0.1 HCPV),分别进行高压物性取样,从两次取样原油组分分析结果看,轻质组分增加了5.7%。注气后地层原油泡点压力上升了3.06 MPa,黏度下降至1.7 mPa·s,第2

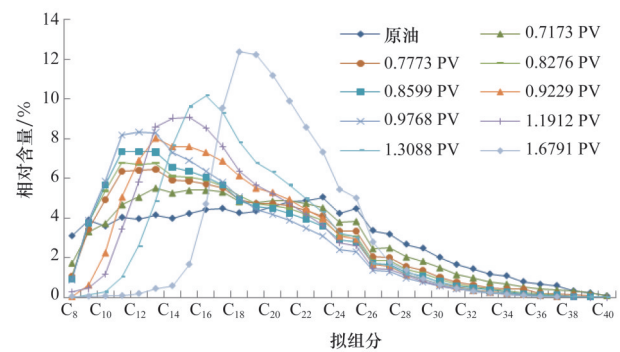


图1 混相驱状况下产出物组分变化

Fig. 1 Variation curve of output components under miscible flooding condition

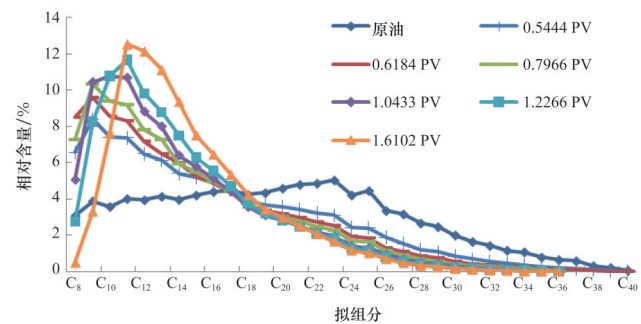


图2 非混相驱状况下产出物组分变化

Fig. 2 Variation curve of output components under immiscible flooding condition

次取样地层原油黏度仅为1.9 mPa·s,气油比由22.8 m³/t上升至50.5 m³/t,上升了27.7 m³/t。利用细管实验测得2次原油的最小混相压力,测试结果表明,最小混相压力由32.2 MPa下降至28.6 MPa,下降了3.6 MPa。这些都表明,CO₂能够萃取原油中的轻质组分,随着原油中轻质组分含量增加,最小混相压力降低。

2.2 注入端至采出端CO₂驱替状态分析

利用油藏数值模拟计算了CO₂驱替过程中不同时间的注气前缘分布,计算结果表明:注入井周围可以形成混相,目前混相半径最远可达到169 m;注气井平均油层中部流压为38.0 MPa,比混相压力高5.7 MPa;注气井测得平均地层压力为34.7 MPa,比混相压力高2.5 MPa。从注气前缘测试结果看,气驱优势方向与最大主应力方向基本一致,目前平均优势方向为东北向78.2°,平均气驱波及最大宽度为414.3 m,平均气驱波及最大长度为509.9 m,平均气驱波及面积为 $8.7 \times 10^4 \text{ m}^2$,平均理论注气推进速度为0.49 m/d,平均最大注气推进速度为0.76 m/d。

通过对注入井和生产井的井温和压力进行测试,测试结果表明,注入井在约940 m以上CO₂呈液态,940 m以下至采油井井底附近,整个注采井间CO₂呈现超临界状态,采油井井

筒呈现气态。通过油藏数值模拟预测注入CO₂约0.1 HCPV时,采出端最小混相压力比注入端约低1.6 MPa,从注入端至采出端最小混相压力逐渐降低,根据模拟预测的最小混相压力与地层压力,将注入端至采出端分为混相、半混相及非混相3种驱替状态,混相区域占2/8,半混相占1/8,非混相占5/8,混相区定义为地层压力高于原始状态测得的混相压力及目前模拟计算的混相压力,非混相区地层压力低于原始状态测得的混相压力及模拟计算的混相压力,半混相区地层压力低于原始状态测得的混相压力、高于模拟计算的混相压力。

因此,通过对试验区从注入端至采出端全过程的温度、压力监测及数值模拟研究来说,试验区存在混相、半混相及非混相3种驱替状态。

2.3 气油比变化特征

利用油藏数值模拟软件,计算不同时间CO₂驱替过程中的气油比变化过程,计算结果如图3所示。从图3可以看出,当CO₂驱替过程中的气油比超过150 m³/t后,再进行CO₂驱替,气油比大幅上升;气油比小于150 m³/t为低气油比阶段。目前试验区气油比106 m³/t,仍处于低气油比阶段。

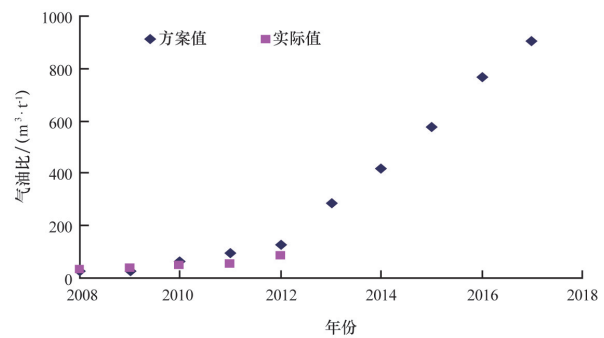


图3 不同时间CO₂驱替过程中的气油比变化特征

Fig. 3 Variation characteristics of gas-oil ratio at different times in CO₂ flooding

3 不同注气阶段不同类井开发调整技术

通过4年多的开发调整及探索,得到不同注气阶段不同类井开发调整技术。即在开发初期采取超前注气0.02 HCPV,油井不压裂投产,避免因压裂裂缝导致气窜;在规模受效期,注气井采用周期注气,注3个月关1个月;采油井根据流压和产量实施分类管理,如表1和表2所示。

表1 规模受效期油井分类管理制度表

Table 1 Management system of oil well classification influenced by the scale effect

油井分类	标准	开发特征		对策
		日产油/t	采油强度/(t·m ⁻¹ ·d ⁻¹)	
I类	主要处于I类流动单元	≥3	≥0.35	流压控制在10~15 MPa
II类	主要处于II类流动单元	1~3	0.15~0.35	流压控制在7~10 MPa
III类	主要处于III类、IV类流动单元	≤1	≤0.15	流压控制在5~7 MPa

表2 油井见气期油井分类管理制度表

Table 2 Management system of oil well classification at different gas-oil ratios

油井分类	气油比/(m ³ ·t ⁻¹)	流压/MPa	生产制度	生产现状
I类	≥150	>15	自喷	3口井,单井日产油1.6 t,气油比493 m ³ /t
II类		10~15	采10 d关10 d	2口井,单井日产油1.8 t,气油比372 m ³ /t
III类	<150	5~10	采10 d关5 d	5口井,单井日产油2.4 t,气油比44 m ³ /t
IV类		<5	连续生产	7口井,单井日产油0.8 t,气油比5 m ³ /t

结合动静态资料,对油井实施分类管理,不同类井采用不同流压控制,受效好井采取高流压控制开采,受效差井降低流压开采,有利于均匀驱替。I类、II类和III类井正常生产过程中,平均流压分别为12.6、8.0和5.8 MPa。

以树94-碳14井为例:2008年7月投产,初期配注15 t/d,2010年1月因其井组注采比较高,将配注下调至10 t/d;2011年3月为防止连通油井过快气窜,将注气周期由注3月关1月调整为注2月关1月;2012年3月因调剖冻堵4个月,为及时补充地层能量,将配注上调至20 t/d,注气周期调整为注3月关1月。

采油井规模见气后,根据气油比实施分类管理制度,高气油比井采取高流压控制开采,低气油比井降低流压开采,通过周期采油、措施调整等,改善低效井开发效果。通过上面的研究和调整,试验区取得了显著的开发效果,预测最终采收率比水驱高10%以上,并且取得以下认识:

1) 油层一直保持较强的吸气能力,注气解决了特低渗透难采储层注入难、能量补充难难题,如图4所示。

从吸气剖面测试结果(表3)看,各层吸气比较均匀,基本在30%~50%范围内,在分层段动用次序上先射开底部的杨大城子油层,再上返至扶余油层,有效减缓了层间矛盾。

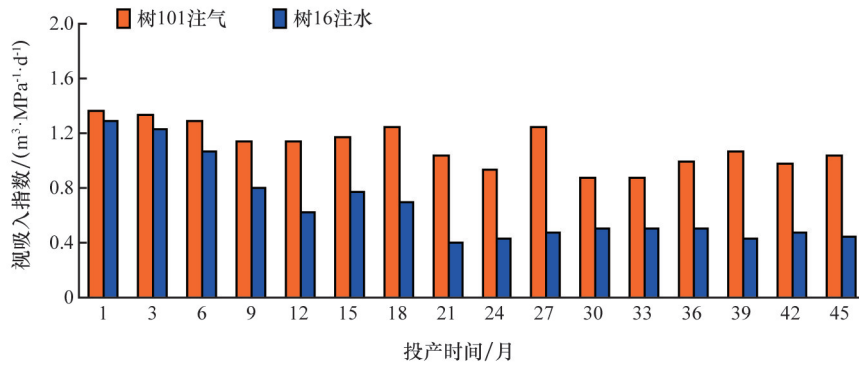


图4 不同时间树101注气井和树16注水井的视吸水指数对比

Fig. 4 Comparison of apparent injectivity index between Shu101 gas-injection well and Shu16 water-injection well at different time

表3 树101试验区吸气剖面测试结果

Table 3 Test results of gas entry profiling in Shu101 test zone

井号	射开砂岩厚度/有效厚度				相对吸气流/%					
					初期			目前		
	YI ₆	YII ₄	YII ₂	小计	YI ₆	YII ₄	YII ₂	YI ₆	YII ₄	YII ₂
树92-碳17	3.0/2.6	7.6/6.4	1.8/0	12.4/9.0	29	71		27	66	7
树94-碳14	6.0/3.6	4.8/4.8	0/0	10.8/8.4	21	79		19	81	
树94-碳15	7.0/7.0	4.4/4.0	4.2/4.2	15.6/15.2	33	67	0	27	73	0
树94-碳16	3.6/3.6	4.0/4.0	3.6/3.6	11.2/11.2	20	80	0	38	63	0
树96-碳13	7.6/7.6	3.6/3.6	0/0	11.2/11.2	37	63		54	46	
树96-碳14	5.2/0	3.2/3.2	2.4/0	11.0/3.2	75	10	15	27	44	29
树96-碳15	4.0/3.4	5.2/4.6	3.8/2.8	13.0/10.8	45	12	43	20	80	0

2) 注气试验区地层压力一直保持较高水平,高于原始地层压力5.0~6.0 MPa。并且从不同时间阶段树101注气和树16注水的地层压力对比来看,投产1年后,树101注气和树16注水的地层压力相差5.3 MPa;投产3年后,树101注气和树16注水的地层压力相差6.5 MPa;投产4年后,树101注气和树16注水的地层压力相差9.9 MPa。

3) 与相邻注水区块相比,注气试验区的油井单井日产量

量和采出程度都要高,如图5所示。

从图5可以看出,注气试验区不经压裂改造初期单井日产量与水驱压裂投产产量相当,但随着开发的进行,单井日产量保持比较高的水平,而水驱区块产量递减较快。注气试验区实现了采油速度连续四年保持在1%以上的较高水平,目前试验区采油速度0.83%,仍远高于水驱区块采油速度,目前单井日产量仍保持在1.7 t以上。

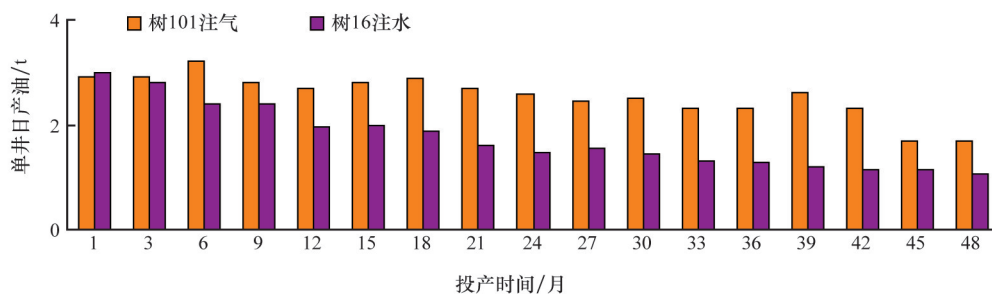


图5 不同时间阶段树101注气和树16注水的单井日产量对比

Fig. 5 Comparison of single well daily oil production between Shu101 gas-injection well and Shu16 water-injection well at different time

4 结论

1) 试验表明 CO₂能够萃取原油中的轻质组分,随着原油中轻质组分含量增加,混相压力降低,试验区注入 CO₂约 0.1 HCPV 时,通过两次高压物性取样对比,轻质组分增加 5.7%,最小混相压力由 32.2 MPa 下降至 28.6 MPa,下降了 3.6 MPa。并通过对试验区从注入端至采出端全过程的压力监测,分析表明,试验区存在混相、半混相及非混相 3 种驱替状态,混相区域占 2/8,半混相占 1/8,非混相占 5/8。

2) 通过 4 年多的开发调整及探索,形成了不同注气阶段不同类井开发调整技术。开发初期采取超前注气,超前注 0.02 HCPV,规模受效期根据流压和产量实施分类管理,油井见气期根据气油比实施分类管理。

3) 通过 4 年多的开发实践,试验区取得了显著的开发效果,采油速度连续 4 年保持在 1% 以上,预测最终采收率比水驱高 10% 以上。

参考文献 (References)

[1] 张英芝, 杨铁军, 王文昌, 等. 特低渗透油藏开发技术研究[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004.
Zhang Yingzhi, Yang Tiejun, Wang Wenchang, et al. Study on the development technology in extra-low permeability reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004.

[2] 杨正明, 张英芝, 郝明强, 等. 低渗透油田储层综合评价方法[J]. 石油

学报, 2006, 27(2): 64-67.
Yang Zhengming, Zhang Yingzhi, Hao Mingqiang, et al. Comprehensive evaluation of reservoir in low-permeability oilfields[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(2): 64-67.

[3] 王家禄. 油藏物理模拟[M]. 北京: 石油工业出版社, 2010.
Wang Jialu. Reservoir physical simulation[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010.

[4] 姜洪福, 雷友忠, 熊霄. 大庆长垣外围特低渗透扶杨油层 CO₂非混相驱油试验研究[J]. 现代地质, 2008, 22(4): 659-663.
Jiang Hongfu, Lie Youzhong, Xiong Xiao. An CO₂ immiscible displacement experimental study at Fuyang extra-low permeability layer at Peripheral of Daqing Placanticline[J]. Geoscience, 2008, 22(4): 659-663.

[5] 杨正明, 郭和坤, 刘学伟, 等. 特低-超低渗透油气藏特色实验技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2012: 2-14.
Yang Zhengming, Guo Hekun, Liu Xuewei, et al. Characteristic experimental technology of an extra-ultra low permeability reservoir [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012: 2-14.

[6] 杨正明, 张仲宏, 刘学伟, 等. 低渗/致密油藏分段压裂水平井渗流特征的物理模拟及数值模拟[J]. 石油学报, 2014, 35(1): 85-92.
Yang Zhengming, Zhang Zhonghong, Liu Xuewei, et al. Physical and numerical simulation of porous flow pattern in multi-stage fractured horizontal wells in low permeability/tight oil reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(1): 85-92.

(责任编辑 刘志远)

·学术动态·



“中国创新 50 人论坛”座谈会在北京召开

2015 年 2 月 12 日,中国科协在北京召开“中国创新 50 人论坛”座谈会。中国科协党组成员、书记处书记王春法主持会议。

中国科协党组书记、常务副主席、书记处第一书记尚勇出席会议并讲话,对办好“中国创新 50 人论坛”提出 3 点要求:一是要有民族责任感,充分发挥知识分子的报国秉性,发挥专家专业优势为国家发展献言献策;二是要用科学的方法提高决策咨询质量,坚持问题导向,强化国际思维,要具备前瞻眼光和系统思维,集成各位专家的研究背景和专业优势,通过合作、碰撞产生高质量的咨询意见;三是要用宽松的环境激发创新思维,认真研究如何将创新驱动发展战略落到实处,在具体战略、政策、实施战术层面上打破思想禁锢、勇于探索创新,提出有针对性的建议,为实现中华民族伟大复兴的“中国梦”作出贡献。

为推动创新驱动发展战略实施,中国科协成立了“中国创新 50 人论坛”,旨在搭建高端思想交流平台,汇集国内外科技创新、战略规划和企业创新等各界顶尖人士和知名专家学者,围绕科技创新的重大战略问题进行研讨交流,推动解决中国创新发展有关问题。此次座谈会以“经济新常态与动力转换”为主题,与会专家学者在理论和实践层面,深入探讨了在经济新常态背景下如何实施创新驱动发展战略,真正将创新落到实处、把创新成果转化为产业、创造新的增长点等一系列问题。

详见中国科协网 <http://www.cast.org.cn/n35081/n35096/n10225918/16241529.html>。