

文章编号:1009-9603(2020)03-0113-07

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2020.03.015

CO₂混相驱技术在特低渗透滩坝砂油藏的开发实践及效果评价

刘小波

(胜利油田东胜精攻石油开发集团股份有限公司,山东 东营 257200)

摘要:正理庄油田樊142块为典型的低孔、特低渗透滩坝砂油藏,弹性开发递减快,采收率低。为研究特低渗透滩坝砂油藏CO₂混相驱的可行性,优选正理庄油田樊142块的樊142-7-斜4井组开展CO₂混相驱先导试验。室内研究结果表明,CO₂具有较好的降黏和膨胀地层原油的作用,能够大幅度提高采收率。利用数值模拟,进行CO₂驱恢复地层能量优化设计,井组采用反七点法井网、周期注采、合理地层压力保持在1.3MMP,可获得较好的采收率和经济效益。现场试验效果证实,CO₂具有较好的注入能力,井组地层压力显著恢复,井组混相阶段注气换油率为0.44 t/t,采收率提高6.2%,取得较好的增产效果,可见CO₂混相驱是提高特低渗透油藏采收率的有效手段。

关键词:特低渗透油藏;CO₂;混相驱;现场试验;提高采收率

中图分类号:TE357.45

文献标识码:A

Application and evaluation of CO₂ miscible flooding in extra-low permeability beach-bar sand reservoirs

LIU Xiaobo

(Dongsheng Petroleum Development Group Company Limited of Shengli Oilfield, Dongying City, Shandong Province, 257200, China)

Abstract: Block Fan142 in Zhenglizhuang Oilfield is a typical low porosity, extra-low permeability beach-bar sand reservoir with the rapid production decline and low recovery during the elastic development period. In order to study the feasibility of CO₂ miscible flooding in the extra-low permeability beach-bar sand reservoirs, a pilot test was carried out in Well Group F142-7-X4 of the Block Fan142. The results show that CO₂ has a good effect on reducing viscosity and swelling formation oil, which can dramatically improve oil recovery. By using numerical simulation, the formation pressure may be restored through the optimization design of CO₂ flooding. The higher recovery and economic benefit of the well group may be obtained at the conditions of the inverted seven-point pattern, the cyclic injection and production, and maintaining formation pressure at 1.3MMP. The field test results show that CO₂ has a good injection capacity and the formation pressure of the well group is significantly restored. A good stimulation performance is achieved. The oil exchange rate by gas injection of the well group at the miscible phase is 0.44 t/t and oil recovery factor of well group is increased by 6.2%. The CO₂ miscible flooding is an effective means to improve the recovery of the extra-low permeability reservoirs.

Key words: extra-low permeability reservoir; CO₂; miscible flooding; field test; enhanced oil recovery

胜利油区低渗透油藏资源丰富,已探明石油地质储量为 12.2×10^8 t。按照渗透率大小,将胜利油区低渗透油藏细分为3大类:渗透率小于3 mD的油藏定义为致密油藏,渗透率为3~10 mD的油藏定义为特低渗透油藏,渗透率为10~50 mD的油藏定义为

一般低渗透油藏。同时结合开采特征,根据沉积类型和储层展布状况,特低渗透油藏又可分为浊积岩、滩坝砂和砂砾岩油藏等。特低渗透油藏占低渗透油藏探明石油地质储量的40%以上,开发面临的困境为注水难度大(注入压力为30 MPa)、启动压力

收稿日期:2020-03-05。

作者简介:刘小波(1978—),男,四川广安人,高级工程师,在读博士研究生,从事油气田开发研究工作。E-mail:liuxiaobo660.slyt@sinopec.com。

高(20 MPa)、注水作用距离短和弹性开发采收率低(8%左右),因此油藏注不进采不出矛盾突出^[1-2]。

CO₂驱是有效的提高原油采收率技术,提高采收率幅度可达15%^[3-5],其中CO₂混相驱具有更好的驱油效果^[6-8]。中国自20世纪60年代初开始关注CO₂驱油理论与技术的发展,针对低渗透油藏,在大庆、吉林、胜利、中原和华东等油田开展CO₂驱矿场试验,并取得了一些成果和经验^[9-11]。但对于油藏埋藏较深、地层温度大于140℃的特低渗透滩坝砂油藏能否达到CO₂混相驱开发尚无成功的实践认识。为研究特低渗透滩坝砂油藏CO₂混相驱的可行性,优选正理庄油田樊142块开展先导试验,通过室内研究,明晰CO₂驱油机理,优化CO₂驱注采设计,从而为先导试验、工业化推广提供室内实验依据,现场应用取得了良好的开发效果。

1 区块概况

樊142块位于济阳拗陷东营凹陷博兴洼陷金家-正理庄-樊家鼻状构造带中部,是一个东南高、西北低的单斜构造,主要含油层系为沙四段上亚段,油藏埋深为2 900~3 200 m,探明含油面积为34.2 km²,石油地质储量为1 605×10⁴t。发育陆相断陷盆地滩坝砂体,包括坝砂和滩砂2种沉积微相。坝砂物性远好于滩砂,储层非均质性强,平均孔隙度为13.1%,平均渗透率为2.3 mD,平均孔喉半径为0.28 μm,属低孔、特低渗透、微孔喉储层^[12]。樊142块自2005年投入开发,主要为油井压裂天然能量开采,生产半年后油井产量递减迅猛,截至2013年6月注气前,总油井数为66口,累积产液量为33.7×10⁴ m³,平均单井日产油量为1.2 t/d,采出程度为4.4%,采油速度为0.4%,标定采收率仅为10%,地层亏空大。

在樊142块沙四段北部坝砂区转注的8口井进行注水开发试验以补充地层能量,但注水中又出现注入压力高、注水井欠注、采油井受效有效期短、含水率上升快及注水见效不均衡等问题。因此,2013年6月优选樊142-7-斜4井组开展CO₂混相驱先导试验,井组包括1口注气井6口采油井(图1)。

2 室内实验结果

为了研究CO₂混相驱技术在樊142块特低渗透滩坝砂油藏的可行性,选取樊142块采油井的原油和岩心样品,开展地层原油与CO₂体系的相态特征

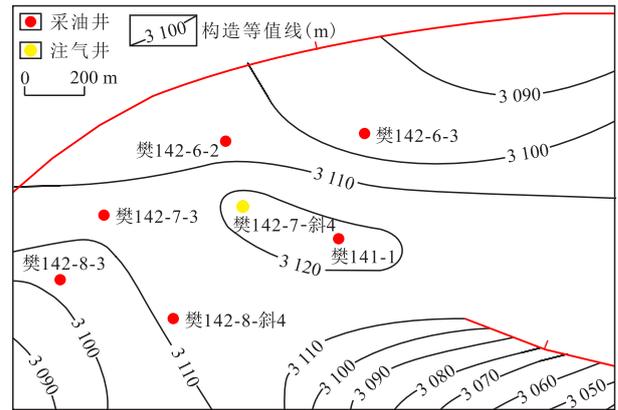


图1 樊142-7-斜4井组沙四段油层顶部构造及井位分布
Fig.1 Top structure and well location of Es₄ member in Well Group F142-7-X4

及长细管模型混相实验和长岩心模型驱替实验。

2.1 体系相态特征

CO₂与地层原油体系相态特征研究,对于混相驱替过程是相当重要的。CO₂驱提高原油采收率的基本原理为:通过CO₂在原油中的溶解使原油体积膨胀提高产能,使地层原油黏度和界面张力降低提高流体的流度,通过CO₂与地层原油的多次接触混相提高原油采收率^[13-14]。

注入CO₂后地层原油的黏度和膨胀量测试结果(图2)表明,地层原油黏度随CO₂溶解量的增加而降低,当CO₂溶解量达到200 m³/t时,地层原油黏度下降了43%,地层原油膨胀量达34%。说明注入的CO₂对樊142块地层原油有很好的降黏效果,能够有效提高地层原油的流动性;注入CO₂可使地层原油体积大幅度膨胀,原油中溶解的CO₂越多,体积膨胀系数越大,从而越有利于提高驱油效率。

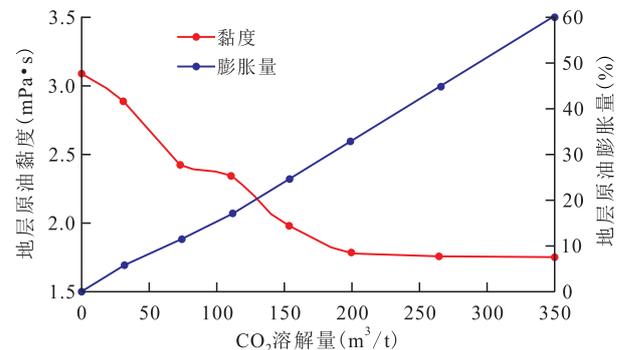


图2 CO₂溶解量与地层原油黏度和膨胀量的关系
Fig.2 Relationship between the CO₂ solubility and oil viscosity as well as oil expansion volume

2.2 混相压力

最小混相压力是判断能否实现混相驱的关键指标,通过混相压力实验能确定CO₂与地层原油体系的最小混相压力(MMP),判断樊142块油藏能否实施CO₂混相驱,从而为矿场实施提供决策性依据。

通过室内长细管模型实验,可测定不同驱替压力下CO₂的驱油效率。当驱替压力小于31.65 MPa时,驱油效率大幅度提高;当驱替压力大于31.65 MPa时,驱油效率增幅变缓(图3)。用该方法确定樊142块原油与CO₂体系的最小混相压力为31.65 MPa,低于原始地层压力(43.4 MPa),说明樊142块能够进行CO₂混相驱开发。

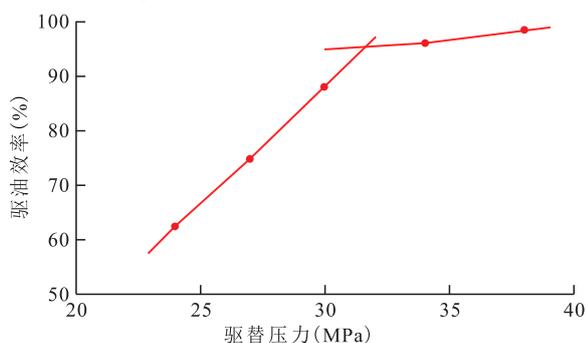


图3 樊142块最小混相压力实验中驱油效率与驱替压力的关系

Fig.3 Relationship between oil displacement efficiency and displacement pressure in minimum miscible pressure test of Block Fan142

2.3 驱油效率

为了进行CO₂驱注气方式和驱油效率研究,共进行了4次不同驱替方式的长岩心驱替实验,一是完全水驱,二是完全水驱后连续CO₂驱,三是初始连续CO₂驱后转长期水驱,四是初始连续CO₂与水交替注入驱后转长期水驱。长岩心驱替实验结果表明,在目前的地层温度和压力下,完全水驱采收率为33.50%,完全水驱后连续CO₂驱的最终采收率为85.64%,初始连续CO₂驱后转长期水驱的最终采收率为79.58%,初始连续CO₂与水交替注入驱后转长期水驱的最终采收率为81.56%,说明CO₂驱油可以获得比水驱更高的采收率^[15]。

分析不同压力下采收率与注入量的关系(图4)可知,最终采收率随压力的增大而增加。因此为提高注气效果,应保持在较高压力下进行CO₂驱。

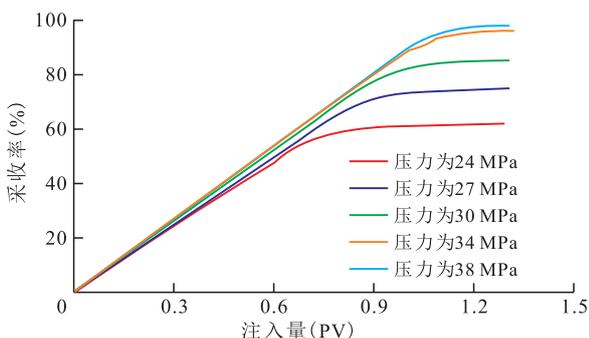


图4 樊142块采收率与注入量的关系

Fig.4 Relationship between oil recovery and injection rate of Block Fan142

3 开发技术设计

3.1 井网与井距

中外低渗透油藏CO₂驱的井网形式主要有反七点法井网、反九点法井网、五点法井网和线性井网等^[16-21]。针对樊142块滩坝砂油藏滩坝交互、储层非均质性强的特性,尽量采用多向注采对应井网,利用ECLIPSE软件模拟对比五点法、反七点法和反九点法3种井网下油藏开采15 a的最终采收率。模拟结果表明,3种井网下的最终采收率分别为21.1%,22.4%和22.5%,反九点法井网和反七点法井网开发效果均优于五点法井网。根据特低渗透油藏CO₂驱油技术极限井距计算图版^[22],当生产压差为18 MPa时,计算得到井组技术极限井距为450 m。

3.2 注采方式

CO₂驱有多种注采方式^[23],运用数值模拟方法,模拟周期、脉冲和恒速3种CO₂注采方式(表1)下的原油波及效率。模拟结果表明,周期注采的波及效率最高(图5)。周期注采在关井浸泡时,由于CO₂的扩散和溶解作用,原油体积增大,黏度降低,能够提高波及系数,从而改善非均质储层的驱油效果。

通过室内长细管模型实验,确定樊142块CO₂驱的最小混相压力为31.65 MPa,根据樊142-7-斜4

表1 不同CO₂注采方式实验设计

Table1 Experimental design of different CO₂ injection and production methods

编号	温度 (°C)	压力 (MPa)	岩心渗透率 (mD)	CO ₂ 驱替速度 (mL/min)	注采方式
1	130	20	3.46	0.5+3.0	脉冲
2	130	20	3.69	0.5+5.0	脉冲
3	130	20	4.31	0.5	恒速
4	130	20	1.67	5.0	恒速
5	130	20	3.78	0.5+停注采油	周期
6	130	20	2.78	3.0+停注采油	周期

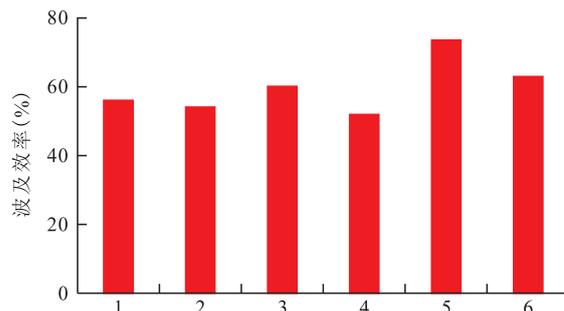


图5 不同注采方式下的波及效率

Fig.5 Comparison of sweep efficiencies under different injection and production methods

井组测压资料,井组注气前地层压力仅为 14.2 MPa,因此,应采用超前注气的开发方式^[24],先期连续注气以补充地层能量。

3.3 压力保持水平

选择合适的注气时机,保持合理的地层压力,对后期采收率有重要影响^[25]。结合油藏开发实际,地层压力的保持水平,既要考虑油藏采收率,又要追求换油率及无因次利润的最大值。地层压力为 1.0~1.1MMP 时的换油率最高,之后换油率随地层压力的升高有所降低(图 6);地层压力为 1.3MMP 时的无因次利润最高(图 6)。因此,以无因此利润最高为目标,确定 CO₂驱合理地层压力应为 1.3MMP,即 41 MPa。

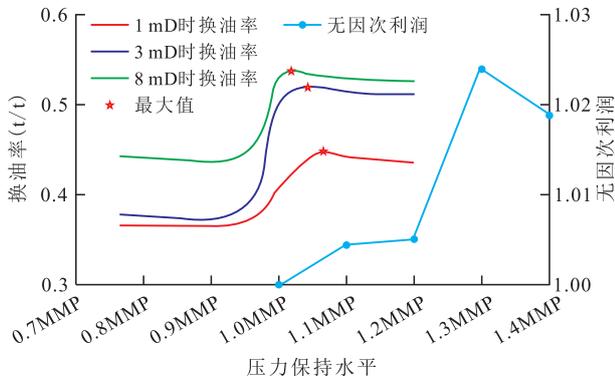


图6 樊142块换油率和无因次利润随地层压力的变化曲线
Fig.6 Curves of oil exchange rate and dimensionless profit of Block Fan142 at different pressure levels

4 开发效果

结合老井生产情况,优选樊142-7-斜4井组开展先导试验,该井组采用反七点法注采井网,其中6口采油井均压裂,注气井未压裂。井组注采井距为 243~676 m,平均为 442 m,满足技术极限井距,各采油井注采井距的差异易观察不同注采井距采油井的受效特征。试验设计2个阶段:一是压力恢复阶段,只注不采,采油井关井恢复地层压力。该阶段重点做好注气井的注入能力及地层压力和注气前缘的监测,以指导下一步生产。二是全面气驱阶段,地层压力达到 1.3MMP 后,对采油井开井求产。该阶段的重点工作为做好注气井的压力监测及采油井的压力监测、产量变化和产出气的组分监测等,预警气窜风险。

4.1 压力恢复阶段

4.1.1 注入情况

试验井组自 2013年6月开始注气,压力恢复阶段历时 42个月,累积 CO₂注入量为 1.9×10⁴ t。注气

速度为 15~30 t/d,油压为 25~32 MPa,注入过程中注入压力呈下降趋势,说明原油与 CO₂互溶,气液两相变单相。注气初期启动压力为 9.5 MPa,吸气指数为 0.17 t/(d·MPa·m),注气井吸气指数随 CO₂不断注入逐渐升高。与同区块滩坝砂注水油藏对比,由于气体扩散性好于水,且 CO₂具有膨胀、降黏和降低界面张力等特性,CO₂驱的波及系数和洗油效率均好于水驱^[26],在注入量相当条件下,樊142块的注气压力低于注水压力,吸气指数是吸水指数的 2倍。

注气井吸气剖面显示,纵向各小层的吸气量整体与渗透率成正比,干层也有一定的吸气能力,且随着注入时间的推移,渗透性相对好的油层段吸气量下降,渗透性相对差的干层吸气量增加,逐渐趋于平衡。

4.1.2 压力变化情况

对注气井和采油井实施直读+存储式连续压力监测,持续跟踪地层压力变化情况,建立试井解释模型^[27],结合数值模拟,对试验井组压力恢复速度、压力恢复状况、前缘等进行充分认识^[28]。试井压力监测数据显示,地层压力显著恢复,平均地层压力由注气前的 14.2 MPa 恢复至 39.0 MPa,上升了 24.8 MPa。在地层压力小于最小混相压力之前,随着地层压力升高,压力变化率整体呈上升趋势;地层压力大于最小混相压力后,压力变化率减缓。

受沉积微相控制,各井点压力恢复不均衡,根据压力检测数据,并结合试井解释结果,确定了井区的压力混相范围。东部坝砂区3口采油井注气后压力变化大,压力上升快,压力高,平均为 41 MPa,压力变化率主要为 30~50 kPa/d,其中樊142-6-2井压力变化率主要为 30~80 kPa/d(图7a)。西部滩砂区3口油井注气压力变化率小,压力低,平均为 25.5 MPa,压力变化率平均小于 10 kPa/d,其中樊142-7-3井压力变化率长时间小于 10 kPa/d(图7b)。试井压力监测资料显示,东部3口油井于 2015年陆续达到最小混相压力,达到混相的时间与注采井距相关,井距小的油井首先达到混相。依据地层压力恢复情况,指导油井在 2016年12月后进入全面气驱开发阶段。

4.2 全面气驱阶段

4.2.1 采油井见效特征

采油井受效不均衡,产量变化情况与压力变化情况相同,西部滩砂区采油井受效不明显,东部坝砂区采油井增产效果显著,初期单井自喷日产量为 5.6~7.6 t/d,平均单井日产量为 6.5 t/d,产油量远大于注气前泵抽的 1.9 t/d,较试验前提升 2.9~4.0

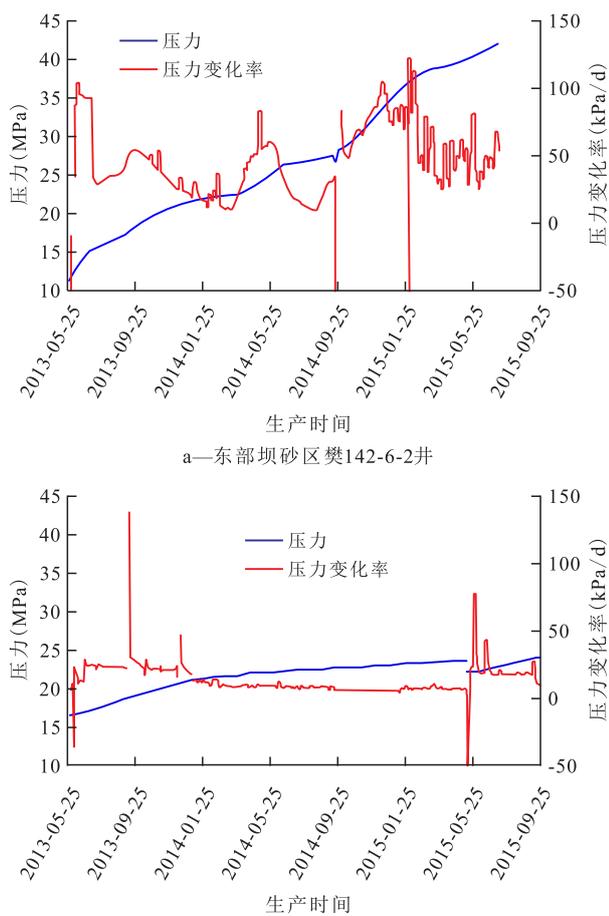


图7 樊142-7-斜4井组采油井压力恢复曲线
Fig.7 Pressure build-up curve of wells in well group F142-7-X4

倍,平均增产3.4倍,峰值产量为采油井投产初期产量的0.8倍。由于CO₂可以超越孔道中水的阻碍进一步驱替残余油^[29],采油井含水率略有下降。井组稳产期为21个月,累积增油量为8 600 t,注气年换油率为0.34 t/t,累积换油率为0.22 t/t,混相后阶段注气换油率为0.44 t/t(图8)。

4.2.2 采油井受效影响因素

从采油井受效情况看,井组气驱效果主要受沉积相、注采井距、储层厚度、物性、亏空、地应力方向等因素的影响。东部坝砂区受效采油井储层厚度大、物性好、注气前累积生产原油较多。沉积相为影响井组气驱效果的主控因素,坝砂区注采井距为243~494 m的采油井均明显受效。受注采井距影响,CO₂浓度前缘首先到达樊142-6-2井,其次是樊141-1井,最后到达最远的樊142-6-3井。

通过监测注气井对应受效采油井CO₂浓度及单井产量变化发现,位于注气井北偏东65°的樊142-6-3井于2018年7月气油比升高,气窜风险大的采油井方向与研究区的主应力方向一致。

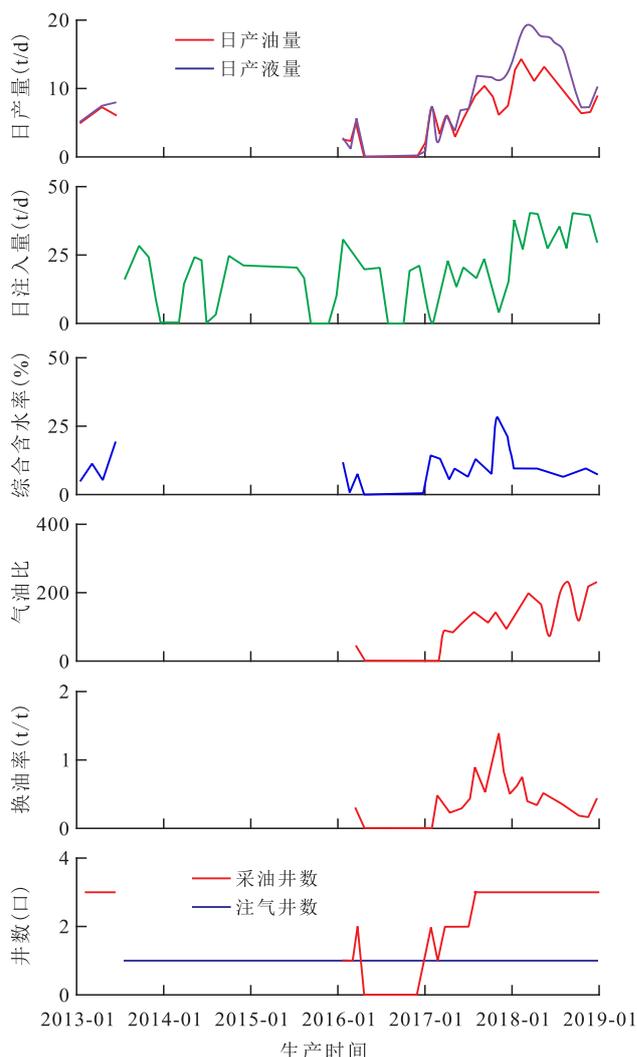


图8 樊142-7-斜4井组东部坝砂区采油井综合开发曲线
Fig.8 Comprehensive production curve of wells in east beach-bar sand area of well group F142-7-X4

4.2.3 采收率预测

井组内6口采油井,若不实施注气开发,运用递减法预测井组30 a累积产油量为4.64×10⁴ t(图9),采收率为14.2%;井组注气开发预测30 a累积产油量为6.65×10⁴ t(图9),采收率为20.4%。井组注气

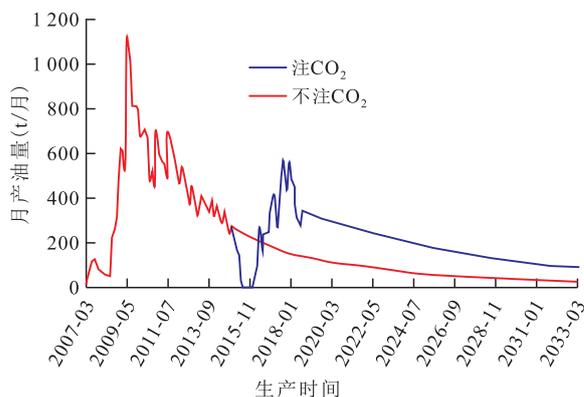


图9 樊142-7-斜4井组月度采油曲线
Fig.9 Monthly production curve of well group F142-7-X4

开发采收率提高6.2%。

4.3 存在问题

依据樊142-7-斜4井组开发实践,目前CO₂混相驱开发面临3个问题:①CO₂混相驱油机理有待进一步深化。地质研究表明,井组油层连通性较好,CO₂混相驱开发中采油井仅坝砂区3口井见到注气效果,物性较差的滩砂区3口采油井未受到注气影响,全面气驱过程中气驱前缘的演化规律有待进一步验证。②采油井合理的工作制度有待进一步探索。3口受效井中,为最大限度地求产,对樊141-1及樊142-6-3井实施自喷转抽生产。泵抽井生产压差放大,气油比上升较快,多次注采调配,气油比下降的同时,影响到采油井产量,截至2018年12月,自喷采油井与下泵采油井在CO₂混相驱期间累积增油量相当。樊142-7-斜4井组实践证实,保持较小的生产压差,采油井井底压力保持较高压力,保证大部分油藏处于混相状态,有利于采油井稳产、延缓气窜。混相能力与注采井距和生产压差的关系须进一步深化研究。③CO₂混相驱开发效益问题须进一步评价。樊142-7-斜4井组先期采用弹性开发,地层压力下降较大,为达到混相驱开发,前期压力恢复阶段历时较长,累积注气量较大,影响累积换油率及经济效益。应加强压力恢复阶段的注入能力分析,缩短关采油井恢复地层压力的时间。

5 结论

室内研究及樊142-7-斜4井组实践结果均表明,樊142块高温高压特低渗透滩坝砂油藏能够实现CO₂混相驱开发,注气井不压裂亦能够满足配注要求,且随着累积注气量的增加,吸气指数呈上升趋势。

CO₂混相驱保持的合理地层压力为1.3MMP,持续的地层压力监测是保障试验成功的关键。

井组气驱效果主要受沉积相、注采井距、储层厚度、物性、亏空和地应力方向等因素的影响,其中沉积相为主控因素,采油井气驱受效后沿地应力方向易产生气窜,该方向应适当拉大注采井距。

注CO₂以来,井组阶段累积增油量为8 600 t,预测采收率提高6.2%。

参考文献

[1] 束青林,郭迎春,孙志刚,等.特低渗透油藏渗流机理研究及应用[J].油气地质与采收率,2016,23(5):58-64.

SHU Qinglin, GUO Yingchun, SUN Zhigang, et al. Research and application of percolation mechanism in extra-low permeability oil reservoir [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(5): 58-64.

[2] 阳晓燕.非均质油藏水驱开发效果研究[J].特种油气藏,2019,26(2):152-156.

YANG Xiaoyan. Waterflood development effect study of heterogeneous reservoir [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2019, 26(2): 152-156.

[3] AZZOLINA N A, NAKLES D V, GORECKI C D, et al. CO₂ storage associated with CO₂ enhanced oil recovery: a statistical analysis of historical operations [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2015, 37(3): 384-397.

[4] 沈平平,廖新维.二氧化碳地质埋存与提高石油采收率技术[M].北京:石油工业出版社,2009:151-168.

SHEN Pingping, LIAO Xinwei. The technology of carbon dioxide stored in geological media and enhanced oil recovery [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009: 151-168.

[5] 江怀友,沈平平,卢颖,等.CO₂提高世界油气资源采收率现状研究[J].特种油气藏,2010,17(2):5-10.

JIANG Huaiyou, SHEN Pingping, LU Ying, et al. Present situation of enhancing hydrocarbon recovery factor by CO₂ [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2010, 17(2): 5-10.

[6] KOOTTUNGAL L. 2012 worldwide EOR survey [J]. *Oil & Gas Journal*, 2012, 110(4): 57-69.

[7] KOOTTUNGAL L. 2014 worldwide EOR survey [J]. *Oil & Gas Journal*, 2014, 112(4): 79-91.

[8] 龙冕,齐桂雪,冯超林.二氧化碳混相与非混相驱油技术研究进展[J].中外能源,2018,23(2):18-26.

LONG Mian, QI Guixue, FENG Chaolin. Research progress of miscible and immiscible carbon dioxide flooding [J]. *Sino-Global Energy*, 2018, 23(2): 18-26.

[9] 李士伦,张正卿,冉新权,等.注气提高石油采收率技术[M].重庆:四川科学技术出版社,2001.

LI Shilun, ZHANG Zhengqing, RAN Xinquan, et al. Enhanced oil recovery by gas injection [M]. Chongqing: Sichuan Science and Technology Press, 2001.

[10] 董传瑞,高志华,李鑫.腰英台油田CO₂驱油先导试验研究[J].辽宁化工,2018,47(6):578-579,582.

DONG Chuanrui, GAO Zhihua, LI Xin. Pilot study on CO₂ displacement in Yaoyingtai Oilfield [J]. *Liaoning Chemical Industry*, 2018, 47(6): 578-579, 582.

[11] 叶恒,廖新维,黄海龙,等.三叠系长6油藏二氧化碳驱技术方案优选[J].特种油气藏,2015,22(4):129-132.

YE Heng, LIAO Xinwei, HUANG Hailong, et al. Selection of CO₂ displacement scheme for Triassic Chang-6 reservoir, Changqing Oilfield [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2015, 22(4): 129-132.

[12] 欧阳思琪,孙卫,黄何鑫.多方法协同表征特低渗砂岩储层全孔径孔隙结构——以鄂尔多斯盆地合水地区砂岩储层为例[J].石油实验地质,2018,40(4):595-604.

OUYANG Siqi, SUN Wei, HUANG Hexin. Multi-method synergistic characterization of total pore structure of extra-low permeability sandstone reservoirs: case study of the Heshui area of Ordos Ba-

- sin[J].Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(4): 595-604.
- [13] 李孟涛, 单文文, 刘先贵, 等. 超临界二氧化碳混相驱油机理实验研究[J]. 石油学报, 2006, 27(3): 80-83.
LI Mengtao, SHAN Wenwen, LIU Xiangui, et al. Laboratory study on miscible oil displacement mechanism of supercritical carbon dioxide[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(3): 80-83.
- [14] 高敬善, 但顺华, 杨涛, 等. CO₂在准噶尔盆地昌吉油田吉7井区稠油中的溶解性研究[J]. 中国石油勘探, 2018, 23(5): 65-72.
GAO Jingshan, DAN Shunhua, YANG Tao, et al. Study on CO₂ solubility in heavy oil in Well Ji7, Changji oilfield, Junggar Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2018, 23(5): 65-72.
- [15] 卢永强, 王承国, 陈辉, 等. 二氧化碳驱技术在纯梁滩坝砂油藏开发中的应用[J]. 石油地质与工程, 2009, 23(6): 103-107.
LU Yongqiang, WANG Chengguo, CHEN Hui, et al. The application of CO₂ flooding in the development of beach-bar sand reservoirs in Chunliang[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2009, 23(6): 103-107.
- [16] VINCENT Attanucci, ASLESEN K S. WAG process optimization in the rangely CO₂ miscible flood[C]. SPE-26622-MS, 1993.
- [17] THOMAS F B. 国外油田注气开发实例[M]. 庞彦明, 郭洪岩, 译. 北京: 石油工业出版社, 2005.
THOMAS F B. Examples of gas injection development in foreign oilfields [M]. PANG Yanming, GUO Hongyan, trans. Beijing: Petroleum Industry Press, 2005.
- [18] 罗二辉, 胡永乐, 李保柱, 等. 中国油气田注CO₂提高采收率实践[J]. 特种油气藏, 2013, 20(2): 1-7, 42.
LUO Erhui, HU Yongle, LI Baozhu, et al. Practices of CO₂ EOR in China[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2013, 20(2): 1-7, 42.
- [19] 李景梅. 高89-1块特低渗透油藏CO₂驱提高采收率先导试验[J]. 内蒙古石油化工, 2012, 22(5): 127-129.
LI Jingmei. Pilot test of CO₂ flooding for enhanced oil recovery in extra low permeability reservoirs in Gao89-1 block[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2012, 22(5): 127-129.
- [20] 汪艳勇. 大庆榆树林油田扶杨油层CO₂驱油试验[J]. 大庆石油地质与开发, 2015, 34(1): 136-139.
WANG Yanyong. CO₂ flooding test of Fuyang reservoirs in Daqing Yushulin oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(1): 136-139.
- [21] 袁少民. 特低渗透油藏CO₂驱油调整技术界限[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(4): 117-123.
YUAN Shaomin. Technical limits for the adjustment of the CO₂ flooding in ultra-low permeability oil reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(4): 117-123.
- [22] 迟杰, 鞠斌山, 吕广忠, 等. CO₂混相与非混相共同驱极限井距计算方法[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(5): 771-778.
CHI Jie, JU Binshan, LÜ Guangzhong, et al. A computational method of critical well spacing of CO₂ miscible and immiscible concurrent flooding [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(5): 771-778.
- [23] 王维波, 师庆三, 余华贵, 等. 二氧化碳驱油注入方式优选实验[J]. 断块油气田, 2015, 22(4): 497-500, 504.
WANG Weibo, SHI Qingsan, YU Huagui, et al. Optimization experiment for carbon dioxide flooding injection mode [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2015, 22(4): 497-500, 504.
- [24] 章星, 寇根, 王子强, 等. 吉林特低渗透油藏CO₂驱油开发效果探讨[J]. 钻采工艺, 2019, 42(2): 64-67.
ZHANG Xing, KOU Gen, WANG Ziqiang, et al. Technical discussion on development effects of CO₂ flooding in Jilin extra-low permeability reservoir [J]. Drilling & Production Technology, 2019, 42(2): 64-67.
- [25] 陈雨菡. 数值模拟方法论证深层致密油藏二氧化碳驱关键注入参数[J]. 化工设计通讯, 2019, 45(10): 135-136.
CHEN Yuhan. Demonstration of deep tight reservoir by numerical simulation method key injection parameters of carbon dioxide flooding [J]. Chemical Engineering Design Communications, 2019, 45(10): 135-136.
- [26] 唐人选, 梁珀, 吴公益, 等. 苏北复杂断块油藏二氧化碳驱油效果影响因素分析及认识[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(1): 98-103.
TANG Renxuan, LIANG Po, WU Gongyi, et al. Analyzing and understanding the influencing factors of CO₂ flooding in the Subei complex fault block reservoirs [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(1): 98-103.
- [27] 阎燕, 李友全, 于伟杰, 等. 低渗透油藏CO₂驱采油井试井模型[J]. 断块油气田, 2018, 25(1): 80-84.
YAN Yan, LI Youquan, YU Weijie, et al. Well test model research for CO₂ flooding production well in low permeability reservoirs [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2018, 25(1): 80-84.
- [28] 王杰, 谭保国, 吕广忠. 一种通过数值模拟手段划分CO₂驱替相带的新方法——以高89块油藏为例[J]. 科技导报, 2013, 31(9): 46-49.
WANG Jie, TAN Baoguo, LÜ Guangzhong. Numerical simulation for division of phase zone displacement: with Gao89 as an example [J]. Science & Technology Review, 2013, 31(9): 46-49.
- [29] 秦积舜, 张可, 陈兴隆. 高含水后CO₂驱油机理的探讨[J]. 石油学报, 2010, 31(5): 797-800.
QIN Jishun, ZHANG Ke, CHEN Xinglong. Mechanism of the CO₂ flooding as reservoirs containing high water [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(5): 797-800.