

CO₂驱水气交替注采参数优化

——以安塞油田王窑区块长6油藏为例

尚宝兵¹, 廖新维¹, 卢宁¹, 王欢¹, 窦祥骥¹, 何逸凡², 陈宝喆³

(1. 中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249; 2. 中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300452; 3. 中国石油川庆钻探国际工程公司, 四川 成都 610056)

摘要: 针对安塞油田王窑区块长6特低渗透油藏现阶段注水开发矛盾突出的问题, 为进一步提高油藏采收率, 评价CO₂驱油效果, 应用油藏数值模拟方法, 优化了CO₂驱水气交替注采参数。利用Eclipse的PVTi模块模拟了注气膨胀实验, 研究了注CO₂对原油相态的影响; 采用正交试验设计方法, 以提高采出程度和换油率为目标, 对CO₂驱水气交替过程中的气水比、注气速度、关井气油比和段塞注气量4个参数进行了优化研究, 并用直观分析方法对试验结果进行分析。结果表明, 当原油中溶解的CO₂物质的量分数达到60%时, 原油粘度降低幅度达80.51%, 原油体积膨胀1.44倍; 优化得到的最优气水比为1:1, 注气速度为13 000 m³/d, 关井气油比为1 000 m³/m³, 段塞注气量为0.005倍孔隙体积。

关键词: CO₂驱相态 水气交替注采参数 正交试验 安塞油田

中图分类号: TE357

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2014)03-0070-03

CO₂驱可以大幅度提高原油采收率, 是非常重要的三次采油方法之一。它可以通过降低原油粘度、改善流度比、使原油体积膨胀、降低界面张力等方式提高原油采收率^[1-2]。目前中国江苏、中原、大庆、胜利等油区都已进行了室内和现场试验, 取得了较好的应用效果^[3-4]。但在CO₂驱过程中, 粘性指进会严重影响CO₂驱波及体积, 进而影响采收率。水气交替注入技术既可以充分利用CO₂驱的优势, 又可以有效减小CO₂粘性指进, 提高其波及体积。

注采参数对CO₂驱的开发效果影响较大^[5-7], 但传统的单因素分析方法不能定量描述各注采参数对开发效果的影响程度。笔者以安塞油田王窑区块为例, 采用正交试验设计方法, 对CO₂驱过程中的气水比、注气速度、关井气油比和段塞注气量进行了研究, 并通过直观分析方法对试验结果进行了分析, 得到了最优的注采参数以及各参数对最终开发效果的影响程度。

1 区域概况

安塞油田位于陕北斜坡中部, 为平缓的西倾单斜。主力生产层为长6油藏, 埋深为1 100~1 300 m, 平均有效厚度为13.3 m, 地层温度为45℃。油层

平均有效孔隙度为11%~15%, 渗透率为 $1 \times 10^{-3} \sim 3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 属典型的特低渗透储层, 原始含油饱和度为56%。地层原油粘度为1.95~2.80 mPa·s, 饱和压力为6.19 MPa, 地面原油密度为840.3 kg/m³。

经过20余年的注水开发, 安塞油田王窑区块的油层含水饱和度上升, 油相渗透率下降, 水相渗透率上升, 油井含水上升加快。到2009年底, 安塞油田王窑区块部分长6油藏已进入中高含水期(含水率为60%左右), 注水开发矛盾突出, 进一步提高水驱采收率难度加大。

2 流体相态拟合与分析

2.1 流体相态拟合

根据油藏数值模拟的需要, 按照组分相近的原则, 将地层原油划分为9个拟组分, 分别为N₂, CO₂, C₁, C₂, C₃, C₄, C₅, C₆, C₇₊。采用常用的PR3状态方程^[8], 运用Eclipse的PVTi模块^[9]对研究区原油的PVT实验数据进行拟合, 包括原油的泡点压力、溶解气油比、地层原油体积系数、地层原油粘度和原油密度的拟合, 使这些实验数据和理论计算数据基本吻合, 达到拟合的精度要求, 最终得到可以反映地层流体特征的状态参数(表1)。

收稿日期: 2014-03-13。

作者简介: 尚宝兵, 男, 在读硕士研究生, 从事油气田开发工程研究。联系电话: 18810415792, E-mail: shangbaobing@126.com。

基金项目: 国家自然科学基金“超低渗透油藏注气提高采收率理论与技术研究”(U1262101)。

表1 王窑区块长6油藏流体拟组分回归参数

组分	摩尔质量/ (g·mol ⁻¹)	状态方程 系数A	状态方程 系数B	临界压 力/MPa	临界温 度/K	临界体积/ (L·mol ⁻¹)	临界 因子	偏心 因子
N ₂	28.01	0.46	0.08	3.39	126.20	0.09	0.29	0.04
CO ₂	44.01	0.46	0.08	7.39	304.70	0.09	0.27	0.23
C ₁	16.04	0.46	0.05	4.59	190.60	0.10	0.28	0.01
C ₂	30.07	0.46	0.08	4.33	305.43	0.15	0.28	0.10
C ₃	44.10	0.40	0.06	4.25	277.42	0.20	0.16	0.15
C ₄	58.12	0.46	0.08	3.75	419.50	0.26	0.35	0.20
C ₅	72.15	0.64	0.08	3.36	596.79	0.31	0.75	0.24
C ₆	84.00	0.48	0.08	3.01	1 271.76	0.35	0.07	0.30
C ₇₊	379.00	0.26	0.08	1.28	1 530.92	1.51	0.21	0.38

2.2 CO₂对原油相态的影响

向地层中注入CO₂后,不同相态的油气体系之间会发生相间传质,导致流体的物理化学性质(如粘度、体积系数、密度等)发生变化^[10]。通过分析注入CO₂后原油相态的变化,可以更加深入地理解注入CO₂提高采收率的作用机理。利用PVTi模块模拟了注入CO₂的膨胀实验过程,得到了注入CO₂物质的量分数分别为0, 10%, 20%, 30%, 40%, 50%和60%时的原油饱和压力,以及饱和压力下原油粘度和体积膨胀系数的变化。

由图1可以看出,注入CO₂可使原油饱和压力增大,原油膨胀,并使原油粘度降低。当向原油中注入CO₂物质的量分数为60%时,原油饱和压力由最初的6.1 MPa增大到11.7 MPa,这主要是注入CO₂后原油组分发生变化的结果;原油体积膨胀系数达1.44;原油粘度由注入CO₂物质的量分数为0时的1.95 mPa·s降低到0.38 mPa·s,降幅达80.51%。

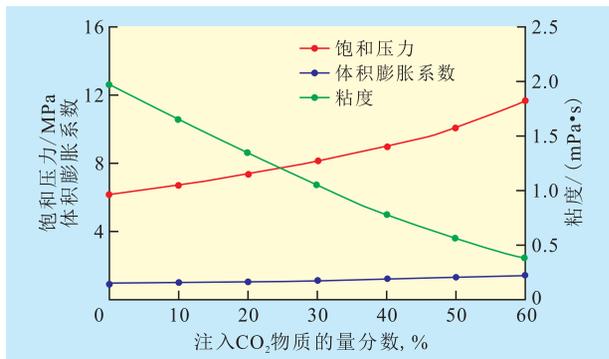


图1 原油相态随注CO₂物质的量分数的变化

3 正交试验设计及注采参数优化

在安塞油田王窑区块长6油藏2011年5月底的井网的基础上,以其中的3个注采井组为研究对象,研究井组采用反九点井网,井距约为300 m。其中,

注气试验区内共有注入井3口,生产井32口。试验区周围仍采用常规的注水开发。通过模拟细管实验法确定该研究区原油与CO₂的最小混相压力为14.2 MPa。由于2011年5月研究区地层平均压力为11.7 MPa,低于CO₂—原油体系的最小混相压力,因此在目前的地层压力条件下,注入的CO₂与地层原油无法混相,只能实现CO₂非混相驱。

3.1 正交试验方案及模拟结果

对于CO₂驱水气交替注入技术,气水比、注气速度、关井气油比和段塞注气量是影响开发效果的重要因素。将这4个注采参数作为4个因素,每个因素设置3个水平:气水比分别为1:1, 1:2和2:1,注气速度分别为16 000, 13 000和10 000 m³/d,关井气油比分别为500, 1 000和3 000 m³/m³,段塞注气量分别为0.005, 0.01和0.015倍孔隙体积。根据正交试验设计原理^[11-13],选用4因素3水平正交试验,共设计9套正交试验设计方案。为了分析CO₂驱的开发效果,确定了换油率和采出程度2个评价指标。其中,采出程度是评价CO₂驱开发效果的技术指标,而换油率是评价CO₂驱效果的直接经济指标。对9套方案进行数值模拟计算,得到对应的模拟结果(表2)。

表2 王窑区块长6油藏正交试验设计方案及模拟结果

方案 编号	气水比	注气 速度/ (m ³ ·d ⁻¹)	关井 气油比/ (m ³ ·m ⁻³)	段塞注气 量/孔隙体 积倍数	换油率/ (t·t ⁻¹)	采出 程度
1	1:1	16 000	500	0.005	0.68	0.493
2	1:1	13 000	1 000	0.01	0.67	0.504
3	1:1	10 000	3 000	0.015	0.7	0.454
4	1:2	16 000	1 000	0.015	0.77	0.538
5	1:2	13 000	3 000	0.005	0.81	0.460
6	1:2	10 000	500	0.01	0.82	0.355
7	2:1	16 000	3 000	0.01	0.39	0.547
8	2:1	13 000	500	0.015	0.58	0.421
9	2:1	10 000	1 000	0.005	0.59	0.425

3.2 注采参数优化

根据表2的结果,作出各因素不同水平对2个评价指标影响的交会图(图2),以确定最优的注采参数组合。

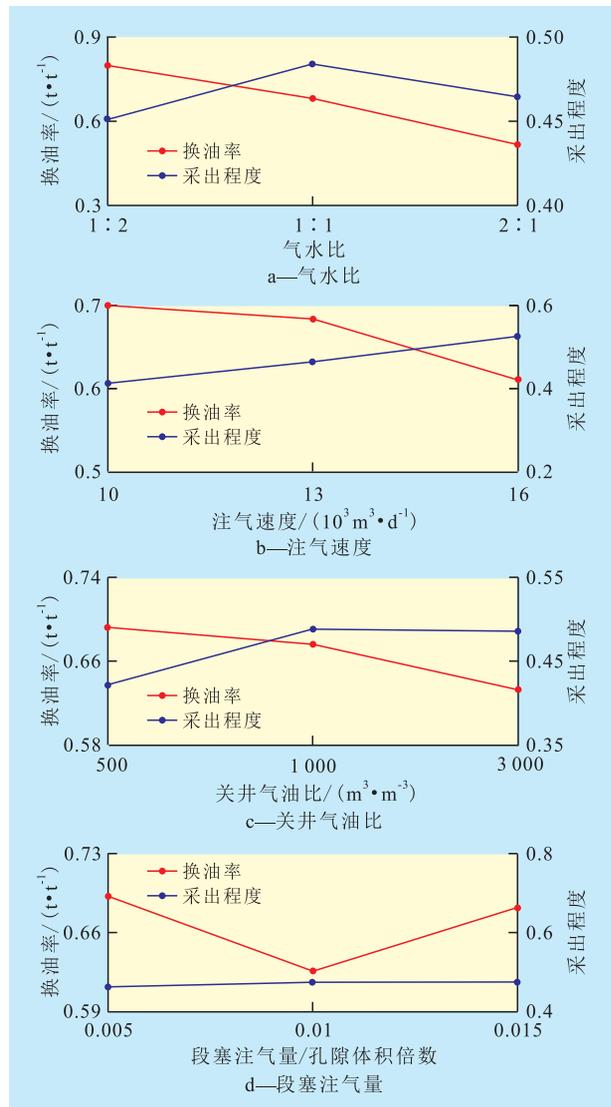


图2 王窑区块长6油藏注采参数不同水平对评价指标影响结果对比

随着气水比的增大,换油率几乎呈直线下降趋势,说明随着CO₂注入比例的增加,CO₂的利用率逐渐降低;而采出程度在气水比为1:1时达到最高,过高或过低的气水比均不利于提高采出程度。综合来看,确定最优的气水比为1:1。

随着注气速度的提高,采出程度不断增大,说明CO₂的注入量越大越有助于驱替出更多的原油;但CO₂注入速度越快,换油率越低。最优的CO₂注入速度为13 000 m³/d。

当关井气油比增大时,在生产后期大量CO₂将从油井产出,导致CO₂利用率下降,换油率降低;但关井气油比越大,生产井关井时间越晚,生产时间

越长,因此采出程度越高。当关井气油比由1 000 m³/m³增大到3 000 m³/m³时,采出程度增加很小,而换油率下降幅度较大,因此确定1 000 m³/m³为最佳关井气油比。

段塞注气量对采出程度的影响相对较小;但在注气段塞为0.005倍孔隙体积时,换油率最高,CO₂利用率最高,因此确定段塞注气量为0.005倍孔隙体积。

极差可以反映各注采参数对评价指标的影响,某一因素的极差值越大,则该因素对评价指标的影响越大。利用表2的数据,计算各因素不同水平下换油率和采出程度的均值及极差(表3),对试验结果进行分析。由表3可知,注采参数对换油率的影响由大到小依次为:气水比、注气速度、段塞注气量、关井气油比;对采出程度的影响由大到小依次为:注气速度、关井气油比、气水比、段塞注气量。

表3 王窑区块长6油藏正交试验分析结果

因素	换油率				采出程度			
	k ₁	k ₂	k ₃	R	K ₁	K ₂	K ₃	R
气水比	0.683	0.8	0.52	0.28	0.484	0.451	0.464	0.033
注气速度	0.613	0.687	0.703	0.09	0.526	0.462	0.411	0.115
关井气油比	0.693	0.677	0.633	0.06	0.423	0.489	0.487	0.066
段塞注气量	0.693	0.627	0.683	0.066	0.459	0.469	0.471	0.012

注:k₁, k₂, k₃分别为换油率在水平1, 2, 3下的均值;R为极差;K₁, K₂, K₃分别为采出程度在水平1, 2, 3下的均值。

4 结束语

模拟注气膨胀实验结果表明,注CO₂可使原油饱和压力增大,体积膨胀,并使原油粘度降低。注入CO₂可改善原油物性,有利于提高其驱油效果。通过正交试验设计,可以在相对较少的方案基础上确定最优的CO₂驱注采参数组合,并同时确定各不同注采参数对评价指标的影响程度。在保证试验结果可靠性的前提下,大大减少了实际工作量。

针对CO₂水气交替驱替技术的4个注采参数进行了正交试验设计,该研究方法也适用于更多注采参数的优化问题,并可应用于其他油气田的开发方案多因素参数优选分析。

参考文献:

- [1] 赵福麟.EOR原理[M].东营:石油大学出版社,2001:155-161.
- [2] 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.

(下转第77页)