文章编号:1673-5005(2012)06-0108-05

陆相特高含水油田固水提高采收率机制研究

王友启

(中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:陆相沉积油田非均质性强、原油黏度较高,采收率普遍较低,特高含水期是油田开发的重要阶段。从分流量方程和相对渗透率曲线出发,提出固水增油理论,假设通过物理或化学方法,将部分可动水固定为不可动水,减少油水两相系统中水相的饱和度,相对增加原油的渗流能力,改善原油渗流状况。建立固水系统储层物性、油水饱和度和相对渗透率曲线的近似求取方法,并进行实例分析。结果表明:对固水系统重新注水开发时,含水率下降,采收率提高,含水率下降幅度和采收率提高幅度均随固水系数的增大而增大;对特高含水或近废弃油田实施固水增油在理论上是可行的,可将无效或低效开采转变为有效或高效开采,延长油田寿命,提高油田最终采收率。

关键词:固水增油; 固水系统; 固水系数; 提高采收率; 特高含水

中图分类号:TE 327 **文献标志码**:A doi:10.3969/j.issn.1673-5005.2012.06.020

Research on mechanism of enhanced oil recovery using immobilizing movable water in continental extra-high water cut oilfield

WANG You-qi

(*Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing* 100083, *China*)

Abstract: Continental sedimentary oilfield is characterized by severe heterogeneity, high crude viscosity and generally low recovery efficiency. Extra-high water cut period is an important stage for oilfield development. Based on the equation of fractional flow and relative permeability curve, a theory of immobilizing movable water and increasing oil production was proposed. It is assumed that partial movable water may be immobilized to unmovable water by the physical or chemical methods. The saturation of water phase in oil-water system may be decreased and the flow of the crude oil may be improved by rebuilding the dominant oil phase. The computing approximate methods of physical property of reservoirs, oil-water saturation and relative permeability curve for the immobilizing system were introduced. The case indicates that water flooding for the second times in the immobilizing system may bring water cut decreased and oil recovery enhanced as the change of the factors of the immobilizing moveable water. The immobilizing movable water and increasing oil production is feasible on the theory for the extra-high water cut oilfield or nearly abandoned oilfield. Ultimate recovery efficiency may be enhanced and oilfield life may be prolonged after inefficient production turned into efficient one.

Key words: immobilizing movable water and increasing oil production; immobilizing system; immobilizing factor; enhanced oil recovery; extra-high water cut

在陆相油藏分层注水开发理论[1]的基础上,针对断块油藏特点和油田开发的深入,相继创立了断块油藏滚动勘探开发理论[1]、陆相水驱油藏的分割控油理论[2]和老油田二次开发理论[3]。理论研究和矿场实践都表明,特高含水期是油田重要开发阶段,继续注水仍能提高采收率[4],但油田开发面临诸多矛盾[5-6],水油比呈指数上升,控水难度越来越大,油田能耗上升,采油成本不断攀升,目前主要从增大油水相对渗透率比和水油黏度比两个方面入手,来改善油水两相系统中原油的渗流状况,而不断增加的可动水饱和度是特高含水油田含水率居高不

收稿日期:2012-02-10

基金项目:中国石油化工股份有限公司科技攻关项目(P10087)

作者简介:王友启(1968-),男(汉族),山东临沂人,高级工程师,博士,主要从事油藏工程和提高采收率方面的研究。

万方数据

下的根源。为此,笔者从分流量方程和相对渗透率曲线出发,提出固水增油理论,探讨固水增油提高采收率的可行性。

1 特高含水油田开发难点

陆相沉积油田储层非均质性强、原油黏度高,注水开发采收率普遍较低。当油田注水开发达到经济界限或进入低效(无效)状态时,油藏中仍有大量剩余油。如何将这些剩余油经济有效地采出,是特高含水油田大幅度提高采收率的难题。

1.1 极限采收率与采收率的矛盾

油田最终采收率受技术和经济两个方面制约,通常以由盈亏平衡分析得出的极限含水率作为界限指标,采出程度与含水率关系曲线常作为描述开发效果和最终采收率的基础关系式。以含水饱和度为参变量的采出程度与含水率之间关系式为

$$f_w=\frac{1}{1+\frac{K_{ro}(S_w)\mu_w}{K_{rw}(S_w)\mu_o}}, \tag{1}$$

$$R=\frac{S_w-S_{wc}}{1-S_{wc}}. \tag{2}$$

式中,f_w 为含水率;$K_{ro}(S_w)/K_{rw}(S_w)$ 为油水相对渗透率比;S_w 为含水饱和度;μ_w/μ_o 为水油黏度比;R 为采出程度;S_{wc} 为束缚水饱和度。

图 1 为某三角洲相沉积的岩心相对渗透率曲线,岩心渗透率为 788×10^{-3} μm^2,束缚水饱和度为 0.301,残余油饱和度为 0.19,试验用原油和水黏度分别为 24.19 和 0.5763 mPa·s。

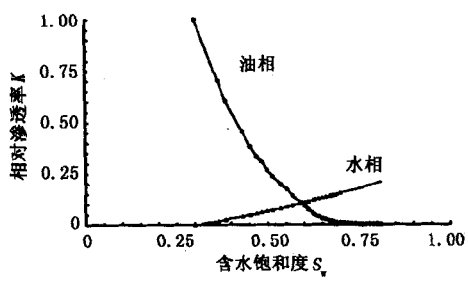

图 1 原始相对渗透率曲线

Fig. 1 Original relative permeability curve

由图 1 所示相对渗透率曲线和分流量方程计算,该岩心的理论极限采收率可达 0.728,含水率达到 0.98 时的理论采收率为 0.431(表 1)。可见,岩心的理论极限采收率较高,但在一定技术经济条件下的采收率与之相差较大,有相当一部分原油无法经济有效地采出。在含水率超过 0.98 以后继续注水,还可进一步提高采收率,但此时水油比高,经济效益变差,油田开发处于低效或无效状态。

表 1 不同含水阶段理论采出程度对比

Table 1 Correlation of theoretical degree of reserve recovery at various water-cut stages

含水阶段	阶段采出程度 R_1	阶段采出程度所占比例/%	阶段末累积采出程度 R_2
$f_w\leqslant0.90$	0.27	37.1	0.27
$0.90<f_w\leqslant0.98$	0.161	22.1	0.431
$f_w>0.98$	0.297	40.8	0.728

1.2 高可动水饱和度的制约

在油水两相系统中,一般采用含水饱和度和含油饱和度两个参数表示饱和度的变化,而在油藏中束缚水和残余油不参与渗流,实际参与渗流的是可动水和可动油部分。因此,油水两相油藏中饱和度的变化可用可动油饱和度和可动水饱和度来表示。在油田注水开发过程中,油水饱和度随采出程度的变化可表示为

$$S_o=(1-S_{wc})-(1-S_{wc})R, \tag{3}$$

$$S_w=S_{wc}+(1-S_{wc})R, \tag{4}$$

$$S_{om}=(1-S_{wc}-S_{or})-(1-S_{wc})R, \tag{5}$$

$$S_{wm}=(1-S_{wc})R, \tag{6}$$

$$\Delta S=(1-S_{wc})R. \tag{7}$$

式中,S_o、S_{om}、S_{or} 和 S_{wm} 分别为含油饱和度、可动油饱和度、残余油饱和度和可动水饱和度;ΔS 为饱和度变化值。

以图 1 相对渗透率曲线为例,分析了水驱开发过程中可动油和可动水饱和度的变化(图 2)。在油水两相系统中,随着注水开发程度的提高,含油饱和度降低,含水饱和度增加,其中可动油饱和度随可动水饱和度线性降低。当可动水饱和度增加到一定值后,即便是在可动油饱和度较高时,油田也将在特高含水率状态下生产。可见,特高含水阶段油田含水

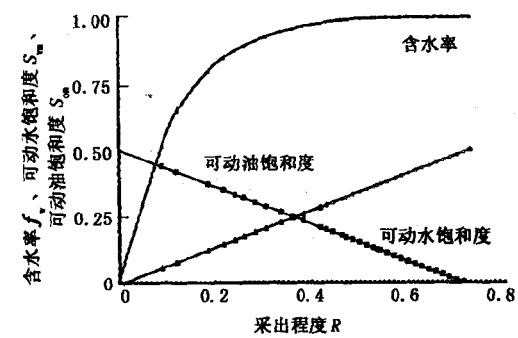

图 2 可动水饱和度与含水率的关系

Fig. 2 Relationship between saturation of movable water and water cut

万方数据

率居高不下的根源是油藏中较高的可动水饱和度,高可动水饱和度是制约油田经济有效开发和大幅度提高采收率的瓶颈。

针对陆相沉积油田特高含水阶段剩余油"总体分散、局部富集"的特点,对剩余油相对富集区,采用井网加密、层系细分重组、复杂结构井等技术,可进一步扩大波及,提高储量动用程度和采收率;对于水淹程度较高的分散剩余油,可通过可动凝胶深部调驱转变流场,改善开发效果;但对于含水率接近经济界限的近废弃油田,还缺乏有效的技术方法和大幅度提高采收率理论。

2 理论模型

2.1 现有改善原油渗流状况的技术措施

从分流量方程看,影响含水率的因素有油水相对渗透率比、水油黏度比和含水饱和度。现有的化学驱、热采、气驱等提高采收率技术主要从前两个因素入手,改善油水两相系统中原油的渗流状况。如对注水开发油藏,通过增加水相黏度提高水油黏度比,并通过聚合物的吸附降低水相相对渗透率而增大油水相对渗透率比值,从而降低含水率。复合驱技术通过降低油水界面张力、原油乳化等改变相对渗透率和润湿性,使油水相对渗透率比值增大,通过增加驱替相黏度来增大水油黏度比,改善油藏中原油的渗流状况,降低含水率,提高最终采收率。

2.2 固水增油理论

特高含水油田中不断增加的可动水饱和度是影响油水两相渗流的关键,在考虑增大油水相对渗透率比和水油黏度比的同时,有必要从降低可动水饱和度的角度探讨改善原油渗流的机制。

特高含水阶段油田开发的目标是提高产油量和最终采收率,但其关键是控水。即通过控制部分可动水,减少水相参与渗流的份额,相对增加原油参与渗流的份额,来改善原油在油水两相中的渗流状况。为此,从分流量方程和相对渗透率曲线出发,提出固水增油理论。

假设向强水淹层注入类似超强吸水材料,或注入几种化学剂在地下发生化学反应,吸收上百倍地层水,形成具有耐油层压力、温度和矿化度的固水体系,将油水两相系统中部分可动水固定为不可动水(称为固水),降低含水饱和度,建立新的油水系统(称为固水系统)。在固水系统中,由于降低了可动水饱和度,使可动油饱和度相对增大,减弱了水相的渗流能力,相对增强了油相的渗流能力,重新建立原油的优势渗流地位,改变油水渗流状况,降低含水率,使原系统中需在含水率 0.98 以上才能采出的原油能够经济有效地采出,延长油田寿命,并大幅度提高采收率。

3 固水系统分析

在油田注水开发过程中,储层物性、流体性质和渗流特征都会发生变化[7-9],为便于分析,忽略储层物性和流体性质的变化。

3.1 油水饱和度

将油水两相渗流系统中部分可动水固定为不可动水,那么参与渗流的油水两相的饱和度将发生变化。

定义被固定部分的可动水体积与孔隙体积之比为固水系数 S_{im},依据物质平衡原理,固水后系统中的油水饱和度分别为

$$S_{wc\,im}=S_{wc}/(1-S_{im}), \tag{8}$$

$$S_{or\,im}=S_{or}/(1-S_{im}), \tag{9}$$

$$S_{oi\,im}=((1-S_{wc})-(1-S_{wc})\,R)/(1-S_{im}), \tag{10}$$

$$S_{wi\,im}=(S_{wc}+(1-S_{wc})\,R-S_{im})/(1-S_{im}), \tag{11}$$

$$S_{o\,im}=(1-S_{wi\,im})-(1-S_{wi\,im})\,R_{im}, \tag{12}$$

$$S_{w\,im}=S_{wi\,im}+(1-S_{wi\,im})R_{im}, \tag{13}$$

$$\Delta S_{w\,im}=S_{w\,im}-S_{wi\,im}, \tag{14}$$

$$\Delta S=\Delta S_{w\,im}(1-S_{im}), \tag{15}$$

$$\Delta R=\Delta S/(1-S_{wc}). \tag{16}$$

式中,$S_{wc\,im}$、$S_{or\,im}$、$S_{oi\,im}$、$S_{wi\,im}$、$S_{o\,im}$、$S_{w\,im}$分别为固水系统的束缚水饱和度、残余油饱和度、初始含油饱和度、初始含水饱和度、固水系统再开发过程中的含油饱和度和再开发过程中的含水饱和度;R_{im}为固水系统开发后的采出程度;$\Delta S_{w\,im}$为固水系统开发后的饱和度变化值;ΔR 为采出程度增加值(或提高采收率幅度)。

与原系统相比,固水系统的束缚水饱和度和残余油饱和度相对变大;固水系统初始状态的含油饱和度相对变大,含水饱和度相对变小。如果固水系数小于固水时系统中的可动水饱和度,那么固水系统初始状态的含水饱和度将大于束缚水饱和度,此时系统中存在可动水。

3.2 孔隙度和渗透率

根据固水系数的定义,将部分可动水固定后,相当于降低了油水系统的孔隙度,孔隙度降低使固水系统的渗透率也发生变化。

固水系统的孔隙度为

$$\phi_{im}=\phi(1-S_{im}). \tag{17}$$

万方数据

式中,ϕ_{im}、ϕ 分别为固水系统和油藏孔隙度。

储层渗透率与粒度中值和孔隙度具有较好的统计关系[4],表示为

$$\lg k=a+b\lg\phi+c\lg M_d. \tag{18}$$

式中,k 为渗透率, μm^2;M_d 为粒度中值,mm;a、b、c 为回归系数。

借鉴式(18),可推导出固水系统渗透率的估算公式为

$$k_{im}=k(\phi_{im}/\phi)^b. \tag{19}$$

式中,k_{im}为固水系统的渗透率, μm^2。

将式(17)带入式(19),可得到固水系统渗透率与原系统渗透率和固水系数的关系式为

$$k_{im}=k(1-S_{im})^b. \tag{20}$$

3.3 油水相对渗透率曲线

相对渗透率曲线端点值统计结果表明,束缚水饱和度下油相渗透率随岩石绝对渗透率的增加单调递增,残余油饱和度下水相渗透率随束缚水饱和度下油相渗透率的增加单调递增。与原系统相比,由于渗透率的降低,将使束缚水饱和度下油相渗透率和残余油饱和度下水相渗透率变小。固水系统相对渗透率曲线的这两个端点值可参考同类油藏的统计关系求取。束缚水饱和度下油相渗透率与渗透率、残余油饱和度下水相渗透率与束缚水饱和度下油相渗透率具有较好的统计规律:

$$k_{ocw}=a_1k^{b_1}, \tag{21}$$

$$k_{wro}=a_2k_{ocw}^{b_2}. \tag{22}$$

式中,k_{ocw}为束缚水饱和度下油相渗透率;k_{wro}为残余油饱和度下水相渗透率;a_1、b_1、a_2、b_2 均为统计系数。

参考式(21)和式(22),可推导出固水系统的束缚水饱和度下油相渗透率和残余油饱和度下水相渗透率的计算公式为

$$k_{ocw\,im}=k_{ocw}(k_{im}/k)^{b_1}, \tag{23}$$

$$k_{wro\,im}=k_{wro}(k_{ocw\,im}/k_{ocw})^{b_2}. \tag{24}$$

式中,$k_{ocw\,im}$为固水系统束缚水饱和度下油相渗透率;$k_{wro\,im}$为固水系统残余油饱和度下水相渗透率。

依据式(20),可进一步推导出固水系统的束缚水饱和度下油相渗透率和残余油饱和度下水相渗透率与固水系数的计算公式为

$$k_{ocw\,im}=k_{ocw}(1-S_{im})^{bb_1}, \tag{25}$$

$$k_{wro\,im}=k_{wro}(1-S_{im})^{bb_1b_2}. \tag{26}$$

固水系统相对渗透率曲线可在原系统相对渗透率曲线的基础上依据端点值的变化进行校正。束缚水饱和度下油相相对渗透率和残余油饱和度下水相相对渗透率可在式(25)和式(26)的基础上求取。

4 实例分析

以图 1 所示的相对渗透率曲线为例,由式(1)和式(2)可知,当含水率为 0.98 时,含水饱和度为 0.602,含油饱和度为 0.398,对应的可动水饱和度为 0.301,可动油饱和度为 0.208。假设当含水率达到 0.98 时,通过物理或化学方法对油藏实施固水措施,分析固水系统重新注水开发提高采收率的可行性。

依据式(8)~(11)和式(20)、(25)、(26),计算了固水系数为 0.05~0.3 时固水系统的饱和度、渗透率和相对渗透率曲线端点值。计算 b、b_1、b_2 参数值,按同类油藏统计规律[10],分别取 0.833 745,1.033 7 和 1.158。

计算结果表明,随固水系数的增加,固水系统的束缚水饱和度和残余油饱和度相对增大,初始状态的含油饱和度和可动油饱和度相对增大,含水饱和度减小,可动水饱和度大幅度减小;渗透率、束缚水下油相相对渗透率和残余油下水相相对渗透率随固水系数增大均降低,但下降幅度较小。

假设对固水系统进行注水开发,依据固水系统的相对渗透率曲线和分流量方程,计算了固水系统采出程度与含水率关系曲线(图 3)。固水系统重新注水开发时,含水率能够降到 0.98 以下,含水率曲线出现下降漏斗。含水率下降幅度和下降漏斗宽度受固水系数的影响,固水系数越大,含水率下降幅度越大,含水率下降漏斗也越宽,表明固水增油理论上是可行的。

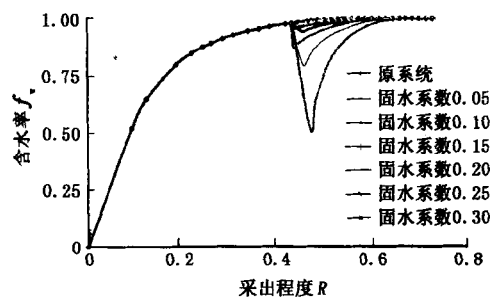

图 3 固水系统注水开发采出程度与含水率曲线

Fig. 3 Relationship between degree of reserve recovery and water cut during water flooding in immobilizing system

依据分流量方程,测算了不同固水系统注水开发到含水率为 0.98 时的提高采收率幅度。实例分析表明,固水系统提高采收率幅度随固水系数的增

万方数据

加而增大。当固水系数为 0.05 ~ 0.3 时,理论采收率可提高 0.3 ~ 17.6 个百分点,油田理论总采收率可由 0.431 提高到 0.461 ~ 0.607。可见,当油田开发到含水率达 0.98 时实施固水增油,理论上能够进一步提高采收率。

如果对固水系统实施与之配伍的提高采收率技术,提高采收率幅度会更大,油田总采收率也会更高。

5 结束语

固水增油理论的核心是减少油水两相系统中可动水的饱和度,相对增加原油的渗流能力,重新建立油相的优势渗流地位,改善原油渗流状况,降低含水率,将无效或低效开采转变为有效或高效开采,延长油田寿命,提高油田最终采收率。对特高含水油田或临近废弃油田实施固水增油在理论上是可行的,能够进一步提高采收率。

参考文献:

[1] 金毓荪,隋新光. 陆相油藏开发论[M]. 北京:石油工业出版社,2006:263-267.

[2] 李阳,王端平,刘建民. 陆相水驱油藏剩余油富集区研究[J]. 石油勘探与开发,2005,32(3):91-96.
LI Yang, WANG Duan-ping, LIU Jian-min. Remaining oil enrichment areas in continental waterflooding reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2005,32(3):91-96.

[3] 胡文瑞. 中国石油二次开发技术综述[J]. 特种油气藏,2007,14(6):1-4.
HU Wen-rui. Overview of oilfield secondary development in China[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2007, 14(6):1-4.

[4] 俞启泰. 论提高油田采收率的战略与方法[J]. 石油学报,1996,17(2):53-61.
YU Qi-tai. A study on strategy and approach to enhance ultimate recovery from oilfields[J]. Acta Petrolei Sinica, 1996,17(2):53-61.

[5] 刘合,闫建文,薛凤云,等. 大庆油田特高含水期采油工程研究现状及发展方向[J]. 大庆石油地质与开发,2004,23(6):65-67.
LIU He, YAN Jian-wen, XUE Feng-yun, et al. Status quo and future development of production engineering at high water cut stage in Daqing oilfield[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2004,23(6): 65-67.

[6] 方宏长,冯明生. 中国东部几个主要油田高含水期提高水驱采收率的方向[J]. 石油勘探与开发,1999,26(1):40-42.
FANG Hong-chang, FENG Ming-sheng. Direction in enhancing waterflooding recovery of oil fields with high water-cut in eastern China[J]. Petroleum Exploration and Development, 1999,26(1):40-42.

[7] 辛治国, 隋淑玲, 王维政,等. 疏松砂岩油藏注水开发声波速度的影响因素[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2008,32(4):34-37.
XIN Zhi-guo, SUI Shu-ling, WANG Wei-zheng, et al. Influential factors of acoustic velocity in the course of waterflood development of unconsolidated sandstone reservoir [J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2008,32(4):34-37.

[8] 王洪光,蒋明,张继春,等. 高含水期油藏储集层物性变化特征模拟研究[J]. 石油学报,2004,25(6):53-58.
WANG Hong-guang, JIANG Ming, ZHANG Ji-chun, et al. Simulation on variation of physical properties in high water-cut reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(6):53-58.

[9] 冯金德, 程林松,常毓文,等. 裂缝各向异性油藏渗流特征[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2009,33(1):78-82.
FENG Jin-de, CHENG Lin-song, CHANG Yu-wen, et al. Percolation characteristics of fractured anisotropic reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2009,33(1):78-82.

[10] 孙梦茹,周建林,崔文富,等. 胜坨油田精细地质研究[M]. 北京:中国石化出版社,2004.

(编辑 沈玉英)

万方数据