

文章编号:1001-6112(2012)S1-0080-04

巴什托油田深层、高压、 低渗油藏高效开发采油工艺技术

陈彪,李威,胡小菊,伍兴东,蔡洪

(中国石化西北油田分公司 雅克拉采气厂,新疆 库车 842017)

摘要:巴什托油田位于塔里木盆地西南坳陷区麦盖提斜坡西北部巴什托—先巴扎构造带西部的巴什托构造,巴楚组油藏投入全面开发后,单井投产初期产量均较高,且含水上升快,开发初期就进入递减阶段。结合开发形势,提出了对水平井提液增油、直井小型酸化压裂增油工艺技术。

关键词:提液增油;酸化压裂;巴楚组油藏;巴什托油田;塔里木盆地

中图分类号:TE35

文献标识码:A

Efficient development technologies applied in deep-buried reservoirs with high pressure and low permeability in Bashitop Oil Field

Chen Biao, Li Wei, Hu Xiaojun, Wu Xingdong, Cai Hong

(Yakela Gas Production Plant, SINOPEC Northwest Company, Kuqa, Xinjiang 842017, China)

Abstract: The Bashitop Oil Field locates in the Bashitop Structure in the west of the Bashitop-Xianbazha Structural Belt, the northwest of the Maigaiti Slope, the southwestern depression of the Tarim Basin. After the beginning of hydrocarbon exploitation in Bachu Formation, the production rate in single well first increased and then kept decreasing due to the increase of water content. Based on development situations, some new technologies such as liquid-extracting in horizontal wells and acid-fracturing in vertical wells were proposed in this paper.

Key words: liquid-extracting so as to increase oil product; acid-fracturing so as to increase oil product; reservoirs in Bachu Formation; Bashitop Oil Field; Tarim Basin

巴什托油田巴楚组油藏属裂缝—孔隙型低孔、低渗白云岩超高压未饱和底水油藏,1994年10月至2008年8月为试采阶段,随着2008年9月13日BK4H井开井生产,巴楚组油藏投入全面开发。在开发过程中面临储层非均值严重、关井压力高、底水锥进快、产能递减快等问题,开发难度大,开发初期就进入递减阶段,导致开发效果变差。如何采取高效的采油工艺技术,搞好高压、低孔低渗油藏的有效开发,提高开发水平,成为当前急需深入研究和解决的课题^[1]。

1 油气田概况

巴什托油气田位于新疆维吾尔自治区巴楚县西南部曲苦恰克乡,塔克拉玛干大沙漠西北缘,构造位置位于塔里木盆地西南坳陷区麦盖提斜坡西北部巴什托—先巴扎构造带西部的巴什托构造。

巴什托巴楚组油藏埋深4 760~4 790 m,含油幅度10 m,含油面积6.46 km²,探明原油地质储量131×10⁴ t,溶解气地质储量2.25×10⁸ m³(图1)。

1.1 构造特征

巴什托构造为一长轴背斜,构造轴线与断裂走向平行,呈NWW方向展布。巴楚组顶面为一长轴背斜,背斜长轴15.20 km,短轴1.95 km,圈闭面积21.02 km²,构造高点埋深-3 580 m,闭合高度75 m。

1.2 储层特征

储集空间以裂缝、溶洞和溶孔为主,基质不含或含很少油,基本不具备储渗能力,裂缝为主要渗流通道。储层非均质严重,裂缝渗流能力差别很大,这主要取决于裂缝宽度^[2]。巴楚组油层的岩石类型主要有泥晶云岩、粉晶云岩两类;储层孔隙类型均为次生孔隙,主要有晶间孔、溶孔,同时裂缝发育。其中基质平均孔隙度10.02%,平均渗透率

收稿日期:2011-11-25;修订日期:2012-02-20。

作者简介:陈彪(1985—),男,助理工程师,从事油气田开发研究。E-mail:240641720@qq.com。

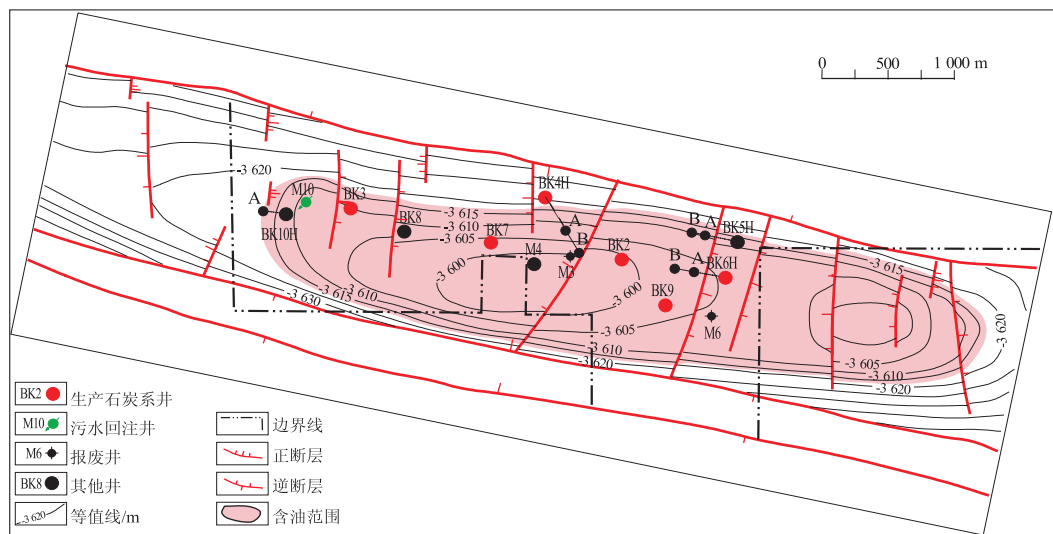


图 1 塔里木盆地巴什托巴楚组油藏含油面积

Fig. 1 Oil-bearing area of reservoirs in Bachu Formation, Bashitop Oil Field, Tarim Basin

$12.89 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 属于低孔、低渗储层。裂缝主要发育在巴楚组顶部, 裂缝以立缝和斜交缝为主; 缝长一般 3 ~ 15 cm, 个别达 100 cm; 缝宽 0.01 ~ 0.5 mm, 个别达 1.0 ~ 1.5 mm, 大部分被方解石充填或半充填。

1.3 流体特征

原油具有低密度 (0.8017 g/cm^3)、低粘度 ($3.14 \text{ mPa} \cdot \text{s}$)、低凝固点、低含硫、低含蜡等特点, 属于轻质原油。溶解气中甲烷含量 62.93% ~ 68.11%, 干燥系数 2.24 ~ 3.10, 氮气含量 7.02% ~ 7.48%, 相对密度为 0.784 ~ 0.885。地层水密度 1.05 g/cm^3 , pH 值为 7.0, 呈中性, 属于苏林硫酸钠型。

1.4 温压系统

原始地层压力 92.05 MPa, 压力系数 1.97, 属超高压地层; 饱和压力 18.80 MPa, 地饱压差 73.25 MPa。地层温度 141.9 °C (4 758.55 m), 平均地温梯度 2.77 °C/hm, 属正常地温梯度。

1.5 油藏类型

巴什托石炭系巴楚组属背斜型、层状裂缝—孔隙型低孔、低渗白云岩超高压未饱和底水油藏。

2 水平井提液增油技术

2.1 提液增油机理

(1) 裂缝发育区具备裂缝和基质岩块 2 套供给系统。通常认为地层流体由基质岩块流到裂缝系统, 然后再由裂缝系统流到井筒, 即基质岩块系统—裂缝系统—井筒 (图 2)。但在降压开采过程中, 裂缝系统压力低于基质岩块的压力, 在驱替压差以及基质孔隙压缩和流体膨胀作用下, 基质岩块

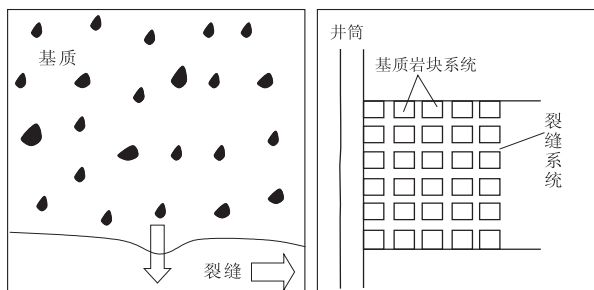


图 2 巴什托油田裂缝性油藏提液采油机理示意

Fig. 2 Mechanism of liquid-extracting to increase oil product in fractured reservoirs, Bashitop Oil Field, Tarim Basin

中的流体流向裂缝系统。

(2) 基质岩块具备一定稳产供油能力。巴什托巴楚组油藏的基质具备渗流能力, 基质孔隙度平均值 10.02%, 渗透率平均值 $12.89 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 为低孔、中渗, 另外裂缝不发育、不沟通水层的 M4、BK7 井实例表明具备一定的稳产能力。

(3) 压力下降后, 原油较水更易膨胀。地层原油压缩系数一般在 $(10 \sim 140) \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$ 之间, 地层水压缩系数一般在 $(3.7 \sim 5) \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$ 之间。因此在地层压力下降过程中地层原油体积变化是地层水的 2 ~ 38 倍。在相同生产压差下, 原油较水更易膨胀采出。

(4) 应力敏感影响程度不大。由于巴楚组储层中裂缝主要为高角度裂缝, 因此在压力下降过程中的应力敏感影响程度低于低角度裂缝。因此敢于放大生产压差, 提高产液量。

(5) 另外的必备条件为油藏弹性能量大、水体小, 不怕排水。由于构造受南北 2 条主断裂夹持, 计

算水体倍数均小于10,水体不大;地饱压差达到59 MPa,地层弹性能量充足,利于开展排水采油工作。

2.2 实例分析

巴楚组油藏具有提液增油潜力,故在易沟通裂缝、泄油面积大、能沟通更多有效储集体的水平井进行了提液增油试验。

2.2.1 BK4H 井提液增油试验

BK4H 井于2008年9月13日投产,初期日产油140 t,含水8.06%,生产2个月后,含水上升到70%,日产油下降到55 t,之后含水不断上升。

2009年10月,BK4H 井进行提液增油试验,工作制度由3.8 mm调整为5.0 mm,调整后日产油由17.2 t上升到26 t,日增油8.8 t,最高日增油达15.3 t,2009年累计增油789.9 t。含水在提液初期稳定在87.6%,之后有缓慢下降的趋势,最低达82%。分析认为:裂缝为出水,基质出油,提液后生产压差增大,基质出油量增加,含水有所下降。

2010年5月,工作制度由5.0 mm调整为5.5 mm,调整后日产油由32.5 t上升至38.7 t,日增油6.2 t,之后随着含水的缓慢上升,增油效果逐渐变差。9月25日,工作制度由5.5 mm调整为5.4 mm控制含水上升,效果不理想。分析认为:提液后生产压差增大,裂缝沟通新的水体,造成含水上升。说明合理的生产压差才能控制含水上升。

截止2011年6月20日,BK4H 井油嘴6.5 mm,油压13.5 MPa,日产液230 t,日产油26.8 t,含水86.41%。与2009年9月提液前相比,日产油提高9.5 t。该井累产液 19.73×10^4 t,累产油 3.14×10^4 t,累计提液增油 0.991×10^4 t。

2.2.2 BK6H 井提液增油试验

BK6H 井于2009年11月28日投产,初期平均日产油20 t,平均含水37.5%,2010年1月20日,含水快速上升到97.97%。

2010年3月,BK6H 井进行提液增油试验,工作制度由2 mm调整为3 mm,日产油由4.6 t上升至5.5 t,含水从94.4%下降至93.7%,提液效果不理想。之后逐步优化工作制度,分别调整为4,5,5.4 mm,日产油分别上升至23.8,32.2,36.8 t,含水分别下降至84.3%,83.2%,82%,提液增油效果明显,2010年累计提液增油7129 t。

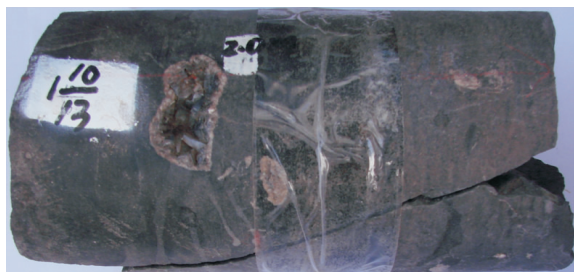
截止2011年6月20日,BK6H 井油嘴5.5 mm,油压7.4 MPa,日产液121 t,日产油16.2 t,含水84.31%,日产油有所下降,含水有所上升。该井累产液 7.59×10^4 t,累产油 1.30×10^4 t,累计提液增油 1.04×10^4 t。

3 直井酸化压裂技术

3.1 酸化压裂可行性分析

(1) 巴楚组顶部裂缝发育,泥浆漏失严重,储层有一定污染。通过M4、M6、M10井和BK2井取心资料显示,巴楚组裂缝发育(图3)。

从巴什托油田巴楚组的相干图(图4)上可以看出,M10、BK3、BK8、BK7和M4井位于相干程度较高的区块上,裂缝欠发育,所以在钻井过程中基本没有漏失泥浆。BK2、BK4H和BK9井位于相干程度相对较低的区块上,裂缝较发育,所以在钻井过程中发生泥浆漏失。BK5H和BK6H井位于相



BK2井,第1回次,层位C,b,井深4761.93~4762.13 m; 10段: 灰黑色油斑微晶白云岩,见一条斜缝,未充填;溶孔发育,孔壁为石膏,中心为方解石,全充填。久置表面见斑状原油外渗,干照亮黄色,滴照乳白色,发光面积20%~50%。



BK2井,第3回次,层位C,b,井深4767.52~4767.81 m; 4~5段: 上部灰色油斑微晶白云岩,下部灰色油斑膏质白云岩。裂缝发育岩心破碎。

图3 巴什托油田巴楚组顶部裂缝发育特征

Fig.3 Features of fracture generation, top of Bachu Formation, Bashitop Oil Field, Tarim Basin

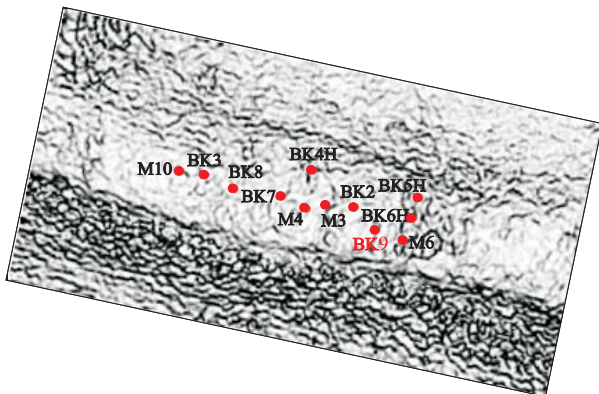


图4 巴什托油田巴楚组断裂平面分布(相干分析)

Fig.4 Plane distribution of fractures in Bachu Formation, Bashitop Oil Field, Tarim Basin (coherence analysis)

干程度很低的断裂区块上,裂缝发育,所以在钻井过程中泥浆严重漏失,对储层有一定污染。

(2)巴楚组岩样酸溶蚀情况好。前期对 BK2 井 4 770.15 m 处岩心采样,开展了酸溶蚀实验,酸溶蚀率为 82.23%,认为巴楚组层段适合酸化改造。

通过以上分析认为,巴楚组油藏为低孔低渗油藏,裂缝发育,钻井过程中部分井泥浆漏失严重,对储层有一定污染,适合进行储层改造,解除地层污染,提高单井产量^[3]。

3.2 实例分析

3.2.1 BK9 井酸化压裂

2010 年 11 月 3 日进行酸压施工,注入井筒总液量 180 m³,挤入地层总液量 180 m³。挤入地层为:原井筒液体 14.3 m³,高温凝胶酸 150 m³,压裂液 15.7 m³。

酸压效果评价:2010 年 11 月 4 日开井生产,在 3 mm 工作制度下,平均油压 24.15 MPa,平均日产油 51.9 t,平均含水 11.45%。目前该井油嘴 2.0 mm,油压 13.3 MPa,日产油 27.1 t,含水 12.46%,累计增油 3 897 t,酸压效果较好(表 1)。

3.2.2 BK2 井酸化

鉴于 BK9 井酸压作业效果较好,且具有酸压增产可行性,BK2 井于 2011 年 3 月 1 日进行酸压作业,共挤入地层胶凝酸 220 m³,排量控制在 0.6 ~

表 1 巴什托油田 BK9 井酸压效果

Table 1 Effects of acid-fracturing in well BK9, Bashitop Oil Field, Tarim Basin

时间	油嘴/ mm	油压/ MPa	日产油/ t	含水/%	累计 增油/t
酸化前	2.1	1.5	0.6	0.13	
酸化后	3	24.15	51.9	11.45	3 897
2011-06	2	13.3	27.1	12.46	

表 2 巴什托油田 BK2 井酸压效果

Table 2 Effects of acid-fracturing in well BK2, Bashitop Oil Field, Tarim Basin

时间	油嘴/ mm	油压/ MPa	日产油/ t	含水/%	累计 增油/t
酸化前	2.0	0.74	0.5	84.90	
酸化后	2.0	9.6	4.8	75.55	347
2011-06	2.5	5.2	2.7	84.57	

2.4 m³/h,泵压在 34.9 ~ 56.7 MPa 之间变化。

酸化效果评价:2011 年 3 月 1 日开井生产,在 2 mm 工作制度下,平均油压 9.6 MPa,平均日产油 4.8 t,平均含水 75.55%。目前该井油嘴 2.0 mm,油压 5.2 MPa,日产油 2.7 t,含 84.57%,累计增油 347 t,酸化效果较好(表 2)。

4 认识及建议

1)水平井泄油面积大,能有效沟通更多储集体,通过建立合理的生产压差,提液增油效果比较显著。后期进一步研究合理的生产压差,提高提液增油效果。

2)对储层有一定污染的直井,进行储层改造,能有效解除地层污染,改善了近井地带的渗流能力,提高了单井产量。针对面临停喷、产能较差的直井,可继续进行小型酸压,提高油井产能。

参考文献:

- [1] 袁士义,宋新民,冉启全. 裂缝性油藏开发技术[M]. 北京:石油工业出版社,2004.
- [2] 修乃岭,耿忠娟,熊伟,等. 缝洞型碳酸盐岩油藏开发特征和水动力学模拟[J]. 石油钻采工艺,2008,30(2):72-73.
- [3] 陈志海,张士诚. 深层碳酸盐岩储层酸压改造后的地质效果评价[J]. 石油与天然气地质,2004,25(6):687-691.

(编辑 徐文明)