

文章编号:1001-6112(2011)S1-0074-04

塔里木盆地巴什托超高压裂缝性油藏 改善开发效果对策研究

柳春云^{1,2}, 姚丽蓉², 梁静献², 马海虎², 钟学彬²

(1. 西安石油大学 油气资源学院, 西安 710065; 2. 中国石化 西北油田分公司, 新疆 库车 842017)

摘要:针对巴什托超高压裂缝性油藏在开发过程中出现的含水上升快、产量下降快、底水能量弱等特点,在精细地质研究的基础上,对储层特征和油井见水规律进行了研究,建立了 5 种油井见水模式,对油藏实施的转抽、堵水、提液等措施进行了总结分析,为下一步提高开发效果提出了切实可行的技术方案。

关键词:超高压;裂缝性油藏;改善开发效果;巴什托油田;塔里木盆地

中图分类号:TE344

文献标识码:A

Countermeasures for improving development effect of overpressured and fractured-reservoirs in Bashituo Oilfield, Tarim Basin

Liu Chunyun^{1,2}, Yao Lirong², Liang Jingxian², Ma Haihu², Zhong Xuebin²

(1. School of Petroleum Resources, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China;

2. SINOPEC Northwest Company, Kuche, Xinjiang 842017, China)

Abstract: In accordance with the characteristics of fast water flooding, production decline and weak bottom water energy in Bashituo overpressured, fractured reservoirs, detail geological study was carried out and new understandings were gained about reservoir fracture development and oil and water movement. Five modes of water flooding were proposed. Implementation results of water pump, turn, solution measures for the reservoir were summarized and the plan for improving development was proposed.

Key words: overpressured; fractured-reservoir; improving development; Bashituo Oilfield; Tarim Basin

裂缝性油藏与常规孔隙型油藏相比,其储集空间分布的随机性很强,导致油井产量差异大,高效布井难度大,且大多数裂缝性油藏的边底水极易沿裂缝发生水窜,底水锥进很快,导致开发效果变差。如何搞好裂缝性油藏的有效开发,提高开发水平,成为当前急需深入研究和解决的课题^[1]。巴什托巴楚组油藏就属于这一类型。

1 油气田概况

巴什托油气田位于塔里木盆地西南坳陷麦盖提斜坡西北部巴什托构造。其开发目的层为下石炭统巴楚组油层,油藏埋深 4 760~4 790 m,含油幅度 10 m,中石化矿权内含油面积 6.46 km²,储量 131×10⁴ t。

2 地质特征

2.1 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(图 1,2)。

2.2 储层特征

一般裂缝性油藏特点:储集空间以裂缝、溶洞

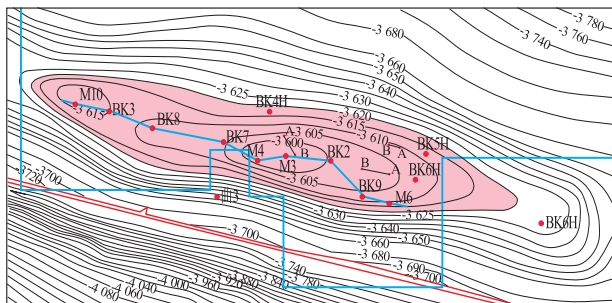


图 1 巴什托巴楚组油藏含油面积

Fig.1 The area of oil reservoir of Bachu Formation, Bashituo Oilfield, Tarim Basin

收稿日期:2010-12-20;修订日期:2011-04-12。

作者简介:柳春云(1982—),男,硕士,主要从事油气田开发工作。E-mail:99031574@qq.com。

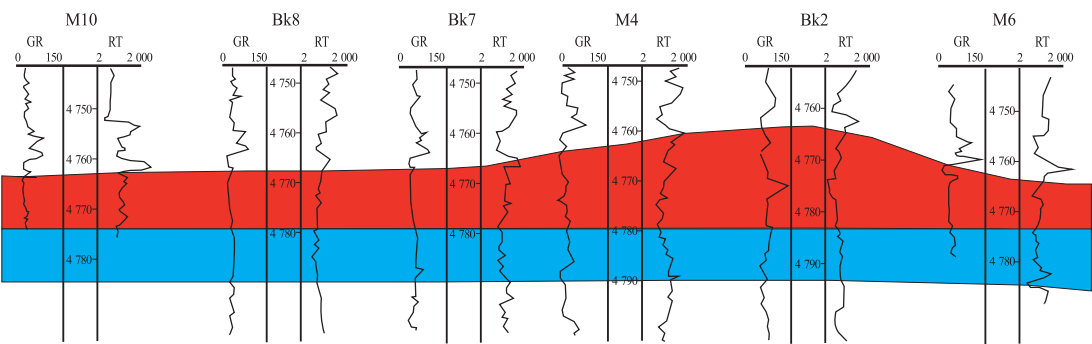


图 2 巴什托巴楚组油藏构造剖面(NW—SE)

Fig.2 The structural section of Bachu Formation reservoir in Bashituo Oilfield(NW—SE)

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]。工区巴楚组油层的岩石类型主要有泥晶云岩、粉晶云岩 2 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 $12.89 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于低孔、低渗储层。裂缝主要发育在巴楚组顶部,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。受裂缝影响,在钻井过程中,有 50% 的井都发生泥浆严重漏失。

2.3 流体特征

原油为低密度 (0.801 7 g/cm³)、低粘度 (3.14 mPa·s) 的轻质原油。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/cm³,pH 值为 7.0,呈中性,属于苏林硫酸钠型。

2.4 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 ℃ (4 758.55 m),平均地温梯度 2.77 ℃/hm,属正常地温梯度。

2.5 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。

3 开发特征

巴楚组油藏于 2007 年 11 月投入正式开发。产量呈现初期高,受含水影响,然后快速递减的趋势。后期进行“提液增油”效果显著,产量呈现上升趋势。目前该区共有生产井 7 口,开井 6 口,日均产油 62 t,产气 $1.3 \times 10^4 \text{ m}^3$,日产水 360 t,综合气油比 159 m³/t,综合含水 74.43%。截止目前累计产油 $5.15 \times 10^4 \text{ t}$,地质储量采出程度为 3.9%。

3.1 高含水,无无水采油期

油藏 83% 的油井投产即见水,且迅速进入高含水阶段(含水 80%),无无水采油期(图 3)。

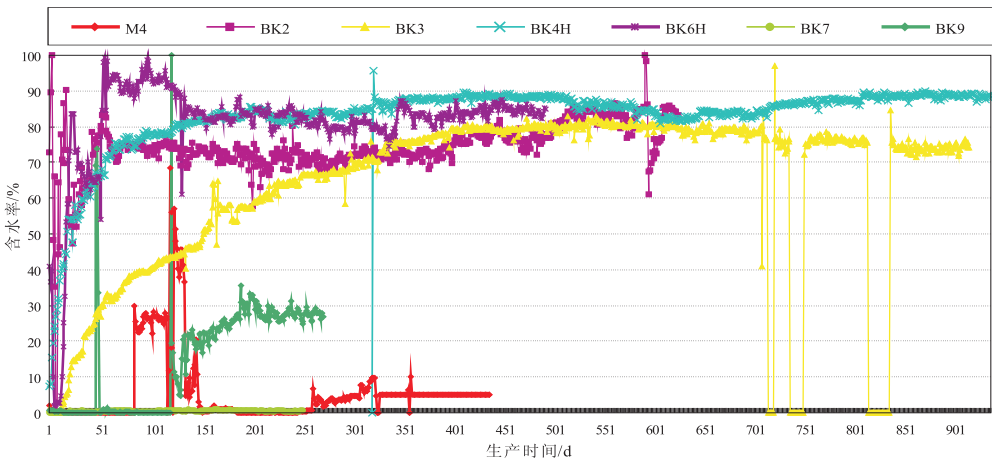


图 3 单井含水率与生产时间关系曲线

Fig.3 The relationship between the water content of single well and the production time

结合油藏的裂缝性储层的地质特征和油井的试井解释曲线和各单井的生产特征,划分了 5 种见水模式(图 4)。

3.1.1 孔隙型

生产过程中不见水,初期产量高,后期趋于低产;储集空间以基质孔隙为主,产层裂缝不发育,不沟通底水,以 M4 井为代表(图 4a)。

3.1.2 裂缝型

开井即见水,且处于高含水阶段后,含水有缓慢下降趋势;储集空间以裂缝为主,裂缝发育且沟通底水。以 BK6H 井为代表。(图 4b)。

3.1.3 裂缝—孔隙型

有短暂的无水期,见水后缓慢上升,上升到高位后趋于平稳;储集空间以基质孔隙为主,裂缝为辅,沟通底水。以 BK3 井为代表(图 4c)。

3.1.4 孔隙—裂缝型

开井即见水,且处于高含水阶段,并在高位趋于平稳;产层裂缝发育,储集空间以裂缝为主,基质孔隙为辅,沟通底水。以 BK2 井为代表(图 4d)。

3.1.5 复合型

特征介于裂缝—孔隙型和孔隙—裂缝型两者之间,以 BK4H 井为代表(图 4e)。

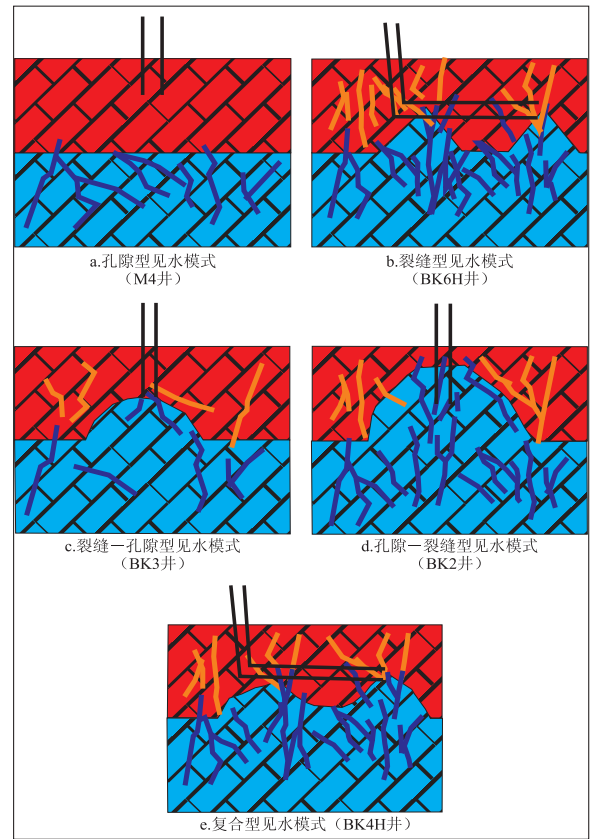


图 4 巴什托油田 5 种见水模式

Fig.4 The 5 types of water breakthrough in Bahituo Oilfield

3.2 能量仍以弹性驱为主,未见明显水驱

巴楚组油藏地饱压差很大(73.25 MPa),表明该油藏弹性能量足,目前地层压力保持程度为 96%,油藏下降速度约 5.7 MPa/a。目前地层压力为 77.96 MPa,较原始地层压力下降了 14.09 MPa,随着投产井数的增加,地层压力下降速度明显增大。

3.3 水平井开发效果好于直井

直井受沟通储集体范围小影响,渗流压降大,达 18~37 MPa。如 BK3 井生产压差达 38 MPa,生产中流压、油压均逐渐降低,面临停喷。而水平井生产压差只有 7~13 MPa,油压保持稳定。

从产量上看,水平井井数占 33%,日产油量占总产量的 48%;总累计产油看,水平井占 56.5%。从钻井成本来看在巴麦地区进行一口开发水平井约 3 500 万元,而直井约 3 300 万元。单井钻井成本平均回收期为 795 d,水平井为 385 d(表 1),水平井明显优于直井。

3.4 油藏采出程度低

油藏的综合含水达到 74.43%的时候地质储量采出程度仅为 3.9%。需要研究提高采收率的技术对策。原开发方案中设计:初期充分利用天然能量开发,待整个油藏压力下降到一定程度后考虑注水人工补充能量。参考东部低渗油藏经验,油藏井网基本完善后,待地层压力接近静水柱压力时注水。但笔者认为,裂缝发育区带,水窜严重,注水见效快,水淹也快,在裂缝不发育井区,油水井连通差,导致长期注不进水[3]。

4 开发调整成效分析

围绕区块的油井低产低效、高含水问题开展了油藏的开发调整工作。

4.1 直井“转抽”未见效

M4 井在生产过程中因供液不足,进行转抽生产,但仍未见效。该井属于上述“孔隙类模式”的储

表 1 巴楚油井产量与钻井回收期概算

Table 1 The budget estimation between well production and payback period of well drilling

井别	井号	生产时间/d	日油水平/t	累产油/t	钻井成本/万元	回收期/d
直井	M4	453	12.93	5 609	3 300	740
	BK2	458	6.15	2 814	3 300	1 491
	BK3	688	19.13	13 162	3 300	479
	BK7	44	19.52	863	3 300	470
	BK4H	707	33.54	23 724	3 500	290
水平井	BK6H	265	20.28	5 373	3 500	479
	合计		111	51 544	20 200	

层,裂缝不发育,未沟通底水,基质孔隙供液缓慢,生产压差较大。该井自喷期为 446 d,停喷后液面恢复缓慢,机抽出现严重供液不足。供液能力好坏决定了措施作业的方式方法。在措施作业选型上要结合储层地质特征区别对待。

4.2 水平井“堵水、酸压”未见效

BK5H 井进行了 4 井次的水平段测试、堵水、射孔、酸压作业,均未见效。分析原因主要有 4 个方面:(1)泥浆漏失严重,污染储层。在钻井和 4 次测试作业过程累计漏失泥浆 1 008.67 m³,地层排液 1 393.84 m³,出油 11.15 m³。(2)基质孔隙属于低孔低渗,泥浆严重污染了基质孔隙;而裂缝的渗流通道大于基质孔隙,泥浆对裂缝影响程度小。(3)储层的裂缝沟通底水,泥浆在反排过程中,掺入地层水,造成反排总液量大于漏失量的“假象”,其实未反排干净,这在后面 2 次射孔中未见效,说明基质孔隙仍然未启动。这也就说明第 1 次测试见油,后面 3 次未见油的原因。(4)在酸压作业中,泵压达 60 MPa,套压上升至 55 MPa,地层完全不吸酸,施工失败。

因此单纯从堵水角度考虑不能解决问题,分析认为 BK5H 井受泥浆污染影响,基质孔隙未启动。而目前井筒和裂缝被堵水的水泥灌满,再次改造储层的措施难度极大,建议对该井进行“侧钻”,重新寻找有利储集体,避开泥浆和水泥污染段。

4.3 “提液增油”水平井效果好,直井差

从各单井生产曲线分析,认为“提液增油”可行主要有 3 方面因素:(1)基质中的油没有动用。受基质孔隙和裂缝双重介质影响,水平井初期裂缝供油,产能高(图 5);裂缝出完油之后,快速递减,裂缝沟通底水含水快速上升,而油层基质中的油没有流出。(2)油藏的底水水体倍数小。容积法计算水体倍数 3.93~6.96 之间,水体储量有限,含水达到高位后,不再上升。(3)在大压差下生产,裂缝中水体补充不及时,基质开始贡献出油,含水会出现小幅下降。

基于以上 3 点,进行了水平井和直井的提液工作,水平井取得显著效果,如 BK6H 井,产油量增加的同时,含水率在降低,2 口水平井通过提液共计增油 7 982 t。而对于直井而言,效果不明显(如 BK3 井)。这主要是因为水平井沟通的有效储集体多,泄油面积大造成的。

4.4 直井酸压效果较好

针对直井间开发效果不理想,生产压差较大,供液不足等问题,2010 年底针对 BK9 井进行小型酸压,以储层改造探索增油方式。该井酸压前无液

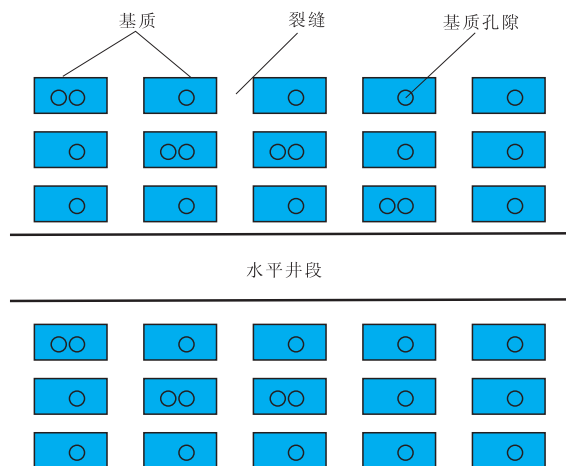


图 5 水平井渗流机理模型

Fig. 5 The filtration mechanism model of horizontal well

产出,进行酸压后开井初期日产油高达 59 t,到 2011 年 4 月产油量保持在 16 t/d。

2011 年 3 月对 BK2 井进行酸压,该井酸压前日产油只有 0.7 t,酸压后开井初期日产油达 9.7 t,2011 年 4 月保持在 5 t/d。

低产直井的酸压表明巴楚组进行储层改造有助于提高直井产能。

5 下一步对策及认识

1)巴楚组裂缝性油藏受储层非均质性影响,初步划分为 5 种见水模式。不同见水模式进行了各自针对性的开发调整对策,其中对水平井进行“提液增油”成效显著。

2)针对面临停喷、产能较差的直井,可进行小型酸压,改善近井地带的渗流条件,沟通更多的储集体,提高油井产能(如 BK3 井);不能恢复产能的,进行侧钻(如 BK5H,M4 井)。

3)水平井沟通有效储集空间大于直井,泄油面积大,产量、压力稳定,生产压差小,水平井开发效果好于直井。继续对水平井进行“提液采油”提高产量,后期部署加密井,应考虑采用水平井设计。

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] 梁管忠. 二连盆地哈南凝灰岩油藏裂缝发育特征[J]. 石油实验地质,2001,23(4):416-417.

[4] 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 叶德燎)