

疏松砂岩稠油油藏调剖试验效果评价

冯有奎¹,唐颖²,闫伟³,李永康³

(1.中国地质大学(北京)能源学院,北京 100083; 2.中信石油技术开发(北京)有限公司,北京 100004;
3.华油能源集团,北京 100088)

摘要: KBM油田属疏松砂岩稠油油藏,开发过程中含水率上升快、产量递减大、控水稳油难度大,需通过试验研究确定高效开发措施。针对该油田的矛盾和特点,采用聚合物水膨体、聚合物冻胶等组合调堵剂,2013年4—8月在该油田中区G和D层开展了深部调剖试验,平均单井注入调堵剂量为2 187 m³。试验结果表明:注入压力平均增加1.5 MPa;吸水剖面改善显著,420井主力层吸水厚度由5.5 m增至9.5 m,主力吸水层的吸水强度由11.2 m³/m下降到3.2 m³/m;受效油井增油效果明显,23口采油井中19口见到效果,见效率为82.6%,综合含水率由88%下降到83%,年累积增油量达13 408 t;调堵有效期长,调剖有效期超过12个月。根据计算分析,阻力系数提高到3.26,调驱后地层渗流阻力明显减小。建议该油田开发过程中优选适合疏松砂岩稠油油藏特点并具有调剖和驱油双重效果的调剖体系。

关键词: 疏松砂岩稠油油藏 深部调驱 增油 阻力系数 提高采收率

中图分类号: TE345

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2015)03-0124-05

Effect evaluation on profile control experiments in the unconsolidated sandstone heavy oil reservoir

Feng Youkui¹, Tang Ying², Yan Wei³, Li Yongkang³

(1.School of Energy Resources, China University of Geosciences(Beijing), Beijing City, 100083, China;
2.CITIC Petroleum Technology Development(Beijing)Limited, Beijing City, 100004, China;
3.SPT Energy Groups Inc., Beijing City, 100088, China)

Abstract: KBM oilfield belongs to unconsolidated sandstone heavy oil reservoir. It is difficult to control the water cut and make oil production stable for the water cut rises quickly and the oil production declines greatly in the process of development. Efficient development measure should be taken through experimental research. According to the characteristics of the oilfield, combined plugging agents such as polymer water swelling and polymer gel were applied. During April to August 2013, a deep profile control experiment was made in the G and D layers of the oilfield central area. The average amount of the injected plugging agents is 2 187 m³ in each well. The results showed that the injection pressure raised by 1.5 MPa averagely. The injection profile was improved apparently: the swelling thickness of the main layers in oil well 420 raised from 5.5 m to 9.5 m and the swelling strength of the main layers dropped from 11.2 m³/m to 3.2 m³/m. The effect of oil production increases was obvious in the response producer: 82.6% of the total 23 oil wells had good response. Composite water cut dropped from 88% to 83%. Accumulated annual oil production increased to 13 408 t. The effective period of the profile control and water plugging was more than 12 months long. The resistance factor rises to 3.26 based on the calculation and analysis. The formation flow resistance decreased obviously after profile control and flooding. A profile control system that fits for the unconsolidated sandstone heavy oil reservoir and has both effects of profile control and flooding is suggested to be optimized and used in the oilfield development.

Key words: unconsolidated sandstone; heavy oil reservoir; deep profile control and flooding; oil production increment; re-

收稿日期: 2015-03-10。

作者简介: 冯有奎(1969—),男,甘肃定西人,高级工程师,硕士,从事油田勘探与开发综合地质研究。联系电话: 13651280528, E-mail: fyk815@163.com。

sistance factor; EOR

在疏松砂岩稠油油藏开发过程中,无论水驱还是蒸汽驱,出砂和窜流都会加剧开发矛盾,使得该类油藏开发效率低^[1]。在渗流理论指导下开发该类油藏,采用低强度或浅封堵的调剖和调驱措施效果均不理想,需要在管流理论指导下,寻找适合高渗透砂岩油藏增产的调堵技术。开展调剖试验的目的是封堵高渗流通道、改善吸水剖面、增大水驱波及体积、有效阻止窜流、提高水驱开发效率、降低油井含水率、提高产量,同时寻找适合该油田的技术措施,为下一步油田综合治理打好基础。KBM油田5口调剖井采用聚合物水膨体和聚合物冻胶等调堵剂进行试验,高渗透层封堵效果好,增油降水效果显著,有效期长。该试验的成功为提高疏松砂岩稠油油藏的开发效果提供了可借鉴的方法。

1 KBM油田调剖试验

1.1 试验区概况

KBM油田位于哈萨克斯坦西部里海东岸布扎奇半岛,走向呈东西向条带状,东高西低,是一个长度为30 km、宽度约为6 km的构造-岩性油藏。试验层位为G和D层,发育白垩系三角洲-前三角洲相砂体,储层石英含量为26%~39%,长石含量为10%~29%,硅酸盐碎屑含量约为25%。砂体成岩作用弱,胶结疏松,呈不规则到半固结状态。最大胶结物含量约为10%,为粘土,掺杂有淤泥。储层平均埋深为300~450 m,平均孔隙度为30%,平均渗透率为 $200 \times 10^{-3} \sim 800 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,地层温度为25~30℃,地层水矿化度大于40 000 mg/L,地层原油粘度为340~400 mPa·s,平均地面脱气原油密度为0.94 g/cm³,属于中度偏重型低温高矿化度浅层疏松砂岩稠油油藏。

油田中区经历30 a的开发,主力层已进入高含水、特高含水开发阶段,平面上水淹严重,含水率高于90%的井数超过87.4%。同时,纵向上油藏物性差异大、平面上储层砂体尖灭或分布的非均质性导致驱油波及效率低、效果差,剩余油分布异常零散,地下注采对应关系复杂^[2]。

1.2 调堵剂选择

根据KBM油田主力储层特点,确定调堵剂筛选原则:首先考虑油藏保护,其次考虑具有强力封堵、固结油层疏松砂岩等作用。

聚合物冻胶是一种堵水不堵油的选择性调堵

剂,封堵强度可调,封堵效果好,是连续相调剖剂,可单独或与分散相调堵剂组合使用,封堵地层高渗通道,起到调驱的效果^[3]。

聚合物水膨体是一种遇水膨胀遇油不变的选择性调堵剂,封堵效果好,是分散相调剖剂^[4],可单独或与连续相调堵剂组合使用,封堵地层高渗通道,同时对形成管流油藏起到实体占位和增强冻胶封堵效果的作用^[5]。

根据注入井状况及与采油井的连通情况,采用聚合物水膨体、聚合物冻胶、聚合物强化冻胶、过顶替液多级段塞大剂量设计,能够起到封堵高渗流条带、调整注水剖面的作用,进而达到深部调驱的目的^[6]。

1.3 试验方案设计

调剖是调驱的基础,只有通过调剖处理好油水井间的优势通道,才能更好地开展深部调驱,达到提高采收率的目的^[7]。按照整体部署、分步实施、及时调整的原则,在KBM油田开展深部调驱试验。根据注入井转注时间、累积注入量、开发方式和剩余油分布等特点,确定注入井不同的窜流类型,有针对性地选择调堵剂类型和用量。同时在调剖的基础上,适时开展深部调驱^[8]。

根据试验井组注入井静态和动态资料分析,将调剖试验5个井组(图1)分为3类。第1类443和417井组,渗透率高,累积注入量大,剩余油饱和度低,选择的调堵剂需要封堵能力强、强度高、用量大。第2类420和367井组,转注时间短,累积注入量少,选择的调堵剂只需中等强度的。第3类418井组,皆为新转注水井,选择的调剖剂用量少、强度低。各注入井试验设计见表1。

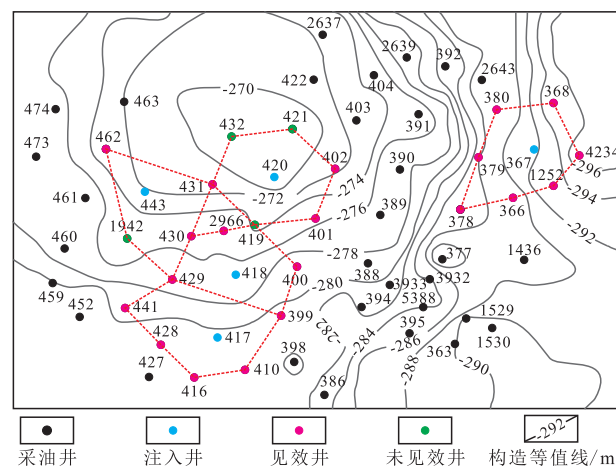


图1 KBM油田试验井组分布

Fig.1 Test well group distribution in KBM oilfield

表1 调剖注入井段塞设计
Table1 Slug design of injection well with profile control

井号	段塞	工作液	用量/m ³	配方	备注
418	第一段塞	聚合物水膨体	300	0.3%~2%FH340-7	目标油压升高1.5 MPa以上,注完后关井3 d开井测压降
	第二段塞	聚合物冻胶	1 100	0.45%FH100+0.3%FH107	
		过顶替液	100	0.45%FH100	
420	第一段塞	聚合物水膨体	400	0.3%~2%FH340-7	目标油压升高2 MPa以上,注完后关井3 d开井测压降
	第二段塞	聚合物冻胶	1 400	0.45%FH100+0.3%FH107	
		过顶替液	120	0.45%FH100	
443	第一段塞	聚合物水膨体	1 000	0.3%~2%FH340-7	目标油压升高2 MPa以上,注完后关井3 d开井测压降
	第二段塞	聚合物冻胶	1 000	0.45%FH100+0.3%FH107	
		聚合物强化冻胶 过顶替液	1 100 120	0.45%FH100+0.3%FH103+0.3%~1%FH400 0.45%FH100	
417	第一段塞	聚合物水膨体	700	0.3%~2%FH340-7	目标油压升高2 MPa以上,注完后关井3 d开井测压降
	第二段塞	聚合物冻胶	900	0.45%FH100+0.3%FH107	
		聚合物强化冻胶 过顶替液	900 100	0.45%FH100+0.3%FH103+0.3%~1%FH400 0.45%FH100	
367	第一段塞	聚合物水膨体	500	0.3%~2%FH340-7	目标油压升高2.5 MPa以上,注完后关井3 d开井测压降
	第二段塞	聚合物冻胶	1 500	0.45%FH100+0.3%FH107	
		聚合物强化冻胶 过顶替液	800 80	0.45%FH100+0.3%FH103+0.3%~1%FH400 0.45%FH100	

2 试验区效果评价

2.1 试验实施

2013年4月21日至8月16日先后在KBM油田完成了5个井组的调剖试验现场施工,平均单井注入调堵剂量为2 187 m³。从2013年8月17日施工结束到2014年5月初,对5个井组进行跟踪观察和分析。注入井注入压力上升、吸水剖面得到改善、受效油井产量明显增加。

2.2 降水增油效果

随着调剖措施在各注入井的依次实施,井组产油量出现多次峰值(图2),由施工前平均产油量为113 t/d,上升至2014年4月产油量为150 t/d,最高峰值为172 t/d,综合含水率由88%下降到83%,年累积增油量为13 408 t。

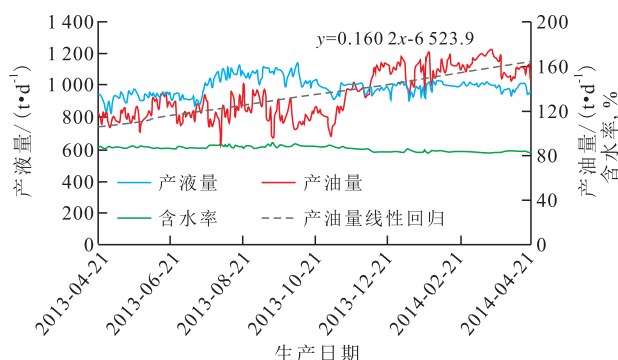


图2 5个井组生产动态曲线

Fig.2 Dynamic production curves of 5 well groups

23口采油井中19口见到效果,受效油井数占试验井组一线油井总数的82.6%。大部分受效油井含水率降低明显,产油量增加主要是基于含水率的下降(表2)。注剂期限为17~24 d,从见效井生产特征可以看到,大部分井注剂后1~2个月含水率开始

表2 截至2014年3月见效井生产特征

Table2 Production characteristics of response producers by the end of March 2014

井号	开始见效时间	见效后生产时间/月	见 效 前(前3个月)						见 效 后						平均增油量/(t·d ⁻¹)	累积增油量/t
			产油量/(t·d ⁻¹)			含水率,%			产油量/(t·d ⁻¹)			含水率,%				
			最低	最高	平均	最低	平均	最低	最高	平均	最低	平均				
400	2013-05	11	2.13	2.76	2.55	74.20	75.00	2.19	5.63	4.84	67.40	75.70	2.29	755.7		
2966	2013-05	11	2.74	3.28	3.01	87.30	88.00	2.96	5.24	3.89	80.44	84.76	0.88	290.4		
401	2013-06	10	3.21	6.47	4.56	85.00	88.74	7.33	13.39	10.19	74.62	79.75	5.63	1 689.0		
416	2013-07	9	2.17	3.10	2.60	87.81	89.05	2.19	8.69	4.81	82.61	90.98	2.21	596.7		
441	2013-07	9	4.45	5.96	5.28	70.30	73.10	6.10	13.00	9.92	30.92	53.93	4.64	1 252.8		
379	2013-08	8	1.63	2.54	2.04	87.03	88.63	2.54	5.19	4.18	60.11	79.20	2.14	513.6		
380	2013-08	8	0.34	1.32	0.81	97.24	98.37	0.93	4.80	2.02	90.62	95.92	1.21	290.4		

下降,相应地产油量明显上升,而且后续水驱阶段增油效果仍在持续。

2.3 注入压力变化特征

调剖试验实施中,采用了大剂量、多段塞封堵高渗透通道,调剖后注水井注入压力明显增大,5口注入井注入压力由调剖前的0 MPa上升到1.0~1.8 MPa,油井动液面基本保持稳定(图3)。

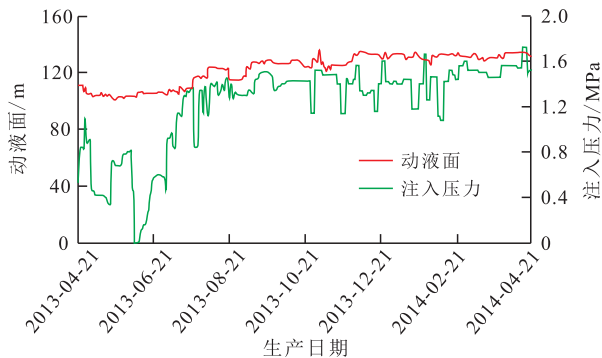


图3 注入压力与油井动液面变化特征

Fig.3 Variation characteristics of injection pressure and working fluid level in oil well

根据注剂后注入井中油层的吸水剖面变化特征可以评价调剖效果^[9]。注水井调剖前后压力曲线变化表明,高渗透层得到有效封堵,注水井压力逐步回升,注水状况不断在改善。420井调剖前后吸水剖面对比分析可以看到,主力层G层吸水厚度由5.5 m增至9.5 m;吸水强度从8.4 m³/m下降到5.3 m³/m。主力吸水层的吸水强度由11.2 m³/m下降到3.2 m³/m,有效封堵高渗透吸水条带,弱吸水层段或不吸水层段吸水强度明显增加,由此可以确定,纵向上水驱波及体积增大,水驱效率得到改善。

2.4 注剂后地层导流能力评价

注入井注入不同的流体,在霍尔曲线上反映为不同直线段^[10],用曲线分段回归求出各直线段斜率,其斜率与水驱直线段斜率之比为阻力系数。阻力系数越大,说明地层导流能力越低,阻力系数越小,说明地层导流能力越强^[11]。根据试验井组注水井累积霍尔曲线(图4)计算的阻力系数为3.26。试

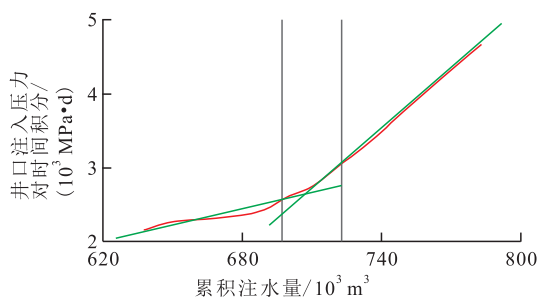


图4 试验井组累积霍尔曲线

Fig.4 Accumulated Hall curve of the test well groups

验结果显示,注剂后和后续水驱阶段地层渗流阻力大幅度增加,这表明对大孔道的调堵是有效的,而且调堵作用期长,对改善G层层内矛盾和平面矛盾具有重要作用。

驱替特征曲线是试验井组或单井开发形势的直观显示,若直线段向产油量坐标轴倾斜,说明开发效果变好,否则开发形势变差^[12-13]。从试验井组2口井的驱替特征曲线(图5)可以看到,注剂后直线段明显向产油量坐标轴倾斜,说明注剂见到效果,后续水驱阶段效果持续。表明注入化学药剂具有长效封堵作用,可以调堵高渗流通道,增大驱油波及体积,调堵效果好。

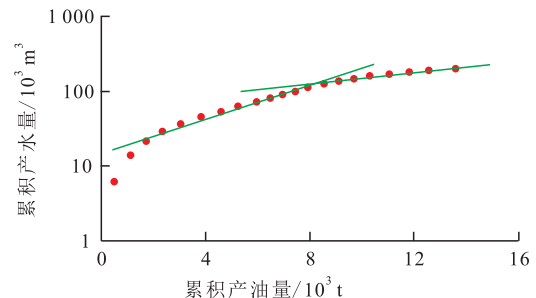


图5 注入井驱替特征曲线

Fig.5 Displacement characteristic curve of injection well

通过对注入过程的跟踪分析和研究,由注入药剂调堵高渗流通道、增大波及系数和长效封堵作用可知:①存在油藏大孔道。5个井组注入井施工前注水压力显示为0 MPa(实际为负压),施工初期采用质量分数为0.3%~2%的聚合物水膨体颗粒调剖液,表现为自吸,自吸最大速度达48 m³/h;注入一定聚合物水膨体后压力迅速上升;再注入高粘度聚合物冻胶调剖剂后压力出现下降。粒径为1~5 mm的聚合物水膨体颗粒很容易注入地层且能够进一步运移,由此可以判断地层中存在高渗流通道。②可启动未动用层。调剖过程中注入压力上升到2.0 MPa后,继续增加调堵剂的强度和注入量很难进一步提高注入压力。这一方面是由于注入调堵剂在高渗透带深入推进,另一方面是由于启动了新的未动用层。③层段间干扰较小。这5个井组调剖后平均注水压力保持在1.4 MPa以上,稳定时间超过12个月,表明高渗透层段得到有效封堵,之后,并未形成明显的次生大通道。另外,虽然启动了其他动用程度较低的油层,但未出现与其他高渗流层段的窜流。

2.5 井组驱替特征评价

从见效油井分布可以看到,见效井主要分布于东部和南部,西北部相对较差。从东北到西南呈现

条带状分布,与沉积物源方向一致。沿砂体分布的主流线方向效果明显,这与前期开展的示踪剂研究结果吻合。

3 结论

对KBM油田疏松砂岩稠油油藏应用聚合物冻胶和聚合物水膨体堵剂进行调剖试验是成功的,从5个井组增油降水效果可以看到,针对该类油藏调剖措施是有效和可行的。针对疏松砂岩稠油油藏形成的大孔道,连续相的聚合物冻胶和分散相的聚合物水膨体堵剂组合成功对大孔道进行封堵,高强度和大剂量堵剂是高效长效封堵的保障。

建议加强油藏研究,精准描述窜流通道,为调剖剂种类和数量匹配提供依据,也是调剖成功的重要保障。

参考文献:

- [1] 贾晓飞,雷光伦,贾晓宇.注水井深部调剖技术研究现状及发展趋势[J].特种油气藏,2009,16(4):6-11.
Jia Xiaofei, Lei Guanglun, Jia Xiaoyu. Current situation and development trend of in-depth profile control technology research [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2009, 16(4): 6-11.
- [2] 崔凯.哈萨克斯坦AB油田中区油藏地质特征与开发调整技术研究[D].杭州:浙江大学,2010:24-26.
Cui Kai. Geologic characteristic and development adjustment technology on middle area reservoir of AB oil field in Kazakhstan [D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2010: 24-26.
- [3] 杨红斌,蒲春生,李森,等.自适应弱凝胶调驱性能评价及矿场应用[J].油气地质与采收率,2013,20(6):83-86.
Yang Hongbin, Pu Chunsheng, Li Miao, et al. Laboratory evaluation and field application on profile control of self-adaptive weak gel [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(6): 83-86.
- [4] 张建华.聚合物凝胶体系在孔隙介质中交联及运移封堵性能研究[J].油气地质与采收率,2012,19(2):54-56,63.
Zhang Jianhua. Study of crosslinking and transport blocking properties of polymer gel system in porous media [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(2): 54-56, 63.
- [5] 张桂意,王桂勋,李克新.水膨体调剖有效期影响因素分析及对策[J].特种油气藏,2004,11(2):72-74.
Zhang Guiyi, Wang Guixun, Li Kexin. Factors influencing the validity of profile control by water swelling system and countermeasures [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2004, 11(2): 72-74.
- [6] 杜玉洪,吴行才,陈洪,等.可动凝胶调驱技术在普通稠油油藏中的应用[J].西南石油大学学报:自然科学版,2008,30(3):97-101.
Du Yuhong, Wu Xingcai, Chen Hong, et al. Application of moveable gel displacement adjust in conventional heavy oil reservoirs [J]. Journal of the Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2008, 30(3): 97-101.
- [7] 王森,冯其红,宋玉龙,等.基于吸水剖面资料的优势通道分类方法——以孤东油田为例[J].油气地质与采收率,2013,20(5):99-102.
Wang Sen, Feng Qihong, Song Yulong, et al. Preferential flow path classification method based on injection profile data—taking Gudong oilfield as an example [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(5): 99-102.
- [8] 王建勇,王思宇,赵思琪,等.赵凹油田高温油藏冻胶泡沫调驱体系的研制及性能评价[J].油气地质与采收率,2013,20(4):57-61.
Wang Jianyong, Wang Siyu, Zhao Siqi, et al. Study on profile control and oil displacement system for gel foam of high-temperature reservoir in Zhao'ao oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(4): 57-61.
- [9] 侯维虹.聚合物驱油层吸水剖面变化规律[J].石油勘探与开发,2007,34(4):478-482.
Hou Weihong. Water injection profile variation of oil layers under polymer flooding [J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(4): 478-482.
- [10] 胡博仲.聚合物驱采油工程[M].北京:石油工业出版社,2004:22-23.
Hu Bozhong. Oil production engineering of polymer flooding [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 22-23.
- [11] 张爱美.孤东油田七区西南二元复合驱油先导试验效果及动态特点[J].油气地质与采收率,2007,9(5):67-68.
Zhang Aimei. Results and dynamic characteristics of pilot test of surfactant/polymer binary combination flooding in western No.7 district in Gudong Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2007, 9(5): 67-68.
- [12] 徐君,高文君,彭玮,等.两种驱替特征曲线特性对比[J].新疆石油地质,2007,28(2):194-196.
Xu Jun, Gao Wenjun, Peng Wei, et al. Characteristic correlation of two water displacement curves [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2007, 28(2): 194-196.
- [13] 尚朝辉.大孔道非均质油藏调堵封窜参数优化模拟研究[J].油气地质与采收率,2014,21(3):62-65.
Shang Chaohui. Simulation on parameter optimization of profile control and water shutoff in homogeneous formation with channels [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(3): 62-65.

编辑 刘北羿