

高温高盐油藏二次开发深部调驱技术与矿场试验

杨中建,贾锁刚,张立会,窦红梅,曾立军,朱秀雨,何佳,杨璐

(中国石油青海油田分公司,甘肃敦煌 736202)

摘要:以青海尕斯库勒油田 E_3^1 油藏二次开发为背景,针对油藏开发后期开发矛盾凸显和剩余油高度分散的问题,开展高温高盐油藏深部调驱技术与矿场试验,在油藏精细化研究基础上,优选试验层位,以“15注30采”部署调驱井网,结合水流优势通道研究,建立“堵、调”相结合的深部调驱工艺技术路线。通过丙型水驱特征曲线预测,实施调驱后试验区提高采收率2.1%,取得了较好的调驱效果,在试验过程中加强调驱机理认识和注入参数调整,通过调驱前后吸水剖面、产液剖面对比分析,试验区调后层间、层内矛盾得到改善,主力层驱油效率提高、次、非主力层得到动用,表明深部调驱是一项既有提高油藏驱油效率又能提高水驱储量动用程度的提高采收率技术,具有一定的推广应用前景,对处于开发后期的同类型油藏深部调驱技术运用具有较好的借鉴意义。

关键词:二次开发;深部调驱;提高原油采收率;尕斯库勒油田

中图分类号:TE341

文献标识码:A

Deep profile correction for redevelopment of high-temperature and high-salinity reservoirs and pilot test

Yang Zhongjian, Jia Suogang, Zhang Lihui, Dou Hongmei, Zeng Lijun, Zhu Xiuyu, He Jia, Yang Lu

(Qinghai Oilfield Company, PetroChina, Dunhuang, Gansu 736202, China)

Abstract: In viewing the serious injection-production contradictions and highly-dispersed residual oil distribution in the late stage of development of E_3^1 reservoir in Kuergasi oilfield in Qinhai Province, we performed deep profile correction technology laboratory study and pilot test in the high-temperature and high-salinity reservoirs. Based on detailed analyses of the reservoirs, a well pattern with 15 injectors and 30 producers were selected for the pilot test. A technological process with water-plugging and profile correction integrated is established based on identification of preferential water pathways. Flooding characteristic curve shows an incremental recovery factor of 2.1% was achieved during the pilot. During the process, mechanisms of profile correction were further explored and various combinations of injection parameters were tried. Comparing the water-intake profiles and producing profiles before and after the pilot shows that the post-development syndrome was greatly improved by successfully tapping the producing potential of both major and minor oil producing layers. The study indicates that the procedure works effectively in increasing flooding sweep efficiency and the ratio of total producing interval thickness to total perforated interval thickness of producers. For brown reservoirs who have suffered from the similar problem to the one concerned, the procedure may be applied to solve certain technological problems.

Key words: secondary development, deep flooding, enhanced oil recovery, Gasikule oilfield

二次开发深部调驱技术在高含水老油田提高采收率中的作用越来越受到广泛关注,成为提高水驱效果的重要技术路线之一^[1]。2008年中石油股份公司提出了以“三重”为技术路线,即重构地下认识体系、重建井网结构和重组地面工艺流程技术为主的二次开发工程^[2],整体开发理念可归结为“对剩余油富集区和

分散区分别治理”。对于剩余油富集区,可以考虑打不均匀高效加密井或采用其他调整措施来提高水驱采收率;对于分散的剩余油,可以通过深部调驱技术或其他三次采油技术进行挖潜^[3-4]。

柴达木盆地尕斯库勒油田 E_3^1 油藏为高温、高矿化度油藏,经过22年的注水开发,目前已进入高含水、高

收稿日期:2014-12-21;修订日期:2015-04-03。

第一作者简介:杨中建(1982—),男,硕士,调驱技术应用。E-mail: yangzjqh@petrochina.com.cn。

基金项目:中石油青海油田分公司尕斯库勒油田 E_3^1 油藏二次开发深部调驱试验(2011-ZG-006004)。

采出程度、高递减率的“三高”开发阶段,表现含水上
升速度加快、自然递减加快、剩余油分布高度分散等问
题^[5-6]。针对油藏后期开发问题,中石油股份公司于
2012 年在油藏南区开辟二次开发深部调驱试验区,旨
在进一步提高注水利用率、探索高温、高矿化度油藏开
发后期提高采收率技术。

1 试验区地质概况

尕斯库勒油田位于青海省柴达木盆地西部南区,
为一构造完整、轴向近南北的背斜构造油藏,油藏埋深
3 178 ~ 3 864 m,划分为 4 个油组,22 个小层,47 个单
层,其中 I - 4, I - 6, IV - 4, IV - 5 小层为主力油层,
地层水为 CaCl₂ 水型,矿化度 170 ~ 180 g/L,钙、镁离
子含量为 2 580 mg/L,试验区储层平均孔隙度为
14.34%,平均渗透率为 51.3 × 10⁻³ μm²,原始地层压
力为 59.13 MPa,饱和压力为 11.87 MPa,压力系数为
1.7,地层平均温度为 126 ℃,为异常高温、高压、高矿
化度油藏。

深部调驱试验区以“15 注 30 采”部署调驱井网,
2011 年底单井平均日产油为 2.6 t,年产油为 3.7 × 10⁴ t,
采出程度为 43.3%,自然递减率为 16.3%,综合递减率为
9.2%,综合含水率为 84.6%。

2 深部调驱试验油藏研究

2.1 试验小层优化

试验区剩余油高度分散,剩余可采储量主要集中
在 I - 4, I - 6 和 IV - 4 三个主力层中,占比 51%,试
验以 I - 6 和 IV - 4 小层为调驱主要目的层,从解决层
间矛盾逐渐向解决层内矛盾转移^[7]。

2.2 试验区水流优势通道识别

水流优势通道的识别对于油藏进入中高含水
期后的开发具有十分重要的理论与现实意义^[8-13],
对深部调驱方案设计起着重要的指导作用,试验区
以地质静态研究为基础,结合示踪剂监测井间水流
优势通道技术^[14-16],将井间水流通通道划分为一级
优势通道、二级优势通道与三级优势通道 3 种类型
(表 1)。

3 深部调驱工艺设计

3.1 耐高温、抗高矿化度调驱剂筛选与评价

深部调驱液流转向技术已成为改善高含水油田水

表 1 尕斯库勒 E₃¹ 油藏深部调驱试验区不同水流优势通道划分
Table 1 Different preferential flow pathways in reservoir E₃¹
of the study area in Gasikule oilfield

试验井组	一级水流 优势通道	二级水流 优势通道	三级水流 优势通道
Y11 - 6	I - 6b, I - 6c	I - 4b	—
Y12 - 5	I - 6c, II - 4b	I - 4a, I - 6b	IV - 4a
Y13 - 9	III - 7a	IV - 4b	I - 1c, III - 3b
YXS2	I - 6b	III - 6b, III - 7a	II - 4b
YS5	I - 6b	II - 4b	—
Y12 - 27	I - 6b, II - 4a	I - 6c, III - 4a	I - 6c
Y12 - 6	I - 6b	—	—
Y12 - 33	IV - 4a	III - 6b	III - 7a
Y13 - 28	I - 6a	III - 4b	I - 6b
Y13 - 6	I - 6c	I - 6b, IV - 4b	III - 4b
Y10 - 5	I - 6b	IV - 4a	III - 3b
Y11 - 25	I - 1c	I - 5a	—
Y12 - 30	I - 1c	I - 6c	—
Y11 - 27	III - 3b	IV - 4a, III - 7a	—
Y12 - 31	I - 6b	I - 1c	—

驱效果的重要手段^[17-20],但高温、高矿化度非均质油
藏的深部液流转向问题依然是亟待解决的技术难
题^[21-22],针对试验区高温、高矿化度的储层条件,通过
大量室内实验评价,筛选出 SMG 微胶团和 CUPC - 2
聚合物微球两种调驱剂。

1) 调驱剂稳定性评价

实验温度:126 ℃;岩心:填砂管(φ2.5 cm × 50 cm);
评价环境:试验区采出水,总矿化度 104 g/L, Ca²⁺ +
Mg²⁺ 总离子含量为 1 732 mg/L,通过 95 d 后的扫描
电镜观察,两种调驱剂仍有较为清晰的形态(图 1)。
封堵性能评价通过不同老化时间阻力系数和残余阻
力系数来表征。物理模拟实验表明调驱剂在老化
100 d 后,SMG 残余阻力系数为 1.3, CUPC - 2 为
1.75,较 50 d 的封堵性能降低,但仍具有一定的封堵
效果(表 2)。

2) 提高采收率评价

为了评价两种调驱剂的提高采收率能力,实验对
饱和油的填砂管进行水驱,在水驱含水 98%时计算水
驱采收率,然后注入 0.5PV 调驱剂,恢复水驱,计算最
终采收率。实验结果表明,两种调驱剂在水驱结束后
均能进一步提高原油采收率 10%以上(表 3)。

(3) 吸水剖面改善能力

实验采用并联填砂管物模实验进行调驱剂剖面改
善率测定,并用下式定义吸水剖面改善率:

$$f = [(Q_{hb}/Q_{lb} - Q_{ha}/Q_{la})/(Q_{hb}/Q_{lb})] \times 100\%$$

式中:Q_{hb}为高渗透层注入前的吸水量,mL;Q_{ha}为高渗
透层注入后的吸水量,mL;Q_{lb}为低渗透层注入前的吸
水量,mL;Q_{la}为低渗透层注入后的吸水量,mL。

实验结果表明,调驱剂能够有效的改善注入剖面,
通过对高渗透带封堵,高渗透层吸水量下降,低渗透层

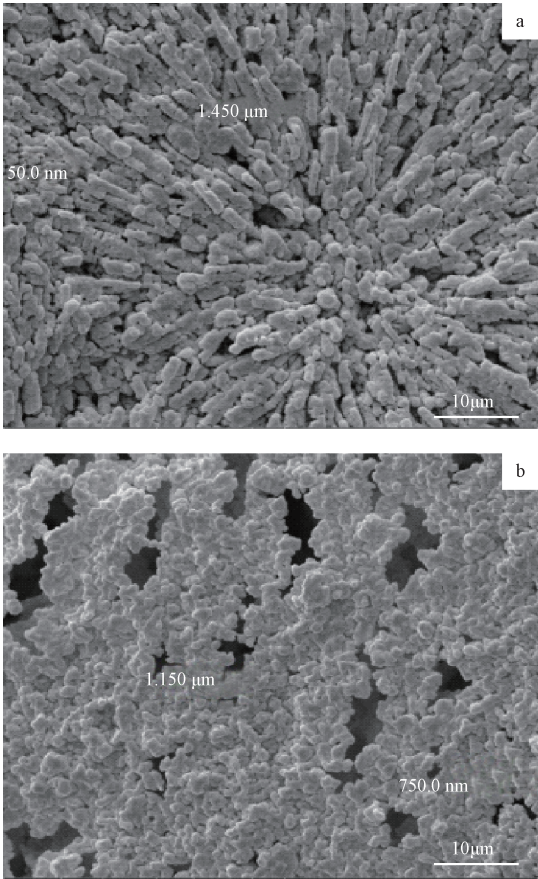


图 1 尕斯库勒 E₃¹ 油藏实验温度、矿化度环境下
调驱剂稳定性(SEM,95 d)

Fig.1 Stability of plugging agents under in-situ temperature and
salinity in reservoir E₃¹ of Gasikule oilfield(SEM,95days)
a. SMG 调驱剂(SEM);b. CUPC-2 调驱剂(SEM)

吸水增加,在并联填砂管物模实验中,高渗透层相对吸水量下降 34.1%,吸水剖面改善率为 79.6%(表 4),说明调驱剂能够改变高渗透层水驱方向。

3.2 段塞设计

在油藏工程研究的基础上,针对 15 个试验井组不同级别水流优势通道,建立“堵、调”相结合的深部调驱技术路线,按照“强一次强一弱”三个不同强度段塞进行工艺设计,对一级优势通道用高强度的预交联凝胶颗粒强调,对二级优势通道用大粒径 SMG 调驱剂进行中调,对三级优势通道进行弱调,总体设计注入液量 0.1 倍孔隙体积,注入液量 $36.11 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

表 2 调驱剂不同老化时间封堵性能评价
Table 2 Evaluation of plugging agent performance
with different aging times

调驱剂	老化时间/d	阻力系数(F_r)	残余阻力系数(F_{rr})
SMG	50	4.97	1.50
	100	1.10	1.30
CUPC-2	50	13.17	2.41
	100	1.50	1.75

表 3 调驱剂提高采收率评价结果
Table 3 EOR effect evaluation of plugging agents

体系	水驱采收率/%	总采收率/%	提高采收率/%
SMG	44.50	55.60	11.10
CUPC-2	43.75	56.24	12.49

表 4 调驱剂吸水剖面改善率评价结果
Table 4 Evaluation of water shutoff after using plugging agents

类型	调驱前绝对 吸水量/ mL	调驱前相对 吸水量/ %	调驱后绝对 吸水量/ mL	调驱后相对 吸水量/ %	吸水剖面 改善率/ %
高渗	91.57	76.5	51.15	42.7	79.6
低渗	28.08	23.5	68.64	57.3	

4 矿场试验与效果

现场注剂阶段开始于 2012 年 7 月,于 2014 年 2 月结束,累计注入液量 $33.82 \times 10^4 \text{ m}^3$,封堵段塞注入 $4.51 \times 10^4 \text{ m}^3$,调驱段塞注入 $29.31 \times 10^4 \text{ m}^3$,15 个试验井组对应油井 30 口,见示踪剂油井 28 口,对比 2012 年 4 月至 6 月生产数据,日产液量由 644.6 t 上升至 950 t,日产油量由 81.16 t 上升至 107.9 t,含水基本保持稳定(图 2),截止 2014 年 5 月,累计增油 $2.5 \times 10^4 \text{ t}$,试验后采用丙型水驱曲线预测试验区提高采收率 2.11%(图 3)。

5 深部调驱试验认识

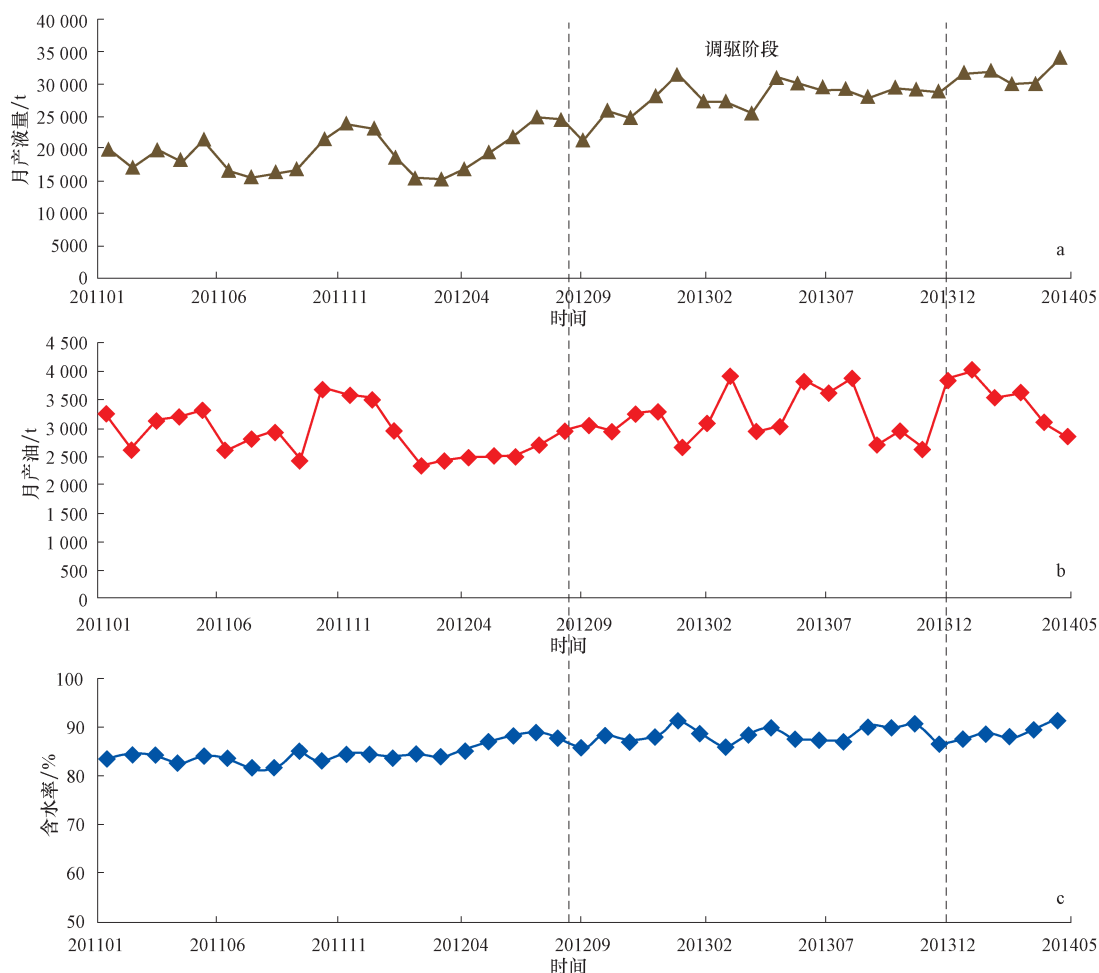
5.1 调驱机理认识

室内通过并联填砂管物理模拟实验 SMG 注入过程中压力的变化来分析调驱剂宏观的调驱机理。从图 4 中可以看出,在注调驱剂阶段,调驱剂在封堵高渗透层的同时,进入低渗透层,逐渐启动低渗透部分,宏观上体现为高渗透部分水驱沿程阻力增加,在注入 0.5PV 后,低渗透部分调驱剂进入 PV 数大幅度增加,储层深部水驱方向改变。

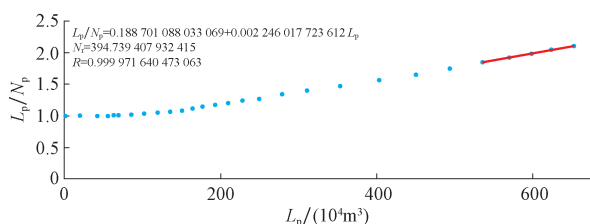
调驱剂在微观上(图 5)通过对水流通道的(孔喉)暂堵—突破—再暂堵—再突破的过程、增加大孔隙喉道的阻力同时,注入水进入小孔隙喉道,直接作用于其中的剩余油,实现高效的驱油效率^[3]

5.2 深部调驱技术能够提高驱油效率和水驱储量动用程度

通过调驱前后试验区吸水剖面资料分析,在试验区发育的 18 个小层中,试验主力层 I-1, I-6 和 IV-4 三个主力层相对吸水量下降,同时对主力层“堵而不死”,吸水小层增加 5 个, II-1, III-4, III-5,

图2 尕斯库勒 E_3^1 油藏深部调驱试验区生产曲线Fig. 2 Production curve of reservoir E_3^1 in the study area after profile correction pilot

a. 产液变化曲线; b. 产油变化曲线; c. 含水率变化曲线

图3 尕斯库勒 E_3^1 油藏试验区实施后丙型水驱特征曲线Fig. 3 Type C flooding characteristic curve of reservoir E_3^1 in Gasikule oilfield(红色曲线为试验区措施后水驱曲线拟合段; L_p 为累计产液量; N_p 为累计产油量)

IV-2, IV-4 五个小层得到动用, 水驱储量动用程度提高(表5)。

对见效油井产液剖面进行分析, 表明试验区主力小层驱油效率提高, 同时次/非主力层得到动用, 产油量增加, 层间、层内矛盾得到改善(表6)。

5.3 动态调整对保障调驱效果至关重要

试验区 I-6 小层水窜严重, 在高温、高矿化度油

藏条件下, 预交联凝胶颗粒稳定性较差, 对注入过程中参数调整对水流优势通道的控制、防止调驱剂窜流、保障一线油井效果至关重要。

YXS2 井组于 2012 年 9 月 12 日开始注入, 注入前 I-6 小层为主吸水层, 对应油井 YS7 井 2013 年 1 月底见效。7 月底含水上升至 99%, 将 SMG 调驱剂粒径由 1~128 μm 调整为 200~300 μm , 含水下降至 70%, 但在 10 月初含水又上升至 98%。调整与凝胶颗粒体系混注, 含水下降至 80%。保持至 2014 年 4 月油井失效, 该井累计增油 3 731 t, 通过注入剖面、产液剖面分析(图6, 图7), 调参后, 层间、层内矛盾处理较好, 主力层驱油效率提高, 次、非主力层动用。

6 试验结论

1) 油藏精细化研究是深部调驱技术实施的基础, 通过剩余油分布研究, 确定试验小层, 在定量水流优势通道研究的基础上, 建立“堵、调”相结合的深部调驱工艺技术路线, 提高了调驱措施的针对性、有效性;

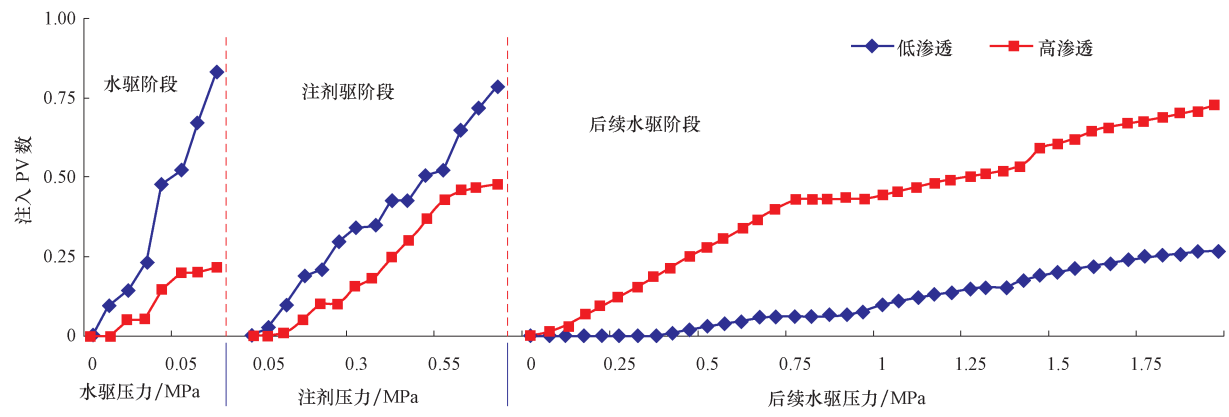


图 4 并联填砂管实验注入 PV 数与压力关系

Fig. 4 Parallel sand filling tube experiments, Injection PV number relationship with pressure

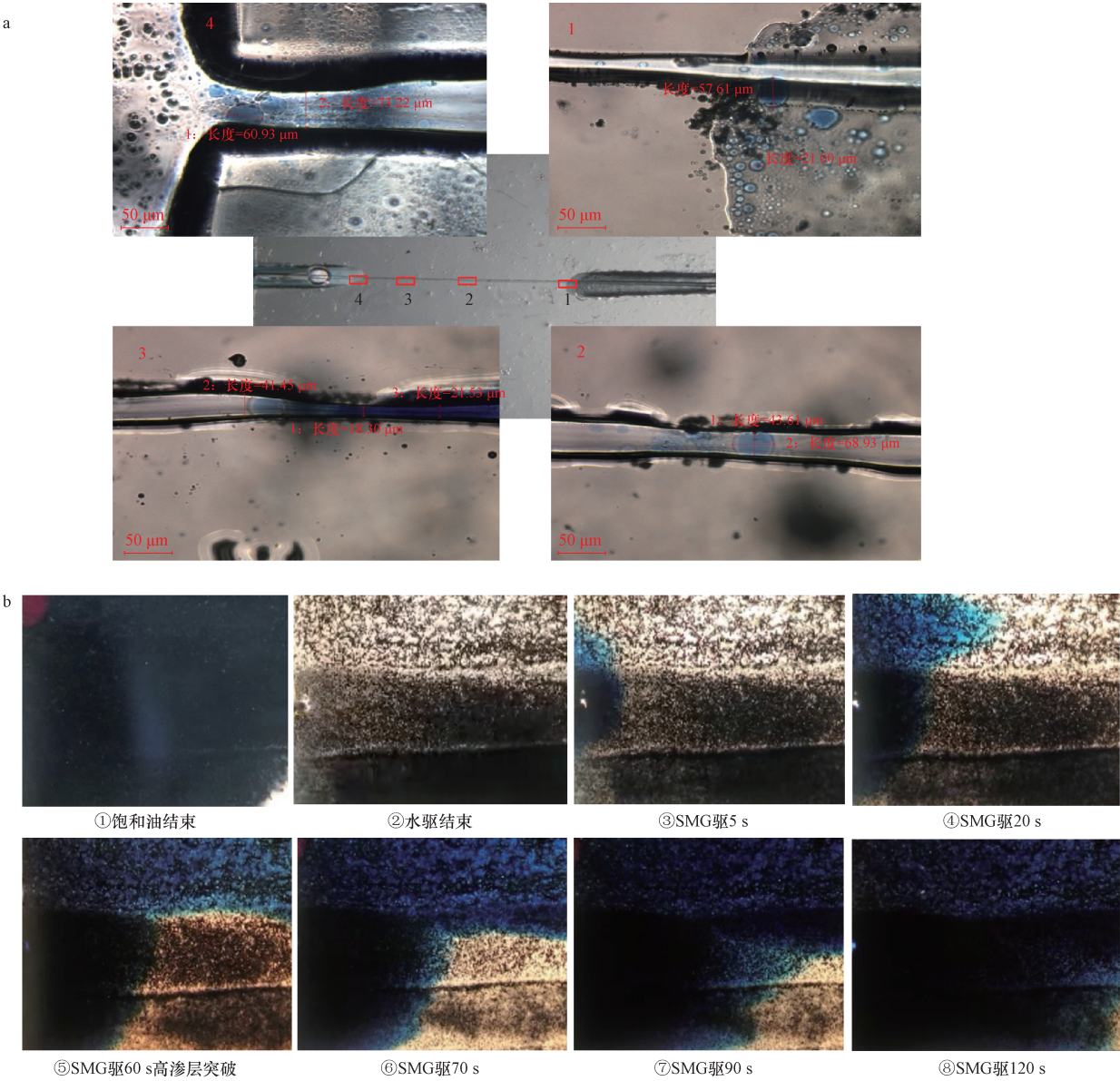


图 5 SMG 调驱剂微观调驱机理

Fig. 5 Microscopic mechanism of SMG plugging agent

a. 调驱剂微观封堵机理; b. 调驱剂微观驱油机理

表5 尕斯库勒 E₃¹ 油藏深部调驱试验区调驱前、后注入剖面变化
Table 5 Injection profile changes of reservoir E₃¹ in Gasikule oilfield before and after plugging and flooding

序号	小层编号	调前相对吸水量/%	调后相对吸水量/%
1	I - 1	0.86	6.64
2	I - 2	0.00	0.00
3	I - 4	16.32	2.46
4	I - 5	5.49	7.63
5	I - 6	32.28	28.97
6	II - 1	0.00	1.71
7	II - 4	6.30	0.75
8	III - 1	0.00	0.00
9	III - 3	2.38	13.11
10	III - 4	0.00	9.66
11	III - 5	0.00	1.30
12	III - 6	1.94	4.84
13	III - 7	11.63	7.72
14	IV - 1	0.65	4.30
15	IV - 2	0.00	0.97
16	IV - 3	0.00	1.50
17	IV - 4	20.33	8.44
18	IV - 5	1.83	0.00

表6 尕斯库勒 E₃¹ 油藏深部调驱试验区受效层位统计
Table 6 Statistics showing layers responsive to the test in reservoir E₃¹ of Gasikule oilfield

见效油井	主力层	增油产量/t	次、非主力层	增油产量/t
Y11 - 36			III - 3b	5 246
YS7	I - 6b, III - 7a, IV - 4a	1 976	II - 4b, III - 3b	1 755
Y13 - 27	III - 6b, III - 7a	183		
Y13 - 26	I - 6b, I - 4b	2 282		
Y127	I - 5b, I - 6b	127	III - 7a, IV - 2b	1 541
Y9 - 4	I - 4a	1 492		
YS1	III - 7a	908	II - 4b	150
Y12 - 34			III - 4b, III - 6b	846
Y10 - 6	IV - 4b	691		
Y13 - 30	IV - 4b	60	III - 3b	604
Y12 - 29			IV - 3b	535
Y12 - 4			I - 1c	476
Y12 - 32	I - 6b	308	III - 3b	149
Y13 - 8	I - 6b, III - 7a	260	III - 4b	93
Y13 - 7	I - 4b, I - 6a, I - 6c	291		
Y12 - 28	I - 6b, I - 6c	264		
Y12 - 7	I - 6b	162		
YS8	I - 6a, I - 6b	156		

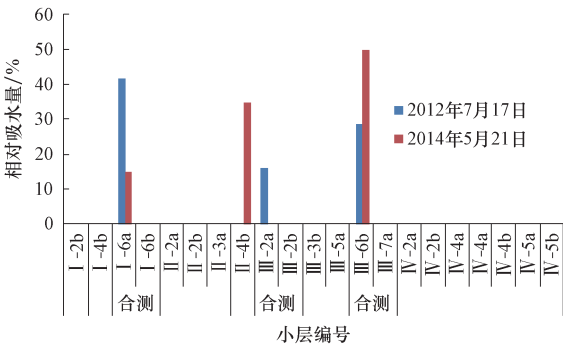


图6 YXS2 井调驱前、后吸水剖面变化
Fig. 6 water absorption profile changes of well YXS2 in Gasikule oilfield after plugging and flooding

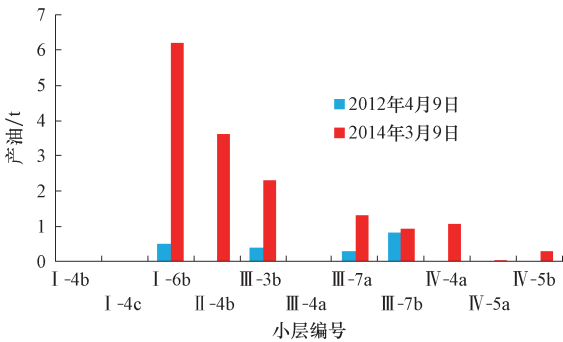


图7 YS7 井调驱前、后产油剖面变化
Fig. 7 Production profile changes of well YS7 in Gasikule oilfield after plugging and flooding

2) SMG 和 CUPC - 2 两种有机调驱剂具有较好的耐温、抗矿化能力,但试验区目前日产量下降至 94 t,较实施期间下降 13 t,表明调驱剂的稳定性能需要进一步提高;

3) 深部调驱是一项具有提高油藏驱油效率和水驱储量动用程度的提高采收率技术,通过应用,试验区产油量增加,主力层驱油效率提高,次/非主力层得到动用,说明该技术具有一定的推广应用前景;

4) 深部调驱是一项系统性工程,施工周期长,在实施期间,储层的物性不断变化。因此,注入工艺动态调整对抑制调驱剂“窜流”、保障调驱效果至关重要。

参 考 文 献

[1] 李建军,徐辉. 小集油田官 938、官 979 断块二次开发深部调驱技术的研究与应用[J]. 能源环境,2013,14:147.
Li Jianjun,Xu Hui. Xiaoji oilfield of guan 938,979 block secondary development of deep flooding technology research and application [J]. Energy and environment,2013,14:147.
[2] 胡文瑞. 论老油田实施二次开发工程的必要性与可行性[J]. 石油勘探与开发,2008,2(35):3.
Hu Wenrui. On the necessity and feasibility of the old oilfield secondary development project [J]. Petroleum Exploration and Development,2008,2(35):3.

- [3] 韩大匡. 注关于高含水油田二次开发理念、对策和技术路线的探讨[J]. 石油勘探与开发, 2010, 10(37): 585.
Han Dakuang. About high water oilfield secondary development concepts, strategies and techniques to explore the route[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 10(37): 585.
- [4] 尹志军, 鲁国永, 邹翔等. 陆相储层非均质性及其对油藏采收率的影响——以冀东高尚堡和胜利永安镇油藏为例[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(1): 106–110.
Yin zhijun, Lu Guoyong, Zouxian, et al. Heterogeneity of non-marine reservoirs and its influences On recovery factor; take Gaoshangpu and Yonganzhen oil reservoirs in Jidong and shengli oilfields as examples[J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(1): 106–110.
- [5] 王卫星, 朱思俊. 加强综合治理确保尕斯 E₃ 油藏持续稳产[J]. 青海石油, 2004, 22(2): 59–62.
Wang Weixing, Zhu Sijun. Strengthen the comprehensive management to ensure sustained and stable Gasi E₃ reservoir[J]. Qinghai Petroleum, 2004, 22(2): 59–62.
- [6] 廖春, 史玉成. 尕斯库勒油田 E31 油藏剩余油分布特征影响因素与挖潜对策[J]. 青海石油, 2010, 28(2): 41–44.
Liao Chun, Shi Yucheng. GaSiKuLe oilfield E31 reservoir remaining oil distribution features, influence factors and the countermeasures for tapping the potential[J]. Qinghai Oil, 2010, 28(2): 41–44.
- [7] 计秉玉. 国内外油田提高采收率技术进展与展望[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(1): 111–117.
Ji Bingyu. Progress and Prospect of enhanced recovery technologies at home and abroad[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(1): 111–117.
- [8] 吴诗勇, 李自安, 姚峰. 储集层大孔道的识别及调剖技术研究[J]. 华东理工大学学报, 2006, 19(3): 246–248.
Wu Shiyong, Li Zian, Yao Feng. The study on identifying macropore path and sater plugging-profiling technology[J]. Journal of East China Institute of Technology, 2006, 19(3): 246–248.
- [9] 胡书勇, 张烈辉. 砂岩油藏大孔道的研究——回顾与展望[J]. 特种油气藏, 2006, 13(6): 11–13.
Hu Shuyong, Zhang Liehui. Study on large pore path in sandstone reservoirs—review and prospect[J]. Special Oil and Gas Reservoir, 2006, 13(6): 11–13.
- [10] 钟大康, 朱筱敏. 注水开发油藏高含水期大孔道发育特征及控制因素——以胡状集油田胡 12 断块油藏为例[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(2): 208–211.
Zhong Dakang, Zhu Xiaomin. Characteristics and controlling factors of high capacity channels of reservoirs at high water cut stage: A case from Block Hu12 of Huzhuangji Oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(2): 208–211.
- [11] 张奇斌, 李进旺, 土晓冬, 等. 水驱油藏大孔道综合识别[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009.
Zhang Qijun, Li Jinwang, Tu Xiaodong, et al. Large pore water drive reservoir integrated identification [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009.
- [12] 于九政, 刘易非, 唐长久. 对储集层大孔道识别方法的再认识与构想[J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(3): 34–37.
Yu Jiuzheng, Liu Yifei, Tang Changjiu. Understanding and vision for the reservoir large pore recognition method[J]. Petroleum Geology and Recovery, 2009, 16(3): 34–37.
- [13] 刘景亮. 玻璃板填砂模型大孔道形成过程模拟实验[J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(5): 95–97.
Liu Jingliang. Glass sand filling large pore formation process model simulation[J]. Petroleum Geology and Recovery, 2008, 15(5): 95–97.
- [14] Brigham W E, Smith D H. Prediction of tracer behavior in five-spot flow[M]. SPE 1130, 1965.
- [15] 土利美, 张国平, 胡艳霞. 井间示踪剂大孔道识别及剩余油饱和度分布技术[J]. 断块油气田, 2003, 10(4): 72–73.
Si Limei, Zhang Guoping, Hu Yanxia. Wells asked tracer large pore identification and residual oil saturation distribution technology[J]. Block oil and gas fields, 2003, 10(4): 72–73.
- [16] Maghsood A, Brigham W E. Analysis of well-to-well tracer flow to determine reservoir layering[J]. JPT, 1984, 36(12): 1753–1762.
- [17] Wu Y F, Tang T J, Bai B J, et al. An experimental study of interaction between surfactant and particle hydrogels[J]. Polymer, 2011, 52(2): 452–460.
- [18] Zhang H, Challa R S, Bai B J, et al. Using screening test results to predict the effective viscosity of swollen superabsorbent polymer particles extrusion through an open fracture[J]. Ind. Eng. Chem. Res 2010, 49(23): 12284–12293.
- [19] Stavland A, Jonsbrten H C, Vikane O. In-depth water diversion using sodium silicate on snorre-factors controlling in-depth placement[R]. SPE 143836 MS–2011.
- [20] Vasquez J, Miranda C. Profile modification in injection wells through relative permeability modifiers: Laboratory validation and reservoir simulation[R]. SPE 135107–MS, 2010.
- [21] 顾春元, 狄勤丰, 沈深, 等. 疏水纳米颗粒在油层微孔道中的吸附机制[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(10): 84–89.
Gu Chunyuan, Di Qinfeng, Shen Chen, et al. Adsorption of hydrophobic nanoparticles in reservoir microchannels[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(1): 84–89.
- [22] 卢祥国, 土树霞, 王荣健, 等. 深部液流转向剂与油藏适应性研究: 以大庆喇嘛甸油田为例[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(5): 576–582.
Lu Xiangguo, Wang Shuxia, Wang Rongjian, et al. Adaptability of a deep profile control agent to reservoirs; Taking the Lamadian Oilfield in Daqing as an example[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(5): 576–582.

(编辑 张玉银)