

渤海油田分级组合深部调剖技术

梁 丹^{1,2}, 吕 鑫^{1,2}, 蒋珊珊², 梁守成^{1,2}, 冯国智^{1,2}

(1. 海洋石油高效开发国家重点实验室, 北京 100027; 2. 中海油研究总院, 北京 100027)

摘 要: 为了提高海上油田的开发效果, 基于调剖决策的压力指数计算、调剖体系优选室内试验及调剖参数设计, 进行了分级组合深部调剖技术研究。室内试验表明, 采取先低强度(终冻强度 0.05 MPa)后高强度(终冻强度 0.07 MPa)连续相的顺序注入, 比采取先高强度后低强度连续相的顺序注入时的采收率提高 3.1 百分点; 采取先大粒径(初始粒径 0.5~3.0 μm)分散相、后小粒径(初始粒径 50~500 nm)分散相的顺序注入, 比采取先小粒径分散相、后大粒径分散相的顺序注入时的采收率提高 4.1 百分点。膨胀后分散相颗粒与地层孔喉的最佳直径比为 1 时封堵率最高, 且要求初始颗粒粒径小于 1/7 倍孔喉直径, 膨胀后的最小粒径大于 1/3 倍孔喉直径。结合渤海油田的现场实例对该技术的应用效果进行分析, 预测进行分级组合深部调剖后, 含水率下降 5.0%, 2 个井组增油 $3.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以上。研究结果表明, 在应用区块整体调剖决策参数确定目标调剖井的基础上, 根据地层物性优选出合适的调剖体系, 并对调剖体系进行优化组合设计, 可以达到最佳的调剖效果。

关键词: 深部调剖 分级组合 调剖体系 渤海油田

中图分类号: TE53, TE358⁺.3 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2015)02-0104-06

The Technology of Classified Combination of Deep Profile Control in the Bohai Oilfield

Liang Dan^{1,2}, Lü Xin^{1,2}, Jiang Shanshan², Liang Shoucheng^{1,2}, Feng Guozhi^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Offshore Oil Exploitation, Beijing, 100027, China; 2. CNOOC Research Center, Beijing, 100027, China)

Abstract: Based on calculation of the pressure index for profile control decision-making, laboratory experiments for selecting profile control agents, and design of profile control parameters, the particle grading combination for deep profile control technology was studied. Laboratory experiments showed that injection of high-intensity (final frozen strength 0.07 MPa) profile control agent in continuous phase after injection of low-intensity (final frozen strength 0.05 MPa) agents provided a recovery efficiency 3.1% higher than that by reverse injection sequence, and injection of profile control agent with small particle size (initial particle size 0.5~3.0 μm) in dispersed phase after that with large particle size (initial particle size 50~500 nm) contributed a recovery efficiency 4.1% higher than that by reverse injection sequence. Highest plugging rate was obtained when the ratio of dispersed phase particle size after expansion to the size of pore throat inside formation was 1, and it was required that initial particle size was less than 1/7 of pore throat diameter, and minimum size of particles after expansion greater than 1/3 of pore throat diameter. The application of the technique in the Bohai Oilfield was analyzed, water cut declined by 5.0% and oil increased $3.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ in two clusters of wells through particle size grading and combination for controlling deep profile. The research results showed that, if the target well is determined using the parameters for overall profile control, appropriate profile control agent is selected according to the reservoir property, optimized combination of profile control system is conducted, the best effect of profile control can be achieved.

Key words: deep profile control; classified combination; profile control agent; Bohai Oilfield

自 20 世纪 60 年代以来, 调剖成为陆上油田改善层内、层间矛盾的主要手段和措施之一^[1-3]。根据调剖剂类型, 调剖技术主要分为沉淀型无机盐类、冻(凝)胶类、微生物类、体膨颗粒类、泡沫类等^[4-7], 虽然各种调剖技术都取得了一定的现场应用效果, 但是每种技术均存在缺点^[8]。对于具有含油层数多且

收稿日期: 2014-02-21; 改回日期: 2014-05-29。

作者简介: 梁丹(1982—), 女, 四川德阳人, 2005 年毕业于中国石油大学(华东)船舶与海洋工程专业, 2008 年获中国石油大学(北京)油气田开发工程专业硕士学位, 工程师, 主要从事提高采收率技术的研究工作。

联系方式: (010)84526259, liangdan@cnooc.com.cn。

基金项目: 中海石油(中国)有限公司综合科研项目“分级组合深部调剖技术研究”(编号: CNOOC-KJ 125 ZDXM 06 LTD 07 ZY 12)资助。

含油井段长的渤海油田^[9], 由于常规冻胶类调剖剂成胶时间短、强度大, 导致处理半径有限, 仅能封堵近井地带, 注入水容易绕过近井封堵带进入高渗透带的水窜通道^[10]; 颗粒类和泡沫类调剖剂对储层物性的适应范围有限、有效期短^[11]; 微生物类调剖剂存在微生物过度生长而引起堵塞的问题^[12], 海上油田应用风险较大。海上油田调剖对调剖剂的注入性和封堵性以及施工工艺也比陆地要求严格, 不能照搬陆地油田的技术经验及做法。笔者鉴于以上存在的问题, 提出了分级组合深部调剖技术, 以满足海上油田调剖的需求, 并从理论计算、室内试验及现场实例分析 3 方面入手, 对分级组合深部调剖技术进行了研究。

1 分级组合深部调剖关键技术研究

分级组合深部调剖技术中的分级是根据渗透率级差对堵剂进行分级, 包括连续相的强弱分级和分散相颗粒的尺寸大小分级; 组合是指连续相和分散相的组合, 通过将连续相注入近井地带封堵优势通道, 将分散相注入远井地带改变微观液流方向, 从而达到深部调剖的目的; 深部是指近井地带以远的地带, 是根据注水地层的压降梯度分布曲线划分的。分级组合深部调剖是一项涉及地质、油藏、油田化学和完井等多个专业的综合技术, 主要包括调剖决策、调剖体系分级组合设计和调剖注入参数设计等关键技术。

1.1 调剖决策技术

调剖决策技术主要根据注水井的压降曲线对地层中可能存在的大孔道进行预判, 然后结合动态生产情况和地质特征, 对油水井间的连通性进行分析, 并最终选定需要调剖的注水井。

注水井井口压降曲线是指突然关井后注水井井口压力随时间的降落曲线^[13]。当注水井的注水强度相同时, 压力下降的趋势与地层渗透率密切相关, 地层渗透率越高, 压力下降越快; 反之越平缓。实际上, 各注水井的注水强度并不同, 而压降曲线是地层物性和注水强度的综合反映, 因此, 在对地层中大孔道进行判断时, 必须排除注水强度的干扰, 综合考虑以上因素, 定义了区块整体调剖的决策参数, 其表达式为:

$$PI_t^{\omega} = \frac{h \int_0^t p(t) dt}{qt} \omega \quad (1)$$

$$PI_t = \frac{\int_0^t p(t) dt}{t} \quad (2)$$

式中: PI_t^{ω} 为区块整体调剖决策参数, MPa; PI_t 为注水井关井时间为 t 时的压力指数值, MPa; t 为注水井的关井时间, min; $p(t)$ 为注水井关井时间为 t 时的压力, MPa; q 为注水量, m^3/d ; h 为注水地层厚度, m; ω 为注水强度, 是区块注水井 q/h 平均值的就近归整值, $m^3/(d \cdot m)$ 。

PI_t^{ω} 与地层渗透率反相关, 其值越小, 说明目前地层渗透率越高, 地层中存在大孔道的概率越大, 地层越需要调剖。

1.2 调剖体系分级组合设计

1.2.1 连续相与分散相组合

调剖体系中有连续相堵剂和分散相堵剂。连续相堵剂为冻胶或凝胶类, 主要用于封堵地层的大孔道; 分散相堵剂主要是微球、预交联颗粒和黏土等, 主要用于封堵地层的孔喉。用连续相堵剂对大孔道进行封堵后, 再注入分散相堵剂, 分散相通过膨胀、颗粒间架桥后在地层水流通道孔喉处被捕集滞留, 从而改变液流方向。不同类型堵剂的适用油藏条件及优缺点见表 1。

渤海油田油井多采用绕丝加砾石充填完井方式, 对调剖体系的剪切作用强, 要求调剖体系在通过剪切后仍保留有较高的强度; 海上油田注入风险大, 为避免调剖剂堵塞井筒, 要求调剖剂成胶时间可控; 分散相堵剂主要用于封堵地层孔喉, 因此要求初始粒径要足够小。基于以上条件, 优选渤海油田调剖体系的连续相堵剂为冻胶, 分散相堵剂为冻胶微球。

1.2.2 连续相分级组合

根据成胶后的强度, 连续相堵剂又分为强冻胶和弱冻胶, 用突破真空度法来测量测定冻胶的强度, 筛选出的强冻胶配方为 0.4% 聚合物 + 0.3% 交联剂, 终冻强度为 0.07 MPa; 弱冻胶配方为 0.3% 聚合物 + 0.2% 交联剂, 终冻强度为 0.05 MPa。

通过岩心驱替试验, 研究了不同强度冻胶的组合方式对最终采收率的影响, 结果见表 2。

从表 2 可知, 先注弱冻胶、再注强冻胶组合方式的采收率提高幅度比先注强冻胶、再注弱冻胶组合方式高 3.1 百分点, 而且考虑到海上油田对调剖剂的注入性能要求更高, 避免在注入过程中发生堵塞

表 1 不同类型堵剂的适用条件及特点

Table 1 Application condition and characteristics of different types of profile control agents

堵剂	类型	适合油藏条件	优点	缺点
连续相	冻胶	聚合物与交联剂配成的失去流动性体系,适用于 90 ℃ 以下地层	地面黏度低、成胶时间可控	可发生热降解、机械降解
	凝胶	凝胶是由溶胶转变而来的失去流动性体系,适用于高温高矿地层	具有温敏、盐敏性,适用低渗地层	成胶速度快
分散相	冻胶微球	依靠在地层孔喉位置的滞留、捕集作用,实现液流转向,适用于 120 ℃ 以下油藏	耐温、耐盐、耐剪切	不适用于大孔道封堵
	预交联颗粒	地面预交联以后通过烘干、造粒得到的大颗粒堵剂,适用于 93 ℃ 以下油藏	膨胀倍数大,封堵能力强	粒径大,仅适用于封堵滤渗面
	CDG	由低浓度聚丙烯酰胺和低浓度柠檬酸铝交联生成	质量浓度低、用于深部封堵	堵剂强度低,对配置用水要求较高
	黏土	黏土颗粒对孔隙喉道产生物理堵塞,无温度要求	有分散、絮凝、固化等体系	对地层伤害严重

表 2 不同强度连续相堵剂组合方式下的采收率

Table 2 Increment of recovery obtained by combination of profile control agents with different strengths in continuous phase

组合方式	岩心渗透率/D	初始含油饱和度, %	一次水驱采收率, %	后续水驱采收率, %
先强后弱	6.0	74.8	70.0	79.2
先弱后强	5.3	73.0	66.2	78.5

井筒或在近井地带成胶的风险,先注弱堵剂可以起到试注的作用,综合考虑以上因素,先注弱堵剂、再注强堵剂是较优的组合方式。

1.2.3 分散相分级组合

冻胶微球是采用不同聚合方法得到的粒度从纳米级到毫米级的冻胶分散体。通过加入不同材料共聚,调整交联比、水相比等,可以控制微球的性能,其中,冻胶微球的粒度与地层孔隙直径的匹配是保证良好注入性和封堵性的基础。

根据 Abrams 暂堵理论^[14],形成了微球尺寸的优选方法,用以确定微球的初始粒径和最小膨胀粒径:颗粒初始粒径小于 1/7 倍孔喉直径时可自由通过地层,不形成固相堵塞;膨胀后的最小粒径尺寸大于 1/3 倍孔喉直径时在地层表面形成外滤饼,具有一定的封堵性能。

微球膨胀后直径与地层孔喉直径的匹配关系由核孔膜试验确定,试验结果见图 1。从图 1 可以看出,孔喉直径与膨胀后微球直径比的最佳范围为 0.75~1.50,考虑到微球在受压条件下的膨胀性能和黏弹性的损失,并结合微球自身的稳定性,选择最佳直径比为 1.00。

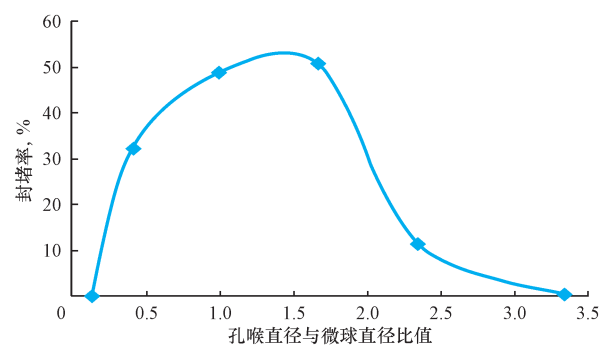


图 1 不同孔喉与微球直径比下的封堵率

Fig. 1 Plugging rate under different ratios of pore throat to microsphere diameter

采用填砂岩心模型对不同粒径微球的注入顺序进行了试验研究,其中小粒径微球的初始粒径为 0.05~0.50 μm ,大粒径微球的初始粒径为 0.50~3.00 μm ,膨胀倍数都大于 10 倍,试验结果见表 3。从表 3 可见,先注大粒径、再注小粒径的采收率提高幅度比先注小粒径、再注大粒径高 4.1 百分点,分析其原因是:注入大颗粒首先封堵相对高渗透带,后续注入的小颗粒进入深部,封堵次一级孔道,两者的协同效应提高了波及体积;而先注入小颗粒、后注入大颗粒,前面注入的小颗粒由于粒径小、易变形,沿高渗条带被冲走,未发挥有效作用,因此最终采收率低。

表 3 不同粒径分散相堵剂组合方式下的采收率

Table 3 Recovery change with different particle sizes of dispersed phase combined in profile control agents

组合方式	岩心渗透率/D	初始含油饱和度, %	一次水驱采收率, %	后续水驱采收率, %
先注小颗粒 后注大颗粒	5.9	74.3	43.8	63.3
先注大颗粒 后注小颗粒	5.6	72.5	43.9	67.5

1.3 调剖参数设计技术

在调剖过程中,在高渗层注入堵剂越多,封堵距离越远,越有利于扩大注入水的波及体积和改善水驱开发效果。调剖剂的总用量估算公式为^[15]:

$$V = \pi(R_2^2 - R_1^2)h\phi\alpha\gamma \tag{3}$$

式中: V 为调剖剂的用量, m^3 ; R_2 为调剖剂在高渗透层的外沿半径, m ; R_1 为调剖剂在高渗透层的内沿半径, m ; h 为注水地层厚度, m ; α 为高渗透层厚度占注水地层厚度的比例,取 $0.1 \sim 0.3$; γ 为调剖剂注入的方向系数,取 $0.7 \sim 0.8$ 。

连续相调剖剂用量计算公式为:

$$V_1 = bh\Delta PI \tag{4}$$

式中: V_1 为连续相调剖剂的用量, m^3 ; b 为用量系数,一般取 $10 \sim 60 \text{ m}^3/(\text{MPa} \cdot \text{m})$; ΔPI 为预期值与目前值的差值, MPa 。

注入连续相调剖剂后,需要注入过顶替液,将连续相调剖剂顶替出井眼至少 3.0 m 以外的距离,减小恢复注水后的注水压力。过顶替液用量计算公式为:

$$V_2 = \pi R_1^2 h \phi \alpha_1 \beta \tag{5}$$

式中: V_2 为过顶替液的用量, m^3 ; α_1 为过顶替液进入的厚度占注水地层厚度的比例; β 为方向系数。

分散相调剖剂用量为总调剖剂用量减去连续相调剖剂和过顶替液用量。

2 渤海 S 油田分级组合深部调剖设计

渤海 S 油田 A 区井位分布如图 2 所示。该区于 2001 年 11 月进行注水开发,地层原油黏度高,地层非均质性严重,随着注水开发的不断深入,层间矛盾逐步暴露,油层的动用程度不断降低,含水上升速度加快,目前整个区块的综合含水率为 78% ,个别油井已处于高或特高含水期,因此必须对该区块进行调

剖,以减少注入水无效循环,改善油田的开发效果。

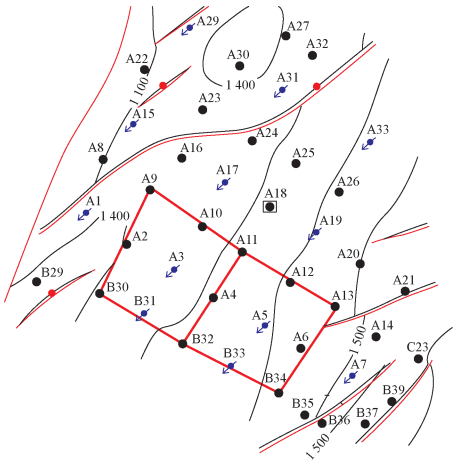


图 2 渤海 S 油田 A 区井位
Fig. 2 Well location in Block A, Bohai S Oilfield

对 A 区 9 口注水井进行了压降曲线测试,结果如图 3 所示。

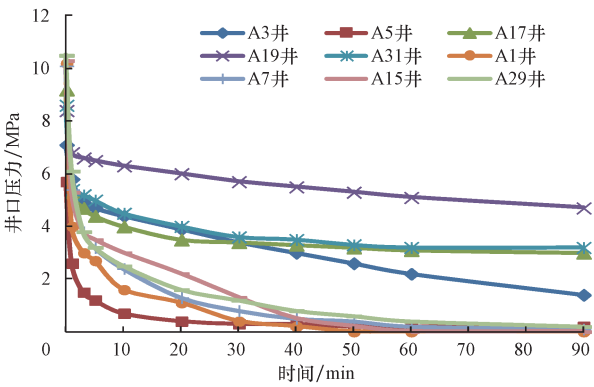


图 3 渤海 S 油田 A 区注水井井口压降曲线
Fig. 3 Wellhead pressure drop curve of water injection wells, Block A, Bohai S Oilfield

将井口压降曲线数据及其他相关数据代入式(1),计算出每口注水井的 PI_{90}^w ,结果见表 4。

表 4 渤海 S 油田 A 区块整体调剖决策计算结果

Table 4 Calculation results for overall profile control decision for Block A, Bohai S Oilfield						
井号	注水层厚度/m	注水量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	注水压力/MPa	PI_{90}/MPa	注水强度/($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1} \cdot \text{m}^{-1}$)	PI_{98}^w/MPa
A7	28.1	715.2	10.3	0.78	25.5	0.31
A5	27.7	230.4	5.7	0.42	8.3	0.51
A1	33.2	182.4	5.3	0.47	5.5	0.85
A3	36.9	302.4	7.1	2.95	8.2	3.60
A29	22.9	259.2	10.0	4.15	11.3	3.66
A17	25.1	184.8	9.2	3.43	7.4	4.65
A15	35.6	76.8	5.5	1.30	2.2	6.05
A19	20.2	160.8	8.4	5.50	8.0	6.91
A31	30.3	108.7	8.6	3.67	3.6	10.22
平均	28.9	246.7	7.8	2.52	8.9	4.09

从表 4 可以看出, A 区 PI_{90}^{10} 平均只有 4.09 MPa, 通常认为 PI_i^w 低于 10 MPa 时就需要调剖, 而且不需要每口注水井都调剖, 通常 PI_i^w 低于区块注水井平均 PI_i^w 的注水井为适宜调剖井, 因此筛选出低于 4.09 MPa 的注水井有 A7、A5、A1、A3、A29 井。但是 A7 井和 A29 井注水压力为 10 MPa 左右, 调剖后压力上升空间小; A1 井位于区块边部, 对应油井少, 且靠近断层; A5 井和 A3 井的井网完善, 与周边油井连通性好, 其中 A3 井与对应油井平均连通厚度 24.5 m, 连通率 74.5%, A5 井与对应油井平均连通厚度 24.9 m, 连通率 64.3%。同时, 结合前期吸水剖面测试结果(见图 4、图 5), 可以看出 2 口井在纵向上吸水不均匀, 非均质性严重。综合考虑后, 认为该区块的 A3 井和 A5 井需要调剖。

通过分析目前较成熟的堵剂的优缺点, 筛选出适合渤海 S 油田 A 区的连续相堵剂为冻胶, 分散相堵剂为微球。应用式(2)计算出 A5 井和 A3 井对应地层的孔喉直径为 13 μm , 因此优选初始粒径小于 1.86 μm , 膨胀后粒径大于 4.33 μm 的微球。

应用式(3)、(4)和(5)计算 A5 井和 A3 井需要的调剖剂用量, 结果见表 5。

表 5 渤海 S 油田 A 区块整体调剖参数设计结果

Table 5 Parameters design for overall profile control for Block A, Bohai S Oilfield

井号	外沿半径/ m	内沿半径/ m	孔隙度	α	γ	b	ΔPI / MPa	冻胶用量/ m^3	过顶替液用量/ m^3	微球用量/ m^3	调剖剂用量/ m^3
A3	65	3	0.31	0.2	0.75	50	2	4 000	200	16 000	20 200
A5	65	3	0.31	0.2	0.75	50	4	5 000	150	13 000	18 150

根据目前 2 井组的生产动态参数, 对调剖效果进行预测, A3 井组和 A5 井组调剖后的产量预测结果见图 6, 预测调剖后含水率下降 5%, 见效结束后, A3 井组累计增油 12 480 m^3 , A5 井组累计增油 21 840 m^3 。

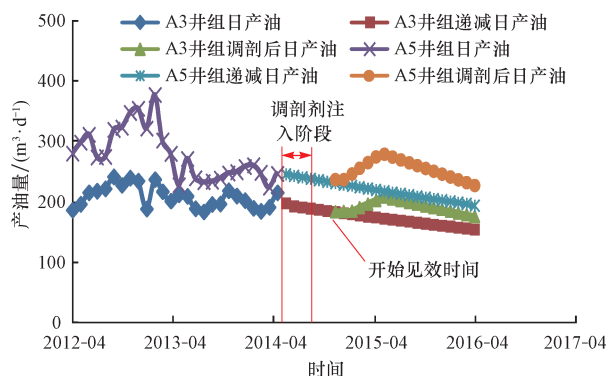


图 6 调剖后产量预测曲线

Fig. 6 Prediction of production curve after profile control

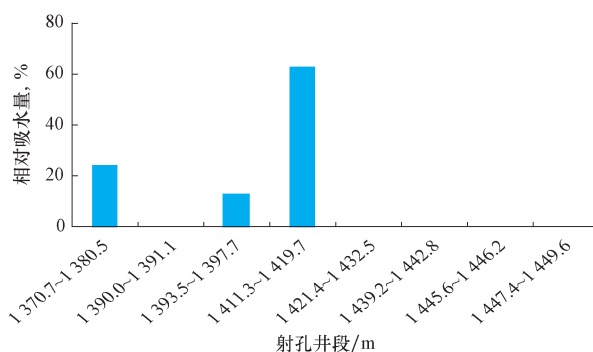


图 4 A3 井吸水剖面测试解释结果

Fig. 4 Test interpretation results of injection profile for Well A3

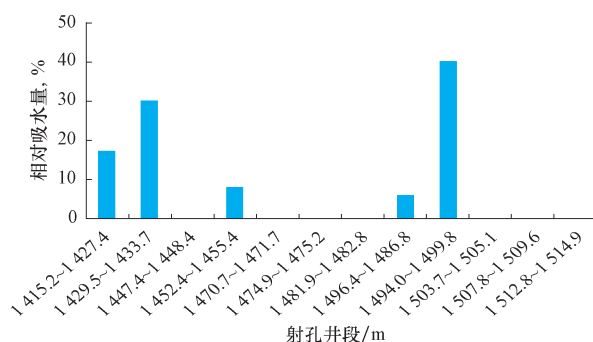


图 5 A5 井吸水剖面测试解释结果

Fig. 5 Test interpretation results of injection profile for Well A5

3 结论与建议

1) 渤海油田具有含油层数多、含油井段长且注采井距大的特点, 常规调剖技术难以起到降水增油效果, 适合采用分级组合深部调剖技术进行调剖。

2) 分级组合深部调剖体系由连续相和分散相 2 种调剖剂组成, 连续相用于封堵大孔道, 对近井地带进行充分调剖, 分散相调剖剂改变微观液流方向, 比应用单一类型调剖剂的增油效果好。

3) 推荐渤海油田采用“低强度连续相+高强度连续相+大粒径分散相+小粒径分散相”的段塞组合方式进行调剖。

参 考 文 献

References

[1] 张光焰, 荆波, 李瞬灵, 等. 埕岛油田陶组油藏调剖技术初探

- [J]. 中国海上油气, 2007, 19(2): 116-118.
- Zhang Guangyan, Jing Bo, Li Shunling, et al. A preliminary discussion on profile control technology for Guantao Formation reservoir in Chengdao Oilfield[J]. China Offshore Oil and Gas, 2007, 19(2): 116-118.
- [2] 何风华, 刘德正, 樊玉生, 等. 高膨微粒调剖工艺先导性试验与效果评价[J]. 石油钻采工艺, 2013, 35(5): 107-110.
- He Fenghua, Liu Dezheng, Fan Yusheng, et al. Pilot test and effect evaluation of high-swelling particles profile control process[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2013, 35(5): 107-110.
- [3] 孔柏岭, 刘文华, 皇海权, 等. 聚合物驱前区块整体调剖技术的矿场应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2010, 29(1): 105-109.
- Kong Bailing, Liu Wenhua, Huang Haiquan, et al. Field application of block-wide overall profile controlling technique before polymer flooding[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2010, 29(1): 105-109.
- [4] 陈渊, 孙玉青, 温栋良, 等. 聚合物纳米微球调驱性能室内评价及现场试验[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(4): 102-106.
- Chen Yuan, Sun Yuqing, Wen Dongliang, et al. Evaluation and application on profile control of polymer nano-microspheres[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(4): 102-106.
- [5] 杨文军, 赵光, 刘奎, 等. 耐温耐盐深部调剖体系研究[J]. 断块油气田, 2011, 18(2): 257-260.
- Yang Wenjun, Zhao Guang, Liu Kui, et al. Experimental study on deep thermophilic and halotolerant profile control agents[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2011, 18(2): 257-260.
- [6] 田鑫, 任芳祥, 韩树柏, 等. 可动微凝胶调剖体系室内评价[J]. 断块油气田, 2011, 18(1): 126-129.
- Tian Xin, Ren Fangxiang, Han Shubai, et al. Laboratory evaluation of profile control system for soft micro-gel[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2011, 18(1): 126-129.
- [7] 贾晓飞, 雷光伦, 尹金焕, 等. 孔喉尺度弹性调驱微球与储层匹配关系理论研究[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(4): 87-89.
- Jia Xiaofei, Lei Guanglun, Yin Jinhuan, et al. The relationship between pore-scale elastic microsphere and formation matching[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(4): 87-89.
- [8] 伍嘉, 蒲万芬, 董钟俊, 等. 新型微凝胶深部调驱体系研究进展[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(3): 107-111.
- Wu Jia, Pu Wanfen, Dong Zhongjun, et al. Advances of the new deep oil displacement and profile control agent micro-gel[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(3): 107-111.
- [9] 郭太现, 苏彦春. 渤海油田稠油油藏开发现状和技术发展方向[J]. 中国海上油气, 2013, 25(4): 26-30.
- Guo Taixian, Su Yanchun. Current status and technical development direction in heavy oil reservoir development in Bohai Oilfield[J]. China Offshore Oil and Gas, 2013, 25(4): 26-30.
- [10] 赵晓非, 于庆龙, 晏凤, 等. 有机铬弱凝胶深部调剖体系的研究及性能评价[J]. 特种油气藏, 2013, 20(3): 114-117.
- Zhao Xiaofei, Yu Qinglong, Yan Feng, et al. Organic chromium of weak gel deep profile control system research and its performance evaluation[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2013, 20(3): 114-117.
- [11] 雷光伦, 陈月明, 李爱芬. 聚合物驱深度调剖技术研究[J]. 油气地质与采收率, 2001, 8(3): 54-57.
- Lei Guanglun, Chen Yueming, Li Aifen. Research of depth profile control technology in polymer flooding[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2001, 8(3): 54-57.
- [12] 由庆, 于海洋, 王业飞, 等. 国内油田深部调剖技术的研究进展[J]. 断块油气田, 2009, 16(4): 68-71.
- You Qing, Yu Haiyang, Wang Yefei, et al. Technologies of in-depth profile control in China[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2009, 16(4): 68-71.
- [13] 赵福麟, 周洪涛, 林伟民, 等. 注水井井口压降曲线在粘土调剖中的应用[J]. 石油钻采工艺, 1994, 16(2): 73-76.
- Zhao Fulin, Zhou Hongtao, Lin Weimin, et al. Applications of surface pressure drawdown curves of injection wells in profile modification using clay[J]. Oil Drilling & Production Technology, 1994, 16(2): 73-76.
- [14] Abrams A. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion[J]. JPT, 1977, 29(3): 586-593.
- [15] 赵福麟. 压力指数决策技术及其应用进展[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2011, 35(1): 82-88.
- Zhao Fulin. Pressure index decision-making technique and its application progresses[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2011, 35(1): 82-88.

[编辑 滕春鸣]