

堵水降粘一体化控水技术在胜利油田某区块的应用效果及效益分析

付倩倩（中石化胜利油田石油开发中心有限公司，山东 东营 257000）

摘要：胜利油田某区块属于强边水稠油油藏。该区块多轮次吞吐后，受边水影响含水上升快，单井日油、油气比下降。平面上水线不断推进，条带水淹；纵向上边水以次生底水的形式向油层内部侵入，开发中后期具有类似底水锥进的生产特征，多轮次调剖效果逐渐失效。堵水降粘一体化控水技术考虑边底水水窜和地层原油粘度高的开发矛盾，从堵水理念向控水理念创新突破，既要堵水又要利用边底水能量，通过多段塞组合和气体分割控水的工艺，实现低成本、控水和降粘，截至目前实施7井次，增加经济效益413.23万元，投入产出比1:2.22，提升单元的开发效果。

关键词：稠油；边底水；堵水；控水；经济效益

某区块作为强边底水岩性—构造稠油油藏，其水油体积比超过10，边水能量显著。在长期的蒸汽吞吐开采过程中，由于油层内部的非均质性，出现“突进”与“窜流”现象，严重制约了该区块的开发效果。本文通过一体化的方法，同时实现堵水和降粘的双重目标，在控制成本的前提下，有效提高控水效果，通过经济效益分析，得出该区块的开发效果。

1 胜利油田某区块概况

胜利油田某区块含油面积1.06 km²，地质储量319.8×10⁴ t。地层平缓，构造简单，总体构造形态为自北东向南西倾没的断鼻构造，主要含油层系为沙三段，构造倾角3°左右。油层厚度2~6 m，孔隙度34.7%，渗透率895.8 mD，原油密度0.9476~0.9884 g/cm³，50℃地面脱气原油粘度768~44344 MPa·s；地层水矿化度5706~10449 mg/L，水型NaHCO₃型，地层温度60~69℃，地温梯度3.0℃/100 m；压力11.15~13.17 MPa，原始地层压力系数0.92~0.98，具有独立的油水系统，油藏类型为岩性构造稠油油藏。

2 堵水降粘一体化控水技术主要原理

该技术的主要原理是：

- ①清洗井筒，保持井筒干净，以便于下步施工；
- ②封堵边底水通道：使用小剂量极端水洗带堵水体系封堵边底水，充分利用边底水的能量均衡推进油层；
- ③氮气压水：运用氮气压水锥原理，抑制水锥再次锥进，保障原油与降粘剂充分接触；
- ④油溶性降粘剂降粘：降粘剂分子通过与稠油体

系中的胶质、沥青质结构发生作用，大幅降低稠油的黏度，根据原油的黏度考虑是否加入；

⑤二氧化碳降粘：降低原油的黏度；

⑥氮气顶替：利用氮气顶替，扩大降粘体系的波及系数；

⑦污水顶替：通过污水顶替使得井筒内的体系挤入地层，使得出入体系与地层中的原油充分接触。

3 堵水降粘一体化控水技术堵剂的选择及用量

3.1 堵水体系用量

堵水体系的用量根据水平井沿水平径向波及体积、水平径向顶替体积和处理层孔隙度确定。

堵水体系用量见式（1）：

$$Q=a(2b_1h-\pi b_2^2)\Phi e \quad (1)$$

式中：Q—体系用量，m³；

a—水平井井段长度，m；

b₁—沿井轴水平径向波及深度，m；

b₂—沿井轴水平径向顶替深度，m；

h—油层有效厚度，m；

Φ—处理层孔隙度，%；

e—用量系数。

3.2 油溶性降粘剂用量

油溶性降粘剂用量根据水平井长度、处理半径、处理层孔隙度、剩余油饱和度确定。

油溶性降粘剂用量见式（2）：

$$V=\pi \times r^2 \times a \times \Phi \times S_0 \times e \times 10\% \quad (2)$$

式中：r—处理半径，m；

S₀—剩余油饱和度，%；

10%—油溶性降粘剂浓度。

4 堵水降粘一体化控水技术段塞设计

为保障原油与降粘体系接触,进行氮气压水,更好的抑制边底水的影响,降低含水,提升单井产能。

见式(3):

$$V_q = \pi R H_1 H / 3 \quad (3)$$

式中: V_q —注氮量, $N \cdot m^3$;

R —水锥半径, m ;

H_1 —压水高度, m ;

H —水平段长, m 。

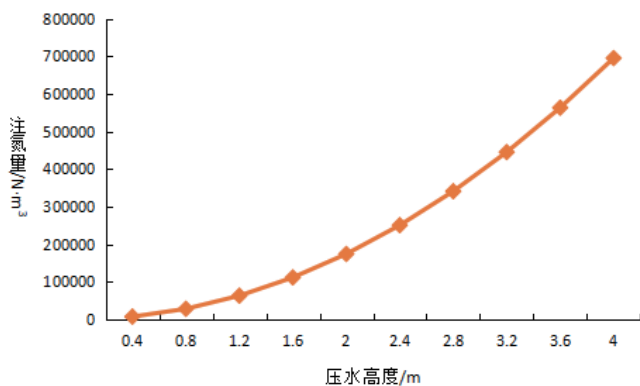


图1 注氮量与压水高度的关系曲线

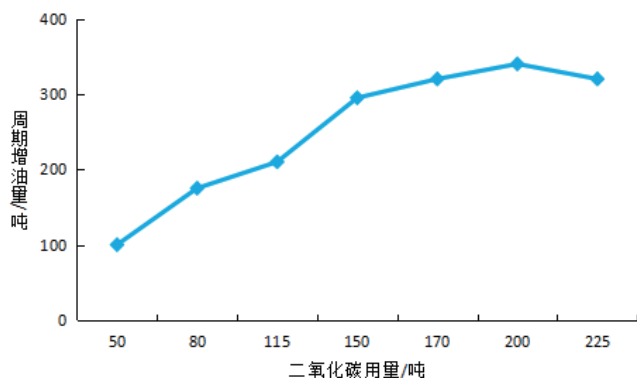


图2 周期增油量与二氧化碳用量关系曲线

根据数模模拟结果,如图1所示,压水高度越大,注氮量越多,压水高度控制在1.0–1.5 m时,注氮量要控制在60000–80000 $N \cdot m^3$ 。

5 堵水降粘一体化控水技术注入顺序优化

根据数模结果得出:周期累增油随着 CO_2 注入量的增加呈上升趋势,注入二氧化碳用量在150 t时,增产效果最好,确定水平井 CO_2 注入量为100–175 t,如图2所示。根据室内岩心实验优化注入顺序,如表1,可以看出,先注油溶性降粘剂,再注 CO_2 的方式最优,生产效果最好。

表1 注入顺序优化表

岩心编号	段塞组合模式	注入总量 / (mol/mL)	封闭压力 / MPa	浸泡期 / h	提高采收率 / %
1	CO_2 + 油溶	60+60	10.6	72	19
2	油溶 + CO_2	60+60	10.5	72	21
3	CO_2 + 油溶 + CO_2	30+60+30	10.6	72	18
4	油溶 + CO_2 + 油溶	30+60+30	10.9	72	17

6 堵水降粘一体化控水技术注入参数设计

施工方式:采用不动管柱施工方式。

注入压力:施工压力上限25 MPa,爬坡压力梯度控制在3 MPa。

注入排量:冻胶体系:4~6 m^3/h ;油溶性降粘剂体系:4~8 m^3/h 。根据现场实际注入情况实时调整注入排量及堵剂参数。

综上,确定出的最终堵水体系段塞设计如表2。

表2 堵水体系段塞设计表

序号	井号	粘度	80℃以上热清洁油田采出水+清洗剂(反洗+试挤) m^3	极端水洗带封堵体系 m^3	热污水顶替 m^3	前置氮气 $N \cdot m^3$	油溶性降粘剂 t	二氧化碳 t	氮气顶替 $N \cdot m^3$	清洁油田采出水顶替 m^3
		MPa·s								
1	A	2876	40+30	150	60	40000		125	30000	60
2	B	3405	40+30	130	60	32000		125	31000	60
3	C	1500	40+30	150	60	32000		125	32000	60
4	D	32040	40+30	130	60	32000	10	150	35000	60
5	E	7087	40+30	140	60	32000		125	31000	60
6	F	16230	40+30	130	60	40000	10	150	35000	60
7	G	2570	40+30	180	60	40000		125	30000	60

7 堵水降粘一体化控水技术应用效果及经济效益分析

目前在该单元选取7口油井实施堵水降粘一体化控水技术,选井的原则主要是原油粘度较高,前期开展过氮气泡沫调剖和无机堵剂封堵,效果较好,但是随着注汽轮次的增加,效果逐渐变差的油井,油井距离边水较近,部分油井沟通了边水。

典型井例:A井属于边底水油藏,水体位于本井南边,生产层平面发育,无对应水井。该井2015年1月投产,初期日产液25 t,日产油12.3 t,含水50.8%,第一周期日产油量较高且相对平稳,说明原

油在地层中渗流能力较好,具备冷采堵水增油潜力。实施堵水降粘一体化控水技术前,日产液 44.4 t,日产油 1.3 t,含水 96.9%,处于高含水状态,说明边水线已推进至该部位,堵水存在一定风险。通过不断的对方案进行优化论证,确定方案,注入极端水洗带封堵体系 150m³,前置氮气 40000N·m³,二氧化碳 125t,氮气顶替 30000N·m³。该井实施堵水降粘一体化控水技术后,峰值日产油 7.9 t,含水降至 66%,目前生产 379 天,措施增油 745.6 t,平均日产油 3.3 t,较措施前日产油增加 2 t,取得了显著的增产效果(详见表 3)。

在措施效果及经济效益分析方面,按照动态分析与静态分析相结合,以动态分析为主;定量分析与定性分析相结合,以定量分析为主;全过程分析与阶段性分析相结合,以全过程的经济效益分析为主的原则,全面、准确地反映项目的投入产出情况,效益与费用计算口径一致。经济效益分析方法采用“有无对比法”。通过对“有项目”(调整方案)和“无项目”(基础方案)两个互斥方案进行对比,用增量效益与增量费用进行分析,以判断项目在经济上是否可行。

截至目前在该区块堵水降粘一体化控水技术已实施 7 井次。在实施的这 7 口井中,如表 3 所示,平均日产油增加 1.4 t,含水下降 11.4%,7 口井共增油 2392.8 t,仅 C 井生产效果较差,其他 6 口井增油效果显著,措施有效率达到 85.7%。投入成本费用上,极

端水洗带封堵体系按照 0.0204 万元/方,油溶性降粘剂按照 1.16 万元/吨,二氧化碳(液态)按照 0.0545 万元/吨,氮气按照 0.00015 万元/标方,施工费按照 3 万元/井次,油价按照 1727 元/吨(吨油价格-吨油成本)计算,实施 7 井次,共投入费用 186.02 万元,增加经济效益 413.23 万元,投入产出比 1 : 2.22,经济上具有可行性。

下步在该区块继续选井实施堵水降粘一体化控水技术,不断优化段塞设计用量,抑制边水水侵,提高单井日产油,增加经济效益。同时,在其他强边水稠油油藏也具有借鉴和推广的价值。

8 结论

①堵水降粘一体化控水技术从堵水理念向控水理念创新突破,增油效果显著,投入产出比 1 : 2.22,下步在该区块及同类型油藏继续选井实施该技术,抑制边水水侵,提高经济效益;

②堵水降粘一体化控水技术虽然在该区块取得了一定的效果,但是措施有效率不能保证 100%,下步探索试验定点堵水技术,通过测产液剖面的方法,找准出水位置并进行封堵,配合堵水降粘工艺,形成“判+调+堵+降”的治理思路。

参考文献:

- [1] 纪朝凤,葛红江.调剖堵水材料研究现状与发展趋势[J].石油钻采工艺,2002,24(01):54-57.

表 3 实施堵水降粘一体化控水技术效果统计表

序号	井号	开井日期	生产天数	措施前			措施后			差值			措施增油
				日液	日油	含水	日液	日油	含水	日液	日油	含水	
				t/d	t/d	%	t/d	t/d	%	t/d	t/d	%	
1	A	2022.8.13	379	44.4	1.3	96.9	19.7	3.9	80.0	-24.7	2.6	-16.9	745.6
2	B	2022.11.15	236	38.9	0.6	98.4	19.7	1.8	90.8	-19.2	1.2	-7.6	245.1
3	C	2022.11.17	173	32.3	1.5	95.3	19.8	1.1	94.5	-12.5	-0.4	-0.8	-96.2
4	D	2022.10.20	282	48.7	1.5	96.8	20.5	2.7	86.8	-28.2	1.2	-10.0	188.7
5	E	2022.11.19	308	45.1	0.5	98.7	16.6	4.2	74.5	-28.5	3.7	-24.2	1113.2
6	F	2023.1.11	233	46.7	1.4	96.8	18.0	2.3	87.2	-28.7	0.9	-9.6	113.3
7	G	2023.4.19	142	41.4	1.9	95.3	16.6	2.8	82.9	-24.8	0.9	-12.4	83.1
合计		7 口		42.5	1.2	97.1	18.7	2.7	85.6	-23.8	1.4	-11.4	2392.8