

降黏冷采化学剂改善稠油 开发效果评价及推广应用前景分析

姜嘉诚 (胜利油田东胜公司, 山东 东营 257000)

摘要: 现阶段, 底水稠油储量大, 但采出程度低、含水高, 开发难度大。太平油田沾 29 块馆下段地质储量 575 万 t, 为高孔高渗、常温常压、构造-岩性控制的边底水稠油油藏。自 2001 年以来一直采用天然能量开发, 体现为“低单井产能、低采油速度、低采出程度、高含水”的“三低一高”开发态势。为优化开发成本, 提高采收率, 提出转换开发方式, 进行冷采降黏复合吞吐开发的对策。通过室内驱替试验和数值模拟研究了冷采降黏复合吞吐机理、开发技术界限等, 并部署 11 口加密水平井进行冷采降黏复合吞吐开发。调整实施后, 建成产能 2.6 万 t, 新井累计产油 5.34 万 t, 桶油成本由 42.7 美元降至 19.0 美元, SEC 储量由 0.5 万 t 增至 13.3 万 t, 调整无效变高效。该方法具有节能降本、单井采出高、投入产出比大、回报周期短、周期内产量稳定等特点, 可继续在太平油田其他稠油区块进行推广, 覆盖地质储量 2095 万 t, 为同类油田的开发调整提供了积极指导意义。

关键词: 边底水稠油; 冷采降黏复合吞吐; 水平井; 提高采收率

1 油藏地质特征

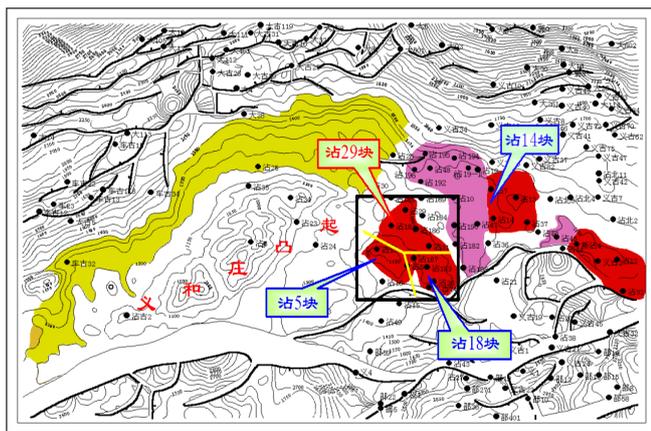


图 1 太平油田沾 29 块区域位置图

太平油田沾 29 块位于山东省东营市河口区太平乡境内, 构造位置位于义和庄凸起东北部 (图 1)。其馆陶组为西南高东北低的单斜构造, 地层倾角 2-3°, 为正韵律的河流相辫状河沉积^[1]。储层主要为地层超覆和披覆的含砾砂岩和细砂岩, 平均孔隙度为 37.4%, 平均渗透率为 2827 毫达西, 平均粘土矿物含量 12.0%; 油藏埋深 1130-1250m, 地层原油密度为 0.988g/cm³, 地层原油黏度为 8210 毫帕·s, 为构造-岩性控制的边底水稠油油藏。2001 年开发动用, 主力开发层系馆陶组, 含油面积 3.7km², 探明石油地质储

量 575 万 t。

2 开发现状及存在问题

2.1 开发现状

沾 29 块馆下段油藏自投入开发以来, 一直采用天然能量开发, 表现为“低单井产能、低采油速度、低采出程度、高含水”的“三低一高”开发态势 (图 2)。

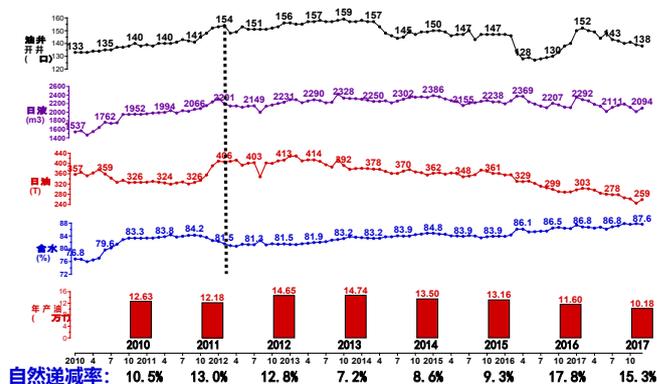


图 2 太平油田综合开发历史曲线 (截至调整前)

截至调整前, 沾 29 块共投产油井 38 口, 开井 31 口, 区块日产油 68.2t/d, 日产液 541.3 方/d, 平均单井日产油 2.2t/d, 单井日液 17.4t/d, 综合含水 87.4%; 动用地质储量 575 万 t, 采油速度 0.43%, 累产油 33.7 万 t, 累产水 222.53 万方, 采出程度 5.86% (表 1)。

2.2 开发中存在的问题

2.2.1 储量动用不充分，存在剩余储量富集区

沾29块馆陶组地质储量575万t，累产油量33.7万t，采出程度仅为5.86%，动用程度低。油井产量主要集中在构造较高部位，单井累采油0.6~1.2万t，剩余控制储量12.2万t，剩余储量规模大。

2.2.2 油井初期产能低，低部位边底水侵入严重，含水上升快

沾29块单井初期千米井深稳定日产油为5.2t，属于中偏低产能油藏。受边底水驱替，在定态水侵下，水侵系数为3.88，公式计算水体倍数为13.6。油井含水上升快，平均月递减率8.0%，综合含水高达90.1%，产量递减快。

2.2.3 热采挖潜效果参差不齐

沾29块实施过7井次蒸汽吞吐热采。热采水平井注汽一周期，注汽规模小，生产时间长，主要以吞吐引效为主。对构造高部位井跟踪对比发现，注汽吞吐井投产液量高、峰值产量高、初期含水高、含水上升快、阶段累油少、累水油比大（表2）；受边底水以及隔层分布影响，热采井效果参差不齐，亟需转变开发方式，寻找增油新手段。

3 转冷采降黏复合吞吐可行性研究

3.1 剩余油分布规律研究

数值模拟研究显示，沾29块馆陶组剩余油纵向上主要富集在各个小层顶^[2]。含水饱和度测井显示，油层高部位水锥较小，油藏中部水锥较大，井间形成了“剩余油倒锥体”^[3]。平面上：受水锥影响；水锥外，井间剩余油基本未动（53%）；水锥内，含油饱和度仍旧较高（40%~50%）。纵向上：受油水密度差异影响；水体沿底部向内推进，整体含油饱和度较低（43%）；顶部在50%以上。

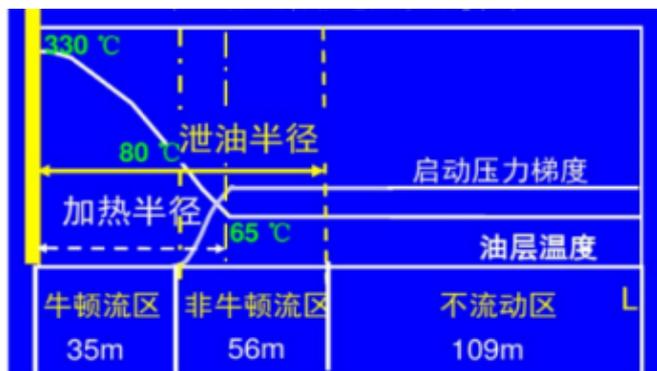


图3 沾29块渗流相带分布示意图

稠油渗流符合具有启动压力梯度的非达西渗流特征^[4]。在多孔介质条件下，随着温度的升高，启动压力梯度降低，泄油半径随着温度的升高而增大。据胜利油田稠油热采非达西渗流模型（图3），按油藏埋深（1175m）、地下原油黏度（1203MPa·s）、油层温度（65℃）参数，计算该块有效渗流半径仅为60m，井间剩余油富集。

微观玻璃蚀刻驱替试验表明^[5]，边底水侵入后形成高渗优势通道，在通道两侧未波及，水驱波及面积小，仅占36.7%；未波及区原油处于原始状态，剩余油普遍富集，优势通道方向剩余油呈油膜状。（图4）

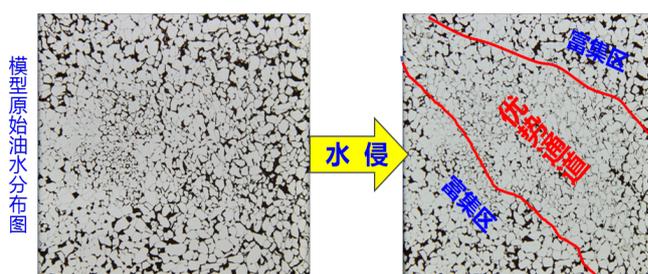


图4 微观玻璃蚀刻驱替实验水侵模拟

3.2 冷采降黏复合吞吐机理研究

3.2.1 分散降黏机理研究

太平油田馆陶组稠油富含胶质、沥青质，其重质组分含量超过50%（表3）。据稠油高黏机理研究，胶质、沥青质主要通过 $\pi-\pi$ 堆积、T-型作用及与胶质之间电性吸引产生的链间缠绕，将轻质组分甚至伴生气包裹其中，形成网状聚集结构，导致稠油高黏。目前，蒸汽吞吐成本高，后期开发难度大；常规冷采效益差，面临着室内降黏效果明显，注入地层低效的困境。调研发现，以65℃储层温度条件为界限，低于该温度值的稠油以假塑性流体为主，流动性差，难以渗入稠油内部进行分散；因此，必需削弱稠油内部重质组分之间的相互作用，让降黏剂极性基团进入内部造成各向异性，从而自内而外实现分散降黏（图5）。

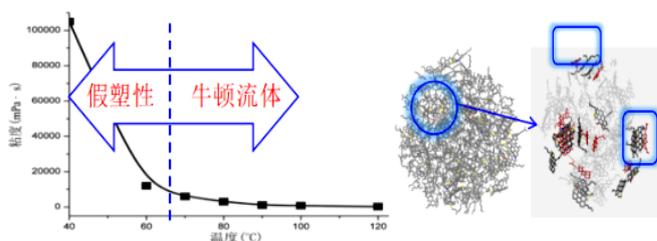


图5 不同温度下稠油流体性质及胶质沥青质网状结构示意图

分散降黏驱油剂正是利用这一机理,使其非离子活性剂通过相似相容原理,嵌入胶质、沥青质的层间结构,将极性基团带入稠油内部,引起各向异性,破坏胶质沥青质的 $\pi-\pi$ 共轭作用,减弱胶质沥青质的聚集结构;同时增强油滴表面的亲水性,从而降低原油黏度和表面张力,增加原油的流动能力,达到提高采收率的目的。(图6)

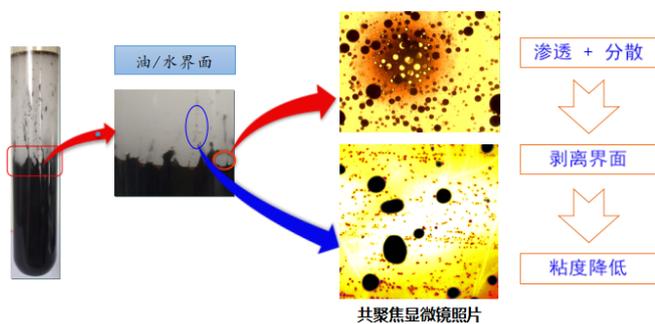


图6 分散降黏机理示意图

3.2.2 渗流规律机理研究

太平油田沾29块属于典型的边底水稠油油藏,其渗流规律按开发阶段特征分为常规渗流、分子聚并、逐步淤堵、定点卸油和定点突破五个阶段。随着水平井的开发,由于分子的聚并效应,稠油易在近井地带形成堵塞,造成定点卸油现象,即仅在近井端开采,极易产生边底水定点突破,造成含水快速上升(图7)。

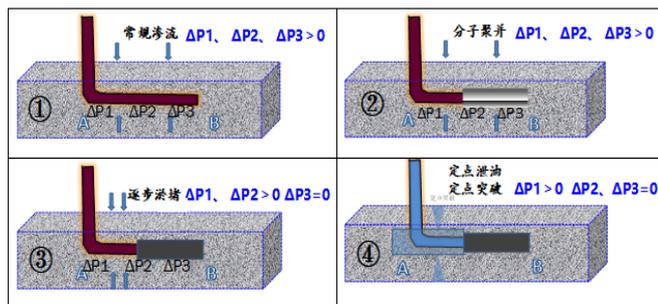


图7 沾29块边底水普通稠油油藏渗流规律

针对这种情况,管理区一般采用防砂、堵水;改层、补孔等措施,造成了可控储量的损失。因此,恢复水平段的常规渗流,实现远井端的贡献,是解决“伪高含水”井高含水、低采收程度问题的关键。

降黏冷采施工开始时,水溶性聚合物随降黏主剂沿突破点进入水体,通过提高注入水黏度,对优势孔道进行增黏,降低油水流量比,抑制已有通道,扩

大主剂波及面积。此时压力较低,仅有近井段压力 ΔP_1 ,远井段压力 ΔP_3 为零。随着药剂的不间断注入,启动压力不断增加,此时注入粘土增溶剂,疏通深部淤堵渗流通道,淤堵井段不断变小,远井段压力 ΔP_3 逐渐恢复,远井段恢复正常渗流。(图8)

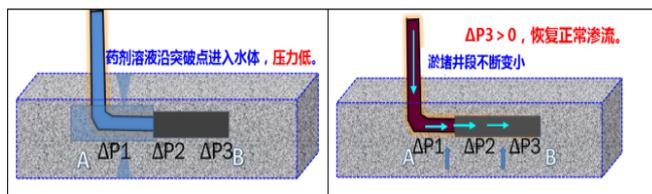


图8 降黏冷采施工过程中药剂水相增黏、远井段疏通示意图

3.3 冷采降黏复合吞吐室内实验研究

筛选评价了一种“双效”降黏体系,兼顾分散降黏和乳化降黏的特点,降低稠油黏度、增加流动能力,有效作用于高黏原油。该体系室内降黏率达99%以上,具有很强的适配性。利用本区油样,针对降黏剂的最佳浓度、温度、酸碱性、抗 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 以及驱替实验均进行了测试,最终筛选复配出了适合该区块油藏的有效降黏剂参数。观察试验如下:①将沥青质均匀吸附在云母片表面;②对比实验:将云母片用氮气吹干后分别放入 80°C ,1000ppm浓度的活性高分子溶液和SDS(普通降黏剂)溶液中,各浸泡2h;③显微镜下,观察经活性高分子溶液浸洗后的云母片,其表面出现黑色小团块;该团块即为沥青质被破坏了强 $\pi-\pi$ 相互作用,通过剥离、携带、运移等过程所形成(图9)。根据现场五组原油样品,在浓度为800mg/L,温度为 50°C 的条件下,加药后静态降黏率92.4%,动态降黏率99.0%。

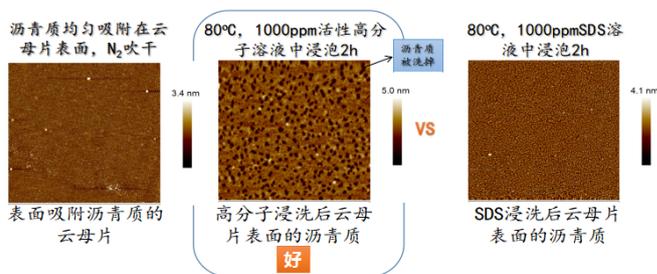


图9 室内活性高分子溶液降黏实验

根据岩心物模降黏剂吞吐实验,常规水驱岩心综合采收率为28%;降黏剂吞吐和后续水驱相结合,综合采收率为32.3%,提高了4.3%;复合体系吞吐和后续水驱相结合的方式,采收率达38.8%,提高了10.8%。

根据物理模拟结果并结合降黏剂现场开发效果，综合考虑选择降黏剂冷采方式开发。

3.4 冷采降黏复合吞吐开发技术界限优化

根据底水稠油油藏开发技术界限研究，确定了降黏复合吞吐单井极限产量。在 40 美元/桶油价下，新钻水平井经济累产油为 6688t，侧钻水平井 4459t。反推了井距、有效厚度关系。利用公式，建立累产油与井距、有效厚度的关系。分别计算有隔层和无隔层时的极限井距和有效厚度。

无隔夹层、新油井累产油预测：

$$\text{累产油} = -1853.59 + 59.2356 \times L - 74.7158 \times H - 0.450462 \times L^2 + 8.93738 \times L \times H。$$

有隔夹层、新油井累产油预测：

$$\text{累产油} = 1975.6 - 34.0765 \times L - 439.978 \times H + 0.204297 \times L^2 + 13.53652 \times L \times H + 10.58468 \times H^2。 (L- 井距； H- 有效厚度)$$

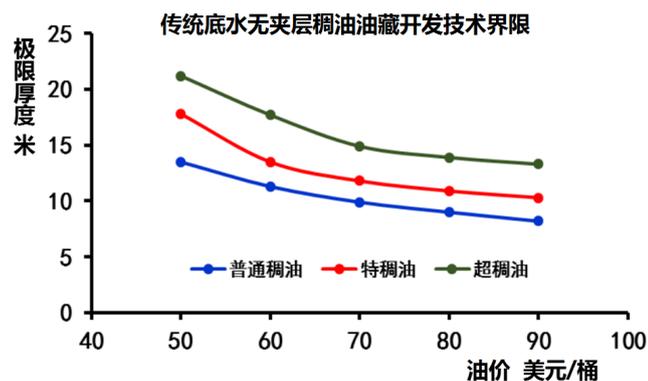


图 10 传统底水无夹层稠油油藏开发界限曲线

制定了不同井距有效厚度技术界限图版。针对不同井距，找出最小的动用厚度；或针对有效厚度，找出最小动用距离。大幅降低了底水稠油油藏动用门槛。（图 10）根据稠油非达西渗流模型和数值模拟研究结果，针对技术界限参数进行了优化，按含水阶段确定了技术界限。（表 4）确定距边水最小距离为 200m；最大合理采液量为 30 方/d；低含水开发阶段设计 2% 浓度降黏剂溶液合理注入量为 800 方，高含水开发阶段设计 2.4% 浓度降黏剂溶液合理注入量为 700 方；在高含水开发阶段，同时注入 3t 浓度为 3% 的泡沫剂。根据表 4 技术界限，在馆陶组共部署水平井 11 口，采用冷采降黏复合吞吐开发方式，设计注入 2% 浓度降黏剂溶液 8800 方，设计建成产能 1.8 万 t，提高采收率 4.3%。

4 矿场实施及效果评价

4.1 实施原则

油藏方案要求：水平段距油顶 1-2m 开发效果最佳。通过靶点优化，现场驻井，全过程钻井轨迹调控，确保入围准、轨迹优、钻遇好，为新井高产高效提供了物质基础。同时根据水平段长度、油层厚度、边底水情况、采出程度、驱油范围等，综合确定降黏剂用量。满足均匀注入、扩大接触面积、增加波及体积的目的。

4.2 效果评价

2018 年以来，沾 29 块共实施冷采降黏吞吐调整水平井 11 口，新井投产初期日增油能力 116.6t/d，平均单井日油 10.6t/d，建成产能 2.6 万 t，新井累计产油 5.34 万 t。其中，沾 29- 平 29 井投产后，峰值产油 18.1t/d，创造了沾 29 块水平井最高产量，累计产油 5977.8t，实现了沾 29 块高效开发调整。同时，针对老井进行了 6 井次降黏试验，初期日增油 33.3t，累增油 9000 余吨。

4.3 效益评价

该技术具有节能降本、单井采出高、投入产出比大、回报周期短，周期内产量稳定等特点。通过转变开发方式，优化投资结构，实现了沾 29 块调整区块无效变高效。实施后，沾 29 块年产量由 1.96 万 t 升至 4.8 万 t，桶油成本由 42.7 美元降至 19.0 美元，SEC 储量由 0.5 万 t 增至 13.3 万 t，区块年利润由亏损 726.80 万元扭转为盈利 7038.38 万元。

5 推广应用前景

沾 29 块冷采降黏吞吐的成功应用，是低油价下探索稠油高效开发的有效手段，在太平油田相似区块具有较好的推广应用前景。同时，下步通过降黏 + 氮气水压水锥的方式，降低井筒周围的含水饱和度，保持后续注入的降黏剂与原油的充分接触后仍有进一步改善效果的空间潜力。保证均匀注入，增加有效生产长度，是下一步的研究方向。公司覆盖地质储量 $2095 \times 10^4 t$ ，按照提高采收率 4% 计算，可增加可采储量 $83.8 \times 10^4 t$ 以上；胜利分公司覆盖边底水稠油地质储量 $1.7 \times 10^8 t$ 以上，可增加可采储量 $680 \times 10^4 t$ 以上。

6 结论

- ①太平油田馆陶组为边底水稠油油藏，其开发特征为储量动用程度低、剩余油普遍存在，边底水侵入严重、含水上升快，油水流动度比大、渗流半径小，热采效果参差不齐，亟需转变开发方式以提高采收率；
- ②通过选择和调整降黏剂中辅剂聚合物和粘土增溶剂

的配比,配合水平井变流线加密调整,初步形成了边底水油藏中适用于不同类型油井的冷采降黏复合吞吐模式。实施后,沾29块降黏复合吞吐见效显著,解决了沾29块边底水稠油的开发难题;③沾29块冷采降黏吞吐的成功应用,是低油价下稠油效益开发的有效手段,在太平油田相似区块具有较好的推广应用前景。仅公司即可覆盖地质储量 $2095 \times 10^4 \text{t}$,按照提高采收率4%计算,可增加可采储量 $83.8 \times 10^4 \text{t}$ 以上。

参考文献:

[1] 邢凤存,刘连启,刘成鑫,等.太平油田馆陶组下段

- 沉积特征[J].大庆石油地质与开发,2004,12(6):56-57.
 [2] 闫伟超,孙建孟.微观剩余油研究现状分析[J].地球物理进展,2016,31(5):198-199.
 [3] 王平.太平油田边底水稠油油藏高效调整技术[J].科技咨讯,2008,36(18):79-79.
 [4] 孙建芳.胜利油区稠油非达西渗流启动压力梯度研究[J].油气地质与采收率,2010,17(6):41-42.
 [5] 赵文学,韩克江,曾鹤,等.稠油降粘方法的作用机理及研究进展[J].当代化工,2015,44(6):1366-1367.

表1 太平油田沾29块实施前生产情况表(截至2018.01)

油井(口)		区块日液水平(t/d)	区块日油水平(t/d)	平均单井日产油(t/d)	综合含水(%)	采油速度(%)	平均动液面(m)	累产油(10^4t)		累产水(10^4m^3)		采出程度(%)
投产	开井							阶段	累积	阶段	累积	
38	31	541.3	68.2	2.20	87.4	0.43	324	21.2	33.7	169.4	222.53	5.86

表2 沾29块注汽吞吐井和常规投产井效果对比表

井号	油层参数				原油性质		投产方式	生产时间	峰值油量	初期			目前(2019.12)			累积产油	累积产水	累水油比
	构造位置	储层岩性	水平段长度	距底水距离	地面密度	地面黏度				日产液	日产油	含水	日产液	日产油	含水			
			m	m	g/cm^3	MPa.s				t/d	t/d	%	t/d	t/d	%			
TPZ29-P10	高	粉细岩	200	5.5	0.977	7862	注汽吞吐	2589	18.6	28.3	10.5	61	32.6	1.8	94.4	6935	65926	9.5
TPZ29-P12	中	粉细岩	200	5.5	0.975	7912	常规投产	2589	12.3	14.1	10.1	29.2	22.8	1.6	92.8	9251	56731	6.1

表3 太平油田馆陶组稠油四组份分析统计表

样品编号	烷烃(%)	芳烃(%)	胶质(%)	沥青质(%)
1	22.49	31.83	33.22	12.46
2	16.78	31.88	27.52	23.82
3	15.08	25.57	30.49	28.86
4	18.08	28.08	29.23	24.61
5	16.64	31.77	32.63	18.96
6	14.8	36.18	31.84	17.18

表4 技术界限参数优化

生产阶段	降黏剂浓度(%)	降黏剂溶液注入量(t)	注降黏剂量(t)	注泡沫剂量(t)	注泡沫剂浓度(%)	注氮气量(Nm^3)	最大排量(t/d)	距边水距离(m)	隔层厚度(m)	
									有	无
低含水	2	800	16				30	200	3.5	7
高含水	2.4	700	16.8	3	3	15000	30	200		