

引用格式:秦飞,金燕林.塔河油田YT1断块深层凝析油气藏乳化油堵水技术[J].油气藏评价与开发,2020,10(2):101-106.

QIN F, JIN Y L. Supporting study of water plugging using emulsified oil in deep condensate reservoir of YT1 Fault block in Tahe Oilfield[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(2): 101-106.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.02.017

塔河油田YT1断块深层凝析油气藏乳化油堵水技术

秦飞^{1,3},金燕林^{2,3}

(1.中国石化西北油田分公司石油工程技术研究院,新疆乌鲁木齐830011;2.中国石化西北油田分公司勘探开发研究院,新疆乌鲁木齐830011;3.中国石化缝洞型油藏提高采收率重点实验室,新疆乌鲁木齐830011)

摘要:塔河油田YT1断块经过长时间衰竭开采,加之底水锥进,气井已普遍进入高含水阶段,气举、排水采气等常规措施不同程度失效,堵水成为后期主要接替措施。结合塔河堵水经验,以相渗调整剂作为主要研发方向,形成了以塔河中质稀油、“阴离子+非离子”复配乳化体系为主体的乳化油堵剂,地层条件下黏度达到50~60 mPa·s,对储层低伤害。通过单、双填砂管驱替实验发现,乳化油体系水相封堵率83.4%、油相封堵率仅仅在11.9%,具有较好的耐冲刷性、油水相态选择性和地层渗透率调整能力。乳化油堵水工艺段塞设计为“稀油隔离液+乳化油体系+稀油隔离液+清水顶替液”,不动管柱,焖井1~2 d,可实施1~2轮次。现场乳化油堵水效果较好,对同类凝析油气藏堵水有重要的指导作用。

关键词:塔河油田;YT1断块;凝析油气藏;乳化油;堵水

中图分类号:TE372

文献标识码:A

Supporting study of water plugging using emulsified oil in deep condensate reservoir of YT1 Fault block in Tahe Oilfield

QIN Fei^{1,3}, JIN Yanlin^{2,3}

(1. Research Institute of Petroleum Engineering Technology, Sinopec Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang 830011, China; 2. Research Institute of Exploration and Development, Sinopec Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang 830011, China; 3. Key Laboratory for EOR of Carbonate Fractured-Vuggy Reservoir of Sinopec, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

Abstract: After a long time of depletion production and bottom water coning, the YT1 Fault Block in Tahe Oilfield has generally entered the high water cut stage. Conventional measures such as gas lifting, drainage and gas production have failed in some case, and water plugging has become the main replacement in the later stage. Based on the water plugging experience of Tahe Oilfield, the relative permeability adjusting agent is took as the main research and development direction, and forms the emulsified oil plugging agent is formed based on the medium dilute oil and the “anion+non-ion” compound emulsified system of Tahe Oilfield. Under the formation condition, the viscosity reaches 50~60 mPa·s, causing low damage to the reservoir. Through the single and double sand filling tube displacement experiments, it is found that the water-phase plugging rate of the emulsified oil system is 83.4%, and that for oil-phase is only 11.9%. Therefore, it has better erosion resistance, oil-water phase selectivity and formation permeability adjustment ability. The slug of water plugging process by emulsified oil is designed as “dilute oil acted as isolation fluid+emulsified oil system+dilute oil acted as isolation fluid+clear water displacement fluid”, without moving the string, and with 1~2 days’ soaking, to implement 1~2 rounds. The field application has a good water plugging effect, providing an important guiding for the similar condensate oil and gas reservoirs in water plugging

Key words: Tahe Oilfield, YT1 Fault block, condensate reservoir, emulsified oil, water plugging

收稿日期:2019-10-16。

作者简介:秦飞(1985—),男,硕士,工程师,从事油气田开发地质、油藏工程、采油工程研究。通讯地址:新疆乌鲁木齐市新市区长春南路466号西北石油科研生产园区B608,邮政编码:830011。E-mail:qinfeifeifei@sina.com

基金项目:“十三五”国家科技重大专项“塔里木盆地碳酸盐岩油气田提高采收率关键技术示范工程”(2016ZX05053)。

大多数凝析油气藏采用衰竭式开采,随着开采程度的加深,地层压力持续下降。在等温降压的过程中,石油多组分体系出现反凝析现象,在井周近井地带短时间大量的凝析油析出,必将降低天然气的渗透、携液能力^[1]。随着凝析油的持续析出,近井乃至井筒的油气通道被堵塞,从而限制了气井的生产能力。同时由于边底水的侵入,凝析油气藏普遍面临高含水、采出程度低的开发难题。气井堵水是有水气田开发中除气举、排水采气之外的重要治水手段^[2]。目前,国内外气井堵水已有一定积累。机械堵水方面主要偏于机械桥塞封堵器、套管补贴技术等,已逐渐被化学堵水所取代;化学堵水方面日趋成熟,堵水剂涉及硅氧烷微乳胶、水解氯化铝(2007年,印尼 Tunu 气田)、泡沫凝胶(墨西哥湾的 East High Island 285 区块;加拿大不列颠哥伦比亚气田试验区)、三元共聚物、阴离子聚丙烯酰胺、微乳液、润湿反转剂、无机盐类等,其中以聚合物凝胶类堵剂(1996年,加拿大气田三口井;法国东部 VA48 气井;德国北部一砂岩气田)应用最多^[3-5]。国内四川^[6]、中原^[7]、涩北^[8]、新北^[9]等油气区也开展了一些积极性尝试,主要是移植油井堵水思路,同时在堵剂配套上更加精细。从理论上说,堵水在控水^[10]的同时,可以进一步释放近井地带的凝析油,从而疏通油气通道。然而目前国内外单纯凝析油气藏堵水可供借鉴的实例少,加之 YT1 断块三叠系高温、高盐的地下地质条件,堵剂配套及工艺设计困难,有必要开展针对性研究,提高堵水的针对性和堵剂、工艺的配套程度。

1 油藏概况

YT1 断块位于塔里木盆地沙雅隆起中段南翼的阿克库勒凸起东南斜坡上,发育辫状河三角洲相前缘和平原相砂体^[11](图1)。本区三叠系凝析油气藏天然气地质储量 $13.6 \times 10^8 \text{ m}^3$,凝析油地质储量 $85.1 \times 10^4 \text{ t}$,具有超深(4 760~5 004 m)、高温(104 °C)、高盐(矿化度近 300 000 mg/L)的特点,储层中一低渗,酸、碱敏中等,边水和底水都较为活跃。由于初期采速过高,地层压力快速下降,底水锥进导致开发效果急剧变差。自第一口堵水井(YT1-1H)2011年实施堵水之前,区块累产油 $9 \times 10^4 \text{ t}$ (采出程度 7%),累产气 $0.4 \times 10^8 \text{ m}^3$ (采出程度 9%),综合含水为 84%,自然递减为 24%,处于特高含水的递减阶

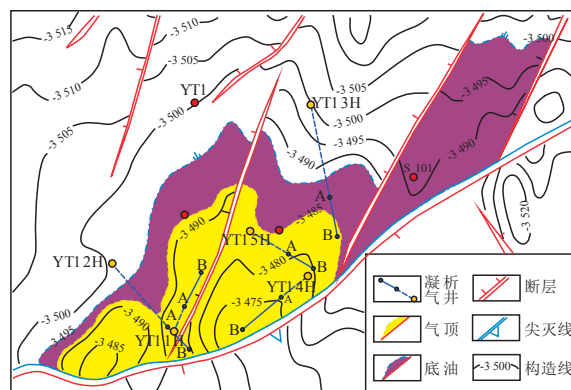


图1 YT1断块顶部构造

Fig. 1 Top structure of YT1 Fault Block

段。截至目前,累产油 $12 \times 10^4 \text{ t}$,累产气 $0.5 \times 10^8 \text{ m}^3$,综合含水 95%,累计实施乳化油堵水 7 井次、物理卡堵 4 井次,其中乳化油堵水成功率 86%,物理卡堵全部无效。

2 乳化油堵水关键技术

2.1 堵剂类型优选

目前塔河油田所用的堵剂主要有物理封堵和相渗调整^[12-13]两种。物理封堵即堵高渗解放低渗,侧重于改善储层的渗透率,代表堵剂是超细碳酸钙颗粒、聚合物微球等,具有渗透率选择性;相渗调整即选择性降低油水的相渗^[14],侧重于改善流体的流动,代表堵剂是乳状液^[15]、凝胶^[16]、冻胶^[17-18]等,具有油水选择性。

从储层角度看:本区储层薄,没有接替层,无法进行机械卡堵堵水;储层整体物性较差,动态显示不存在明显的高渗窜流通道,物理封堵从机理上难以满足,宜配套相渗调整机理。

从凝析油气藏实际来看,堵水还需重点考虑四个条件:①封堵后还能顺利解堵,并且对油井污染小;②凝析油气藏对水格外敏感,应尽量避免堵剂自身携水进入地层;③尽可能避免堵剂在进入高含水区前乳化增黏,否则会阻塞低含水区渗流通道,不利于油气产出;④堵剂本身的注入性要好。对比现有堵剂体系,宜选用乳状液堵剂。

常规的乳状液堵剂包括油包水、水包油两种,近年来活性稠油^[19-20]也得到一定应用。相比而言,水包油乳状液自身含水超过了 60%,不满足上述条件②;活性混合油含稠油活性组分,本身具有一定的乳化

能力^[21],不满足上述条件③。据此,以油包水乳状液(稀油+水+乳化体系)为基础,作为本区乳状液堵剂研发的主要方向。为增强堵剂的配伍性,基油均来自于塔河油田自产稀油(50℃密度0.91 g/cm³,黏度32 mPa·s)。

2.2 堵剂配方优化

2.2.1 乳化体系筛选

一般而言,阴离子乳化剂具有较好的耐温性,非离子乳化剂具有较好的耐盐性,两者复合混配,能显著提升乳化体系的机械稳定性,同时提升乳状液堵剂的耐温耐盐性^[22]。如图2,五种乳化体系(油水比为5:5)在90℃水浴中放置两天,仅“2%非离子+1%阴离子+0.1%稳定剂”对应乳状液未分相(若分相则曲线趋于抛物线型),显示了很好的稳定性。为增强乳状液的热稳定性,按经验添加少量的聚丙烯酰胺(0.1%)。

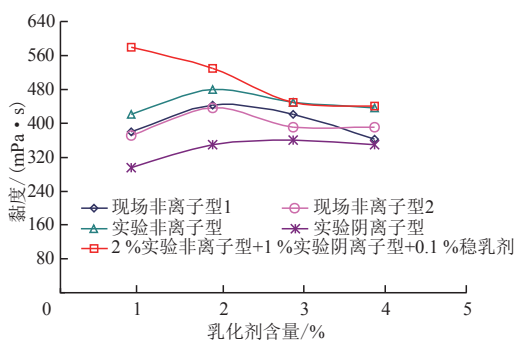


图2 不同乳化剂含量下乳状液黏度对比

Fig. 2 Comparison of viscosity of emulsion with different emulsifier content

2.2.2 含水率确定

在实验温度50℃的情况下,配置不同含水量的乳状液,观察其黏度的差异性。如图3,含水量小于60%时,黏度随着含水量的增大而增大;含水量为60%(转相点)时,黏度最大为960 mPa·s;含水量大于60%时黏度随着含水量的增大而急剧减小。考虑到乳状液注入地层可能继续乳化,油包水乳状液配置应尽可能选择远离转相点。分别对含水量0%(相当于乳化油)、20%、30%、40%的油包水乳状液进行阻力系数测定,结果分别为6.1、7.8、16.5、26.2,可见前两个含水量配比相对满足现场泵注要求。进一步实验表明,在100℃的温度条件下,乳化油黏度仍达

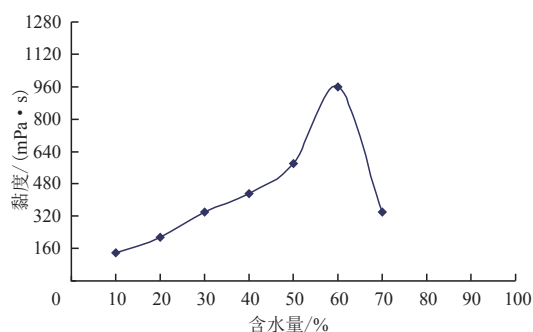


图3 乳状液黏度与含水量关系

Fig. 3 Relation between viscosity and water content of emulsion

50~60 mPa·s,不受矿化度影响,而且低伤害,可作为凝析油气藏前期弱堵的最优堵剂。

2.3 堵剂性能测试

2.3.1 封堵能力

堵剂封堵能力测定采用填砂管(塔河细砂、100℃)开展实验,具体步骤是:将填砂管中饱和水,开展常规水驱实验,依据达西定律计算出水测渗透率 K_1 ;向填砂管中反向注入乳化油堵剂和清水顶替液,乳化油乳化增黏;再次开展常规水驱实验,同理计算出堵后水测渗透率 K_2 ;乳化油对水的封堵率即为 K_2 与 K_1 之比^[23]。实验中地层水正向注速为0.5 mL/min,堵剂反向注速为1.0 mL/min、体积为0.3 PV,清水顶替液0.3 PV。如图4,地层水注入的短时间内,乳化油继续乳化,形成较高黏度,注入水无法通过堵剂,驱替压差较大;随着注入孔隙体积倍数增大,驱替过程中发生指进现象,此时驱替压差逐渐减小,填砂管的堵后渗透率缓慢增加;当注入孔隙体积倍数达到10 PV左右,注入水从填砂管完全突破,后期只是沿突破的区域窜流,此时填砂管的堵后渗透率不再增加。经计算此时的封堵率仍然保持在83.4%,这也

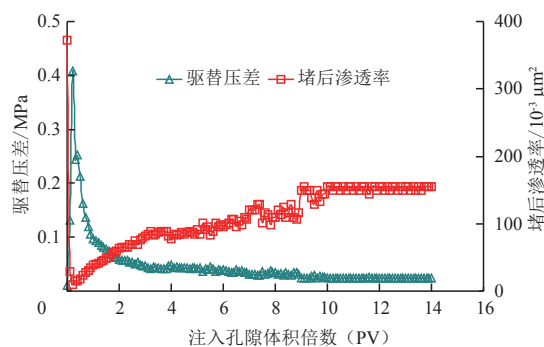


图4 正向注水压力曲线

Fig. 4 Pressure curves of forward injection

说明乳化油具有较高的封堵能力和耐冲刷性。

2.3.2 油水选择性

油水选择性测定采用双填砂管(塔河细砂、100 ℃)开展实验,具体步骤是:将渗透率相当的两根填砂管分别饱和水和油,选择两个注入端,开展常规水驱、油驱实验,依据达西定律计算出水测渗透率 $K_{水1}$ 和油测渗透率 $K_{油1}$;向两根填砂管中反向注入乳化油堵剂和清水顶替液,乳化油乳化增黏;再次开展常规水驱、油驱实验,同理计算出堵后水测渗透率 $K_{水2}$ 和油测渗透率 $K_{油2}$;乳化油对油、水的封堵率即为 $K_{油2}$ 与 $K_{油1}$ 、 $K_{水2}$ 与 $K_{水1}$ 之比。实验中相关参数与封堵能力测定实验一致。如表1,对水相的封堵率在83.4%以上,而对油相的封堵率仅仅在10%左右。这表明该堵剂具有优良的选择性。

表1 乳化油对油水两相选择性实验结果

Table 1 Experimental results of two-phase selectivity for emulsified oil to oil and water

相	初始渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	堵后渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	封堵率/%
水相	956	155	83.4
油相	496	437	11.9

2.3.3 渗透率选择性

渗透率选择性测定采用高、低渗双填砂管(塔河细砂,100 ℃,渗透率极差为2、4)开展实验,具体步骤是:将两根填砂管中饱和水,选择一个注入端,并联开展常规水驱实验,计算水相分流率;向填砂管中反向注入乳化油堵剂和清水顶替液之后,乳化油乳化增黏;再次并联开展常规水驱实验,计算水相分流率。实验中相关参数与封堵能力测定实验一致。如图5,注堵剂之前,高渗管的分流率要明显大于低渗

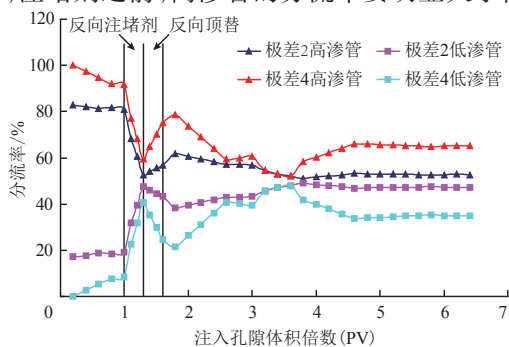


图5 不同级差高渗管和低渗管分水率与注入体积关系

Fig. 5 Relation between water separation rate and injection volume of high permeability and low permeability pipes with different levels

管;注入乳化油堵剂时,乳化油进入高渗填砂管后,乳化增黏,对水产生较大的阻力,使高渗管渗透率大大下降;随着注入量的增加,低渗管模型产液量上升,高渗管模型产液量下降,高低渗管产液量趋于均匀,渗透率非均质性得到调整。但是从极差来看,当非均质程度增大,堵剂的调整能力越来越差。

3 现场工艺设计及效果评价

3.1 乳化油堵水工艺设计

乳化油堵水工艺以乳化的中质稀油(0.91 g/cm^3)作为主体段塞,一般为 $100\sim 200\text{ m}^3$,主体段塞无含水,避免堵剂进入低含水区域产生乳化增黏阻碍油气产出。以稀油(0.88 g/cm^3)隔离液,一般为 15 m^3 左右,作为前置、后置、预置顶替段塞,将顶替水量减少。在顶替水段塞前预置稀油段塞,保证产液段井筒以上留有一定量稀油,使顶替水不进地层,保证渗流通道畅通。整个施工过程根据泵注压力($< 30\text{ MPa}$)控制排量,不动管柱,直接从环空注入,降低了经济成本。堵后一般关井 $1\sim 2\text{ d}$ 后开井,若能量不足则配合进行气举。施工过程中根据油藏和压力级别确定最高压力,根据施工压力调整排量,根据爬坡压力优化段塞组合。由于地层中乳状液封堵能力有限,可通过多轮次乳化油堵水,以充分开展剩余油挖潜。

3.2 现场实施效果评价

本区大规模乳化油堵水主要发生在2011年至2014年,7井次累计增油 $5\,339\text{ t}$ (表2)。期间,综合含水率控制在86%左右,递减率控制在20%左右,相比堵水初期,较大程度抑制了含水上升和产量递减。

从构造位置来看,YT1-4H断背斜(YT1-4H、YT1-5H)比YT1-1H断背斜(YT1-1H、YT1-3H)略高,避水高度在10 m以上。同时YT1-4H断背斜位于断层交界,属于墙角块微构造,剩余油富集程度较高,堵水效果相对更好。

从水平段来看,4口井的井眼轨迹都趋于平缓,但渗透率极差存在差异。YT1-1H井的渗透率极差明显低于其他3口井,堵水基本无效。当渗透率级差较大时,乳化油的渗透率选择性更易发挥作用,从而释放低渗透储层段潜力。

从初期开发效果来看,YT1-4H断背斜的井具有较长的低含水开采期,从侧面也证明其物质潜力相

表2 YT1断块乳化油堵水效果
Table 2 Water plugging effect of emulsified oil in YT1 Fault Block

井号	构造位置	油层厚度/m	水平段渗透率级差	避水高度/m	初期开采情况	日产油/t		日产气/m ³		含水率/%		累计增油/t
						堵前	堵后	堵前	堵后	堵前	堵后	
YT1-1H	低	8.5	1.8	6.3	开井高含水	0.8	1.5	3 930	3 949	96.7	99.2	28
YT1-2H	次低	10.4	4.5	8.4	开井供液不足	4.9	7.2	1 200	2 472	99.7	59.3	982
YT1-4H	高	17	3.8	12.8	低含水开采期长	0	15	0	1 000	99.7	75.3	
YT1-5H	次高	12.3	4.2	10	低含水开采期长	1	9.3	231	1 184	92.3	67.3	1 758
						0	10	2 000	3 200	96.0	70.8	
						3.8	9.9	1 091	452	91.7	66.2	2 571
						0.2	18.9	645	543	99.3	50.9	

对丰富,对实施堵水更为有利。

从堵水类型来看,本区物理卡堵基本无效,乳化油堵水相对物理卡堵有更好的适应性,且在弱堵阶段乳化油可以实施2个轮次。

4 结论及认识

1) 凝析油气藏堵水进入高含水阶段后,宜采用低伤害、具有油水选择性、易注入的乳化油。乳化油进入高含水区方乳化增黏,不会阻塞低含水区渗流通道。

2) 乳化油采用阴离子、非离子复配体系,耐冲刷性强,具有良好的油水选择性,对水相的封堵率在80%以上,对级差小于4的地层调整能力强。

3) 乳化油堵水工艺的段塞组合为“稀油隔离液+乳化油+稀油隔离液+顶替液”,不动管柱,堵后一般关井1~2 d,可通过多轮次堵水巩固堵水效果。

4) 为增强乳化油堵水效果,尽量选择构造位置较高、水平段轨迹平缓、有一定渗透率级差、有较长的低含水或无水采油期的凝析油气井。

参考文献

- [1] 李宁,许弟龙.凝析油气藏开发后期合理开采方式的选择[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2006,28(5):118-119.
LI N, XU D L. Selection of rational production methods for condensate oil and gas reservoirs at the late stage of production[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2006, 28(5): 118-119.
- [2] 戴彩丽,冯海顺,简家斌,等.耐高温冻胶泡沫选择性堵水剂——适用于东海气田高温气藏堵水稳产[J].天然气工业,2015,35(3):60-67.
DAI C L, FENG H S, JIAN J B, et al. A selective water-plugging system with heat-resistant gel foam: A case study from the East China Sea Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(3): 60-67.
- [3] 王平美,罗健辉,白凤鸾,等.国内外气井堵水技术研究进展[J].钻采工艺,2001,24(4):28-30.
WANG P M, LUO J H, BAI F L, et al. The status quo of water
- shutoff technology in gas well at home and abroad[J]. Drilling & Production Technology, 2001, 24(4): 28-30.
- [4] 柳文.国外油气井堵水工艺技术[J].钻采工艺,1991,14(3):60-65.
LIU W. Water plugging technology of oil and gas wells abroad[J]. Drilling & Production Technology, 1991, 14(3): 60-65.
- [5] 钟光健,康莉.气井堵水工艺[J].石油与天然气化工,1999,28(1):61-64.
ZHONG G J, KANG L. Technologies for water production control in gas well[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 1999, 28(1): 61-64.
- [6] 刘成杰,郑晓志,孙秀云.气井排水及堵水工艺技术[J].石油钻探技术,1996,24(3):49-51.
LIU C J, ZHENG X Z, SUN X Y. Gas well drainage and water plugging technology[J]. Petroleum Drilling Techniques, 1996, 24(3): 49-51.
- [7] 张云福,刘祖林,张荣,等.中原油田气井堵水工艺技术探讨[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2005,27(3):546-547.
ZHANG Y F, LIU Z L, ZHANG R, et al. Techniques for water plugging in gas wells of Zhongyuan Oilfield[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2005, 27(3): 546-547.
- [8] 刘翔,赵春,赵志宏.疏松砂岩气井堵水工艺技术研究[C]//2015年全国天然气学术年会论文集.四川:中国石油学会天然气专业委员会,2015:82-87.
LIU X, ZHAO C, ZHAO Z H. Study on water plugging technology of loose sandstone gas well[C]// Proceedings of 2015 National Natural Gas Academic Annual Conference. Sichuan: Natural Gas Committee of China Petroleum Society, 2015: 82-87.
- [9] 曲占庆,雷锡岳,叶卫保,等.新北油田气井选择性堵水技术研究与应用[J].西安石油大学学报(自然科学版),2017,32(6):56-60.
QU Z Q, LEI X Y, YE W B, et al. Research and application of selective water plugging technology for gas wells in Xinbei Oilfield[J]. Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science), 2017, 32(6): 56-60.
- [10] 张从德,姜伟,刘淑萍,等.GPA-I气井堵水剂的实验研究[J].钻采工艺,2001,24(4):66-68.
ZHANG C D, JIANG W, LIU S P, et al. Experimental research of water plugging agent GPA-1 in gas well[J]. Drilling & Production Technology, 2001, 24(4): 66-68.
- [11] 汪彦,鲁新便,彭军,等.塔河油田YT1区块三叠系层序地层

- 与岩相古地理分析[J]. 特种油气藏, 2011, 18(2): 14-17.
- WANG Y, LU X B, PENG J, et al. Triassic sequence stratigraphy and lithofacies paleogeography of the YT1 Block in the Tahe oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2011, 18(2): 14-17.
- [12] 刘广燕, 秦飞, 吴文明, 等. 塔河砂岩油藏水平井出水分析及配套堵水工艺[J]. 断块油气田, 2013, 20(2): 248-251.
- LIU G Y, QIN F, WU W M, et al. Watering analysis and matching water plugging technology for horizontal wells in sandstone reservoir of Tahe Oilfield[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2013, 20(2): 248-251.
- [13] 刘佳, 程林松, 黄世军, 等. 塔河油田水平井堵水数值模拟[J]. 特种油气藏, 2013, 20(1): 135-138.
- LIU J, CHENG L S, HUANG S J, et al. Numerical simulation of water shut-off of horizontal wells of Tahe Oilfield[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2013, 20(1): 135-138.
- [14] 秦飞, 焦保雷, 钱真, 等. 塔河碎屑岩水平井堵水产能预测方法建立及应用[J]. 新疆石油科技, 2018, 28(2): 32-36.
- QIN F, JIAO B L, QIAN Z, et al. The establishment and application of prediction method for water production energy of horizontal well plugging in elastic reservoir of Tahe Oilfield[J]. Xinjiang Petroleum Science & Technology, 2018, 28(2): 32-36.
- [15] 吴文明. 塔河碎屑岩油藏水平井乳状液堵水技术研究[D]. 西南石油大学, 2013.
- WU W M. Study on emulsion water plugging technology of horizontal well in Tahe clastic reservoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2013.
- [16] 王桂勋, 唐洪涛, 张桂意. 胜坨油田污水水质对聚丙烯酰胺凝胶堵剂成胶影响研究[J]. 油气藏评价与开发, 2011, 1(3): 54-57.
- WANG G X, TANG H T, ZHANG G Y. The impact of waste water quality on polyacrylamide gel plugging agents' gelatification in Shengtuo Oilfield[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2011, 1(3): 54-57.
- [17] 唐孝芬, 李红艳, 刘玉章, 等. 交联聚合物冻胶调堵剂性能评价指标及方法[J]. 石油钻采工艺, 2004, 26(2): 49-53.
- TANG X F, LI H Y, LIU Y Z, et al. Performance evaluation indexes and measures of cross-linked polymer gel for water shutoff and profile control[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2004, 26(2): 49-53.
- [18] 乐大发. 冻胶型堵剂试验研究——复合段塞控水封窜技术之一[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 2011, 33(5): 228-230.
- LE D F. Experimental study of a gel plugging agent——part one: composite slug for water channeling control[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2011, 33(5): 228-230.
- [19] 潘建华. 高升油田稠化油缓速乳化堵水技术[J]. 石油地质与工程, 2015, 29(5): 141-143.
- PAN J H. Slow speed emulsion water plugging technology of thickened oil in Gaosheng Oilfield[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2015, 29(5): 141-143.
- [20] 殷艳玲, 张贵才. 化学堵水调剖剂综述[J]. 油气地质与采收率, 2003, 10(6): 64-66.
- YIN Y L, ZHANG G C. A summary of chemical oil well water plugging and profile control agent[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2003, 10(6): 64-66.
- [21] 王桂勋, 柴德民, 张庆华. 乳化原油选择性堵水室内研究[J]. 钻采工艺, 2005, 28(1): 86-88.
- WANG G X, CHAI D M, ZHANG Q H. The laboratory research on selective water plugging technology in crude oil emulsification[J]. Drilling & Production Technology, 2005, 28(1): 86-88.
- [22] 王任芳, 李克华, 雷庆虹. 阴离子-非离子两性表面活性剂的合成[J]. 长江大学学报(自科版), 2006, 3(1): 32-33.
- WANG R F, LI K H, LEI Q H. Synthesis of anionic-nonionic amphoteric surfactant[J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2006, 3(1): 32-33.
- [23] 白宝君, 韩明, 李宇乡, 等. 影响冻胶类堵剂封堵性能的因素分析[J]. 油气采收率技术, 1997, 4(2): 22-29.
- BAI B J, HAN M, LI Y X, et al. Influence factor analysis on the plugging performance of gel plugging agent[J]. Oil & Gas Recovery Technology, 1997, 4(2): 22-29.

(编辑 徐佩)