

文章编号: 0253-2697(2007)05-0099-05

常规稠油底水油藏氮气泡沫控制水锥技术研究

庞占喜^{1,2} 程林松^{1,2} 陈月飞³ 廖广志⁴

(1. 中国石油大学石油天然气工程学院 北京 102249; 2. 中国石油大学石油工程教育部重点实验室 北京 102249;

3. 中国海洋油田服务股份有限公司 天津 300451; 4. 中国石油天然气股份有限公司勘探与生产分公司 北京 100011)

摘要: 通过室内实验优选出发泡能力最佳的发泡剂, 并对其浓度进行了优选实验, 研究了岩心渗透率、岩心含油饱和度及气液比对泡沫阻力因子的影响。利用数值模拟方法, 研究了用氮气泡沫控制底水锥进技术。在水锥锥进的生产井中, 用高压注入氮气和发泡剂溶液, 然后关井焖井一段时间后再开井生产, 进行多轮次的氮气泡沫吞吐。利用数值模拟方法, 对常规稠油底水油藏氮气泡沫控制水锥技术的开发方式、焖井时间、日排液量、注入方式以及转注时机进行了优化。

关键词: 氮气泡沫; 底水油藏; 底水锥进; 岩心渗透率; 含油饱和度; 泡沫阻力因子; 数值模拟

中图分类号: TE341

文献标识码: A

Study on nitrogen foam anti-water-coning technology for conventional heavy oil reservoir

Pang Zhanxi^{1,2} Cheng Linsong^{1,2} Chen Yuefei³ Liao Guangzhi⁴

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. Key Laboratory for Petroleum Engineering of the Ministry of Education, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 3. China Oilfield Services Limited, Tianjin 300451, China; 4. PetroChina Exploration and Production Company, Beijing 100011, China)

Abstract: Foamability of foaming agent was investigated in laboratory. The influential parameters of nitrogen foam resistance factor were optimized by means of laboratory experiments. The effects of core permeability, core oil saturation and gas-liquid ratio on foam resistance factor were discussed. The nitrogen foam anti-water-coning technologies, including multi-periodic injection of nitrogen and foaming agent in the water-coning production wells of the bottom water reservoir, were researched with numerical simulation method. Then the production wells could be open for about one year after shutting for several days. The injection and production parameters of nitrogen foam anti-water-coning technology including injection scheme, shutdown days, daily fluid production rate, size of slug and foam injection time were optimized by means of numerical simulation.

Key words: nitrogen foam; bottom water reservoir; bottom water coning; core permeability; oil saturation; foam resistance factor; numerical simulation

我国底水油藏储量丰富, 底水油藏开发面临的严峻问题是底水锥进及控制问题^[1-4]。具有底水的生产井一旦被底水突破, 将造成生产井大量产水, 产油量大幅度降低。由于泡沫具有独特的结构, 广泛应用于压裂、酸化、堵水、调剖等油田增产作业中^[5-8]。在底水锥进严重的生产井中, 采用高压注入氮气和发泡剂溶液, 造成近井地带压力上升, 将水锥压至一定位置, 氮气和发泡剂溶液在井筒周围的高含水区域形成一定范围的氮气泡沫富集带^[9-11]。使氮气泡沫抑制水锥的再次锥进, 在近井地带形成原油富集区, 达到控水增油的目的。

1 氮气泡沫封堵性能实验研究

我国某油田属常规稠油油藏, 在油藏温度 60℃ 和

地层水矿化度条件下, 对比编号为 1#—5# 的 5 种发泡剂的发泡体积和半衰期, 优选出发泡能力最佳的 2# 发泡剂。利用 2# 发泡剂研究了发泡剂溶液浓度、岩心渗透率、岩心含油饱和度以及气液比对泡沫封堵性能的影响。

1.1 发泡剂溶液质量分数对封堵性能的影响

泡沫作为一种选择性封堵剂, 在孔隙介质中流动阻力大, 表观粘度高, 能有效封堵气相和水相的流动, 对地层具有封堵调剂作用。实验通过泡沫阻力因子衡量泡沫的封堵能力。在 60℃ 条件下, 将岩心饱和地层水, 岩心出口回压为 1.0 MPa, 以气液体积比 1:2 的比率向岩心同时注入氮气和地层水, 岩心两端稳定后的压差为基础压差。然后, 以同样的气液比向岩心同时

基金项目: 国家自然科学基金项目(No. 50276040)“稠油热力泡沫复合驱的耦合作用和耦合模型”部分成果。

作者简介: 庞占喜, 男, 1977 年 12 月生, 2005 年获中国石油大学硕士学位, 现为中国石油大学博士研究生, 主要从事稠油开发和数值模拟研究工作。

E-mail: pxiad9827@163.com

注入氮气和发泡剂溶液,测得岩心两端的压差为工作压差。工作压差和基础压差的比值定义为阻力因子^[5-6]。实验结果(表1)表明:泡沫阻力因子随发泡剂质量分数的增加而增加。发泡剂溶液质量分数低于0.4%时,发泡剂溶液质量分数对阻力因子的影响非常敏感,阻力因子随发泡剂溶液质量分数迅速增大;当发泡剂溶液质量分数超过0.4%时,发泡剂溶液质量分数继续增大而泡沫阻力因子变化不大,泡沫的封堵能力基本稳定。在实际应用中,考虑到发泡剂在地层内的吸附和油相中的分配等损耗,发泡剂最佳质量分数为0.5%。

表1 发泡剂溶液质量分数对泡沫阻力因子的影响

Table 1 The effect of mass fraction of foaming agent on foam resistance factor

驱替介质	质量分数/%	驱替压差/kPa	阻力因子
地层水 (基础压差)	0	1.5	1.0
	0.2	87.0	58.0
	0.3	234.0	156.0
氮气泡沫 (工作压差)	0.4	251.0	167.3
	0.5	255.0	170.0
	1.0	275.0	183.3

1.2 岩心渗透率对封堵性能的影响

在60℃条件下,选用发泡剂溶液质量分数为0.5%、岩心出口回压为1.0 MPa、气液比为1:2进行岩心渗透率对泡沫阻力因子影响实验,结果(图1)表明:随着岩心绝对渗透率的增加,基础压差逐渐减小,岩心渗流阻力逐渐降低。当岩心绝对渗透率降至4.25 μm²时,岩心的基础压差基本稳定。泡沫阻力因子随岩心

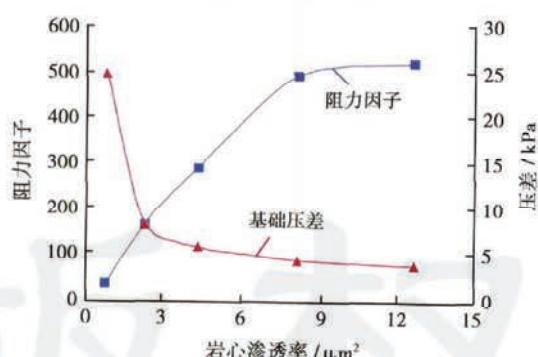


图1 阻力因子随岩心渗透率的变化曲线

Fig. 1 The foam resistance factor and basic pressure difference changed with core permeability

渗透率的增加而增加,说明泡沫在渗透率较大的大孔道中阻力较大,而在渗透率较小的小孔道中阻力较小,证明泡沫具有“堵大不堵小”的选择性封堵特性。随着地层渗透率的继续增大,泡沫的阻力因子增加幅度减小。当渗透率增至8.16 μm²后,泡沫阻力因子随岩心

渗透率的增加基本保持不变。这是因为氮气泡沫优先进入渗流阻力小的高渗地层,在贾敏效应作用下增加了高渗透地层中气相和液相的渗流阻力,使其转向而流入低渗地层。由于泡沫具有剪切稀释的非牛顿流体特性,在低渗透地层受到较大的剪切作用而发生破裂。对于研究区块,其地层绝对渗透率的平均值为1.3137 μm²,因此该区块的泡沫阻力因子的平均值可以达到87.18。

1.3 岩心含油饱和度对封堵性能的影响

油相的存在对泡沫的稳定性影响较大,地层内含油饱和度越高,泡沫越不稳定,封堵性能越差^[6]。在60℃条件下,选择发泡剂溶液质量分数为0.5%、岩心出口回压为1.0 MPa及气液比为1:2进行不同岩心含油饱和度时泡沫阻力因子实验,结果(图2)表明:当岩

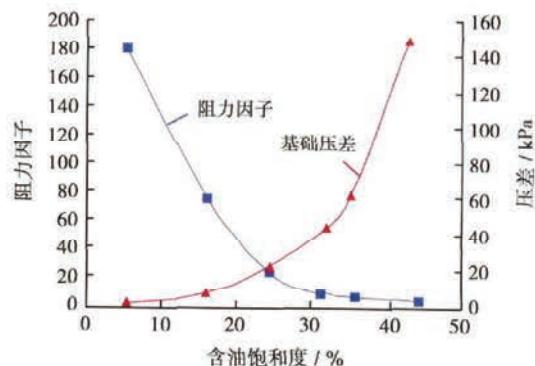


图2 阻力因子随岩心含油饱和度的变化曲线

Fig. 2 The foam resistance factor and basic pressure difference changed with core oil saturation

心中含油饱和度低于24.3%时,泡沫阻力因子随含油饱和度的增加迅速降低。这是因为泡沫具有“遇油消泡,遇水生泡”的特点,油相的存在降低发泡剂的稳定性,加速泡沫的破灭。因此,泡沫具有“堵水不堵油”的选择性封堵特性,这是氮气泡沫压裂堵水、控水增油的重要机理。由图2可知,当岩心的平均含油饱和度为40%时,泡沫在地层内的阻力因子仅为3.75,此时泡沫仅能起到微弱的封堵效应。而平均含油饱和度为20%时,阻力因子可以达到50以上。因此,要充分发挥泡沫的堵水增油效果,应该选择底水锥进严重的井。在实际生产中,应选择含水率达到80%以上的井作为措施实施井。

1.4 气液比对封堵性能的影响

气液比是指在地层条件下氮气同发泡剂溶液的体积比^[5-6]。一般认为,随气液比的增加气液两相的发泡能力增强,生成泡沫的稳定性和封堵性增强。在60℃条件下,发泡剂溶液质量分数取0.5%,岩心出口回压取1.0 MPa,不同气液比对阻力因子影响的研究结果如表2所示。实验中采用的5种气液比的泡沫的阻力

因子都达到100以上;阻力因子随气液比先增加后降低。气液比为1:1时,阻力因子达到最大值(200)。

表2 气液比对泡沫阻力因子的影响

Table 2 The effect of gas-liquid ratio on foam resistance factor

气液比	基础压差/kPa	工作压差/kPa	阻力因子
1:3	1.5	189.5	126.3
1:2	1.5	245.5	163.7
1:1	1.5	300.0	200.0
2:1	1.5	265.5	177.0
3:1	1.5	185.5	123.7

2 氮气泡沫压锥堵水控水增油机理

(1) 氮气和发泡剂溶液优先进入高渗地层,随着注入量的增加,在高渗地层内形成大量稳定微气泡,增加了高渗层的渗流阻力,使氮气和发泡剂溶液转向并流入低渗地层,在井底形成大范围的泡沫区。近井地带快速升压,促使近井地带的水锥向下移动,实现压锥的目的。

(2) 发泡剂是活性较强的表面活性剂,能够大幅度降低油水界面张力,改善地层岩石表面的润湿性,使原来呈束缚状态的原油通过油水乳化、液膜置换等方式成为可动油。

(3) 在压锥过程中,由于重力分异作用,使氮气上浮,油水下移,形成次生气顶。氮气在油层顶部聚集有利于增加油藏的弹性气驱能量;同时,氮气在高压下溶解于原油中,既能降低原油的粘度,又能使原油体积膨胀,从而启动地层内的剩余油,使近井地带形成原油富集区。

(4) 泡沫具有“遇油消泡、遇水生泡”的特性。当氮气泡沫注入到底水锥进井后,在底水未侵入的油层内不产生泡沫,而在底水锥进的高含水区产生大量的微气泡,被压回的水锥成为泡沫富集区,此区域为水渗流的高阻力区域。在合理生产压差作用下,泡沫能够稳定存在于高含水的多孔介质中,阻挡底水的再次锥进。

3 数值模拟模型及注采参数的优化

根据研究区块的实际地质资料,以九点井网的1/4为研究对象,建立数值模拟模型。油层顶面深度为1000.0 m,原始油水界面在1152.0 m,地层倾角为5°,地层平均绝对渗透率为 $1.3137 \mu\text{m}^2$,平均孔隙度为32.0%,原始油藏压力为11.33 MPa,油藏温度为60.0°C,油层平均有效厚度为20 m,底水体积倍数为22.73,原始含油饱和度为68.4%,地层原油粘度为81.0 mPa·s,原油密度为0.943 g/cm³,原油体积系数为1.052,原油压缩系数为541 Pa⁻¹。

根据室内氮气泡沫的封堵性能实验的结果,选择发泡剂溶液质量分数为0.5%,气液比为1:1,压锥措施的生产周期为1 a。

3.1 不同开发方式时的开发效果

模型中共有4口生产井,其中井1和井2为高部位井,底水影响小;井3和井4为低部位井,水锥高度大,水淹严重,井4作为注氮气或者氮气泡沫压锥措施井。针对井3和井4,对比了无压锥措施、注氮气压锥措施和注氮气泡沫压锥措施3种开发方式的开发效果。由图3可知,实施氮气或氮气泡沫压锥措施后,日产油量高于无压锥措施的日产油量,含水率低于无压锥措施的含水率。说明在底水锥进井中实施氮气或者氮气泡沫吞吐可以有效实现控水增油的效果;注氮气泡沫压锥的效果优于注氮气压锥,这种差别在第2周期之后更为明显,注氮气泡沫压锥措施的有效期比注氮气压锥更长,增油控水效果比注氮气更突出。

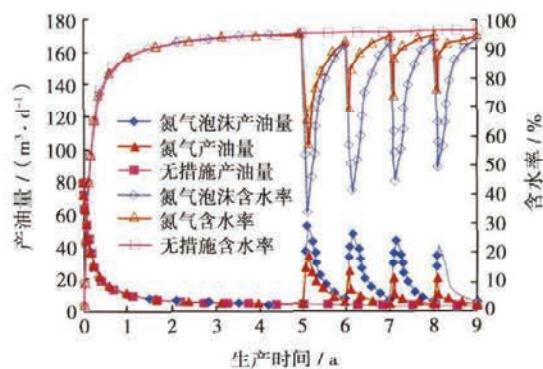


图3 日产油量和含水率随生产时间的变化曲线

Fig. 3 The daily oil production and water cut changed with production time

图4给出注氮气泡沫井(井4)和无措施井(井3)垂直方向地层含水饱和度在不同注氮气泡沫时间的等值线分布。由图4可以看出:实施氮气泡沫压锥措施前,两口井的水锥高度大,水淹严重;注氮气泡沫10 d时,含水饱和度为0.55的等值线已完全水平,含水饱和度为0.5的等值线有所抬升。这说明注氮气泡沫10 d后,水锥锥面下降高度大,注入的氮气形成大范围的氮气腔,即注入的氮气泡沫增大了氮气和发泡剂溶液在垂向上的渗流阻力,使氮气沿水平方向扩展,扩大了氮气的作用范围,因此可以压回抬升半径更大的水锥;注氮气泡沫20 d后,饱和度为0.55和0.6的等值线向下弯曲,说明注氮气泡沫压锥效果明显。饱和度为0.5的等值线上移并且弯曲程度更大,说明形成更大范围的氮气腔,从而有利于更多原油的流动及实现增油效果。

目前,研究区块有600 m³/h和900 m³/h两种注氮

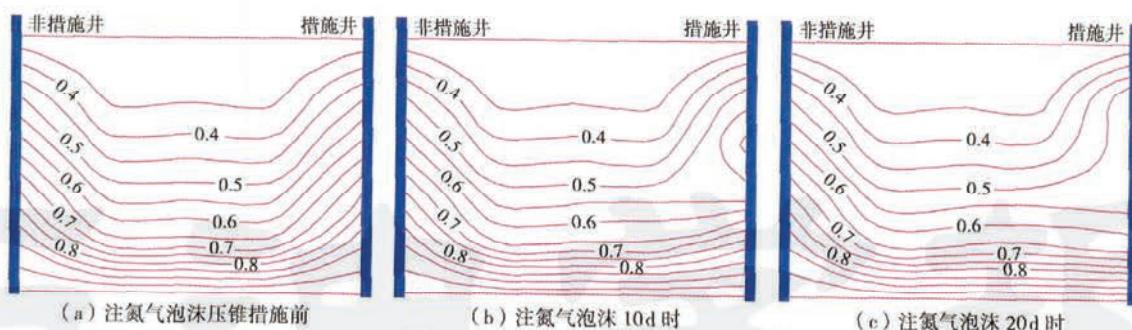


图 4 氮气泡沫压锥井和无压锥措施井含水率等值线变化

Fig. 4 The profiles of water cut of wells with and without nitrogen foam anti-water-coning treatment

设备, 分别注氮 20 d 和注氮 15 d 即能满足压锥的要求。

3.2 焖井时间的优化

注入到油层内的氮气泡沫需要一定的焖井时间进行稳定。焖井时间过短, 注入的氮气和表面活性剂溶液未形成稳定的泡沫就被返排出来, 不能发挥氮气泡沫的封堵作用; 由于泡沫的存在具有一定期限, 焖井时间过长也会影响泡沫的压锥堵水效果。在不改变氮气和表活剂溶液注入量的条件下, 模拟了焖井 0 d、2 d、5 d 和 7 d 4 种情况, 模拟结果如表 3 所示。在注氮气泡沫压锥的前 3 个周期, 随焖井天数的增加累积产油量逐渐降低, 这是因为井底含油饱和度较高影响了泡沫的稳定性和封堵性, 焖井天数越长开发效果越差; 随着开发周期的增加, 焖井 2 d 时的开发效果最佳。因此, 实施氮气泡沫压水锥措施时, 在前几个周期应缩短焖井时间, 实施措施几周期后应将焖井时间维持在 2 d 左右。

表 3 不同周期不同焖井时间累积产油量

Table 3 The cumulative oil production of different shutdown days and periods

周期数	累积产油量/ 10^4 m^3			
	0 d	2 d	5 d	7 d
1	0.33	0.32	0.31	0.31
2	0.72	0.70	0.69	0.69
3	1.11	1.10	1.08	1.08
4	1.47	1.47	1.45	1.44
5	1.83	1.84	1.82	1.82
6	2.19	2.21	2.19	2.18
7	2.54	2.56	2.54	2.53
8	2.87	2.90	2.88	2.87

3.3 日排液量的优化

日排液量标志着注氮气泡沫压锥井生产阶段生产压差对氮气泡沫压锥堵水增油的影响。由于泡沫具有剪切稀释的非牛顿流体特性, 日排液量过大会影响泡沫的稳定性, 造成水锥快速上升, 影响压锥控水效果。对于 $600 \text{ m}^3/\text{h}$ 和 $900 \text{ m}^3/\text{h}$ 两种注氮速度, 分别模拟了 $60 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $80 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $100 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $120 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $140 \text{ m}^3/\text{d}$ 和 $160 \text{ m}^3/\text{d}$ 6 种日排液量, 结果(图 5)表明: 随单井日排

液量的增大, 单井累积产油量先增加后降低。对于 $600 \text{ m}^3/\text{h}$ 的注氮速度, 日排液量的最优值为 $120 \text{ m}^3/\text{d}$; 对于 $900 \text{ m}^3/\text{h}$ 的注氮速度日排液量的最优值为 $140 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

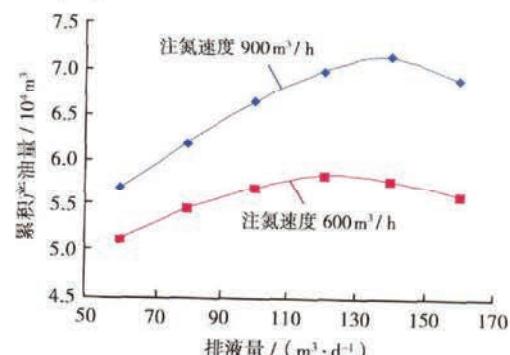


图 5 累积产油量随日排液量的变化曲线

Fig. 5 The cumulative oil production changed with daily fluid production rate

3.4 氮气泡沫注入方式的优化

氮气泡沫压锥措施的注入方式包括: ①地面发泡, 即氮气和表活剂溶液混注; ②地下发泡, 即先注发泡剂溶液再注氮气的段塞方式。混注、2 段塞、4 段塞、8 段塞 4 种注入方式的研究结果(图 6)表明: 混注方式时单井累积产油量最大, 随着段塞数的增加单井累积产油量逐渐增加。当段塞数超过 4 个后, 单井累积产油

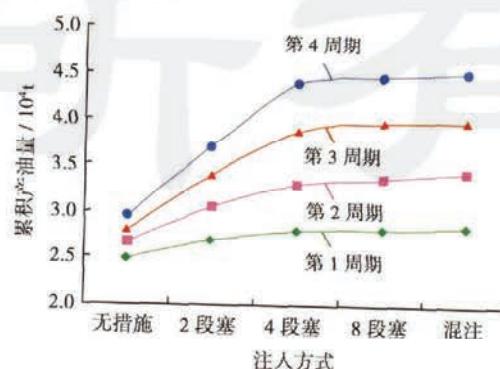


图 6 累积产油量随注入方式的变化曲线

Fig. 6 The cumulative oil production changed with size of slug

量曲线随生产段塞数的增加趋于平缓,说明再增加段塞数的增产效果不明显。因此,实施氮气泡沫压锥措施时,最好以混注方式注入氮气和发泡剂溶液。如果注入压力上升过快,难以将氮气和发泡剂溶液的混合流体注入地层时,选择4段塞注入方式。

3.5 转注时机的优化

由于泡沫具有“遇油消泡”的特性,过早实施氮气泡沫压锥,泡沫不能稳定存在于近井周围,也就不能发挥泡沫的封堵性能;过迟实施注氮气泡沫,可能会丧失最佳的注氮时机,造成油井完全水淹。进行转注时机优化时,将增产油量、油氮气比和油发泡剂比进行对比。增产油量是注氮气泡沫压锥措施后的累积产油量和无措施生产的累积产油量之差。油氮气比是增产油量与累积注入氮气量的比值。油发泡剂比是增产油量与累积注入表活剂质量的比值。研究结果表明:当含水率为50%~70%时,氮气泡沫增油效果较好,含水率为60%时的增产油量最大;含水率低于50%时,进行转注的油氮气比和油发泡剂比低于其他转注时机,其原因为井底含油饱和度过高,不利于泡沫的形成和稳定;含水率达到60%~70%时,油氮气比和油发泡剂比在各生产周期内均保持最大值;含水率超过80%后实施氮气泡沫压锥措施的油氮气比和油表活剂比又开始下降。这说明最佳的实施氮气泡沫压锥的时机是生产井的含水率为60%~70%。

4 结 论

(1) 氮气泡沫具有“遇油消泡,遇水消泡”的选择性封堵特性。氮气和发泡剂溶液优先进入高渗地层,在高渗地层内形成大量稳定微气泡,增加了高渗层的渗流阻力,使氮气和发泡剂溶液转向而流入低渗地层,起到有效的封堵作用。实验表明:对于所选的发泡剂,其溶液质量分数选择0.5%,地层内的含油饱和度低于20%,气液比为1:1。

(2) 合理设计注氮气泡沫压锥技术的注采参数是该技术成功的关键。对于所研究的区块,发泡剂溶液质量分数在0.5%,气液比维持1:1;注氮速度为600 m³/h的排液量保证120 m³/d,注氮速度为900 m³/h的排液量保证140 m³/d。实施氮气泡沫压锥措施时,以混注方式注入氮气泡沫,难以注入时,以4段塞方式注入;最佳的实施氮气泡沫压锥的时机是生产井的含水率在60%~70%。

参 考 文 献

- [1] 喻高明,凌建军,蒋明煊,等.砂岩底水油藏开采机理及开发策略[J].石油学报,1997,18(2):61-65.
Yu Gaoming, Ling Jianjun, Jiang Mingxuan, et al. Production

mechanism and development tactics on sandstone reservoirs with bottom water[J]. Acta Petrolei Sinica, 1997, 18(2): 61-65.

- [2] 曹建坤,杨生柱,张宏强,等.底水油藏堵水技术研究[J].石油勘探与开发,2002,29(5):80-81.
Cao Jiankun, Yang Shengzhu, Zhang Hongqiang, et al. A research for water shut off in the bottom water reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(5): 80-81.
- [3] 金勇,唐建东,赵娟,等.边底水油藏合理生产压差优化方法及其应用[J].石油学报,2003,24(1):68-72.
Jin Yong, Tang Jiadong, Zhao Juan, et al. Determining method for reasonable drawdown pressure of oil reservoir with edge and bottom water[J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(1): 68-72.
- [4] 朱怀江,刘先灵,刘玉章,等.石西油田深井高温底水封堵试验研究[J].石油学报,2003,24(1):63-67.
Zhu Huaijiang, Liu Xianling, Liu Yuzhang, et al. Water shut-off pilot test at a deep well with high temperature and bottom water in Shixi Oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(1): 63-67.
- [5] 袁士义,刘尚奇,张义堂,等.热水添加氮气泡沫驱提高稠油采收率研究[J].石油学报,2004,25(1):57-61.
Yuan Shiyi, Liu Shangqi, Zhang Yitang, et al. Enhancing heavy oil recovery with hot water flooding by adding nitrogen and surfactant[J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(1): 57-61.
- [6] 王其伟,曹绪龙,周国华,等.泡沫封堵能力试验研究[J].西南石油学院学报,2003,25(6):40-42.
Wang Qiwei, Cao Xulong, Zhou Guohua, et al. Experiment study of foam blocking ability[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2003, 25(6): 40-42.
- [7] 朱维耀,程杰成,吴军政.多元泡沫化学剂复合驱油数值模拟研究[J].石油学报,2006,27(3):65-69.
Zhu Weiyao, Cheng Jiecheng, Wu Junzheng. Numerical simulation on multi-component foam drive[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(3): 65-69.
- [8] 王佩华.泡沫堵水调剖技术综述[J].钻采工艺,2000,23(2):60-61.
Wang Peihua. Overview on technology of water shutoff/profile control agent of foam[J]. Drilling & Production Technology, 2000, 23(2): 60-61.
- [9] 李宇乡,唐孝芬,刘双成.我国油田化学堵水调剖剂开发和应用现状[J].油田化学,1995,12(1):88-94.
Li Yuxiang, Tang Xiaofen, Liu Shuangcheng. Developments and uses of chemical agents for water blockage an injection profile modification in China[J]. Oilfield Chemistry, 1995, 12(1): 88-94.
- [10] 刘艳波,刘东亮.氮气在乐安稠油油田开采中的应用[J].石油钻采工艺,2004,26(3):69-71.
Liu Yanbo, Liu Dongliang. Nitrogen application in Le'an heavy oil field development[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2004, 26(3): 69-71.
- [11] 白凤瀚,申友青,孟庆春,等.雁翎油田注氮气提高采收率现场试验[J].石油学报,1998,19(4):61-68.
Bai Fenghan, Shen Youqing, Meng Qingchun, et al. Reservoir engineering research of the nitrogen injection pilot in Yanling Oil Field[J]. Acta Petrolei Sinica, 1998, 19(4): 61-68.