

文章编号:1009-9603(2018)02-0072-05

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2018.02.011

# 特高温中低渗透油藏乳液表面活性剂驱 提高采收率技术

吴伟

(中国石化胜利油田分公司 油气开发管理中心,山东 东营 257001)

**摘要:**聚合物在特高温(95~120℃)中低渗透率(50~100 mD)油藏易降解且难注入,为进一步提高特高温中低渗透油藏采收率,建立乳液表面活性剂乳化性能和乳化增粘性能评价方法,并对乳液表面活性剂的构效关系进行研究。研发了乳液表面活性剂驱油体系,即在温度为110℃条件下形成增粘型乳液,增溶水率大于90%,乳化增粘率大于100%。物理模拟结果表明,乳液表面活性剂驱油体系(乳化增粘型乳液表面活性剂和低界面张力表面活性剂)交替注入的组合驱油方式可提高采收率为17.7%~22.1%。在纯化油田纯17-1单元开展乳液表面活性剂驱先导试验,2017年2月交替注入3轮次,油井已见到明显降水增油效果。乳液表面活性剂驱油技术创建了特高温中低渗透油藏提高采收率的新型开发方式,为特高温中低渗透油藏大幅度提高采收率提供了技术支撑。

**关键词:**特高温中低渗透油藏 乳液表面活性剂 乳化性能 乳化增粘 提高采收率

中图分类号:TE357.43

文献标识码:A

## Enhanced oil recovery technology of emulsion-surfactant flooding for extra-high temperature and mid-low permeability reservoirs

WU Wei

(Management Center of Oil and Gas Development, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257001, China)

**Abstract:** Conventional polymer is easy to degrade and difficult to inject in extra-high temperature (95–120 °C) and mid-low permeability (50–100 mD) reservoirs. Evaluation method of emulsifying property and thickening property of the emulsion-surfactant was established for enhancing oil recovery of the extra-high and mid-low permeability reservoirs. Structure-activity relationship of the emulsion-surfactant was researched. The emulsion-surfactant flooding system was developed. The viscosifying emulsion was formed at 110 °C with more than 90% of solubilizing water ratio and more than 100% of viscosity increase rate by emulsification. The physical simulation results showed that the oil recovery was improved by 17.7%–22.1% when emulsion-surfactant flooding system (emulsified-viscosifying emulsion surfactant and low IFT surfactant) was injected into the system alternately for several times. The pilot test of emulsion-surfactant flooding was carried out in Chun17-1 unit of Chunhua Oilfield. Three cycles were injected alternately in February 2017, and the obvious oil increasing effect has been observed in the oil wells. Emulsion-surfactant flooding technology has created a new type of development method, which provides technical support for enhancing oil recovery in the extra-high temperature and mid-low permeability reservoirs.

**Key words:** extra-high temperature and mid-low permeability reservoirs; emulsion-surfactant; emulsifying properties; viscosifying emulsion; EOR

收稿日期:2017-11-08。

作者简介:吴伟(1968—),男,四川简阳人,高级工程师,硕士,从事油气田开发研究。联系电话:(0546)8556447,E-mail:Wuwei656.slyt@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项“高温高盐油田化学驱提高采收率技术”(2016ZX05011-003)。

目前,在大庆油区和胜利油区均开展了以聚合物为主剂的化学驱技术研究,该技术在工业化领域的应用较为广泛,降水增油效果显著<sup>[1-4]</sup>,但适合于该技术的优质资源绝大多数已经动用,将面临资源接替的难题。胜利油田化学驱资源和潜力评价结果表明<sup>[5-9]</sup>,特高温中低渗透油藏资源丰富,石油地质储量为 $2.35 \times 10^8$  t,但由于聚丙烯酰胺类驱油剂的分子结构决定了聚合物耐温抗盐性能较差,且在低渗透率油藏存在难以注入的问题,以聚合物为主剂的化学驱技术不能满足该类油藏提高采收率的要求。为此,笔者针对特高温中低渗透油藏特点,应用分子模拟和实验技术等研究手段,建立了乳液表面活性剂性能评价方法,设计研发了具有耐高温、乳化增粘和强洗油性能的增粘型乳液驱油体系,通过注入乳化增粘型乳液表面活性剂,在油藏条件下促使油水自乳化形成增粘型乳液,扩大波及体积;通过注入强洗油低界面张力表面活性剂,进一步提高驱油效率。研究发现,乳液表面活性剂粘度低,从井口易注入,到达油藏后能起到增粘作用且耐高温,满足特高温中低渗透油藏的要求,对该类油藏大幅度提高采收率具有重要意义。

## 1 实验器材与方法

### 1.1 实验器材

实验装置为MCR501流变仪、MCR302流变仪和TX500C全量程旋转滴表/界面张力仪。

实验用油为纯化油田C17-1单元原油,地层原油密度为 $0.82 \text{ g/cm}^3$ ,地层原油粘度为 $3.7 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。

实验用水为纯化油田C17-1单元注入污水,其总矿化度为 $28\,470 \text{ mg/L}$ , $\text{Cl}^-$ , $\text{HCO}_3^-$ , $\text{SO}_4^{2-}$ , $\text{Na}^+$ + $\text{K}^+$ , $\text{Ca}^{2+}$ 和 $\text{Mg}^{2+}$ 的质量浓度分别为 $16\,818$ , $569$ , $49$ , $10\,609$ , $343$ 和 $82 \text{ mg/L}$ 。

### 1.2 实验方法

**乳化性能评价方法** 增溶作用是指利用表面活性剂促使溶液中难溶乃至不溶的物质溶解度显著增加。表面活性剂促使原油增溶水作用的基础是胶束的形成,表面活性剂质量分数越大,形成的胶束越多,原油中溶解的水越多,增溶水率越大。将原油与煤油以质量比为2:1混合成模拟油,将乳液表面活性剂溶液和模拟油按照一定体积比依次加入耐温刻度试管,密封后放入实验温度为 $110 \text{ }^\circ\text{C}$ 的恒温箱;0.5 h后取出耐温刻度试管,手动旋转 $180^\circ$ ,进行5次后记录下部水相体积,计算增溶水率,其表达式为

$$X_w = \frac{V_1 - V_2}{V_1} \times 100\% \quad (1)$$

式中: $X_w$ 为增溶水率,%; $V_1$ 为表面活性剂溶液加入量,mL; $V_2$ 为乳化后的剩余水量,mL。

**乳化增粘性能评价方法** 乳化增粘型表面活性剂的主要功能是促使油水两相形成高粘度的乳状液,替代聚合物提高驱替相在特高温油藏中的流量控制能力。将原油与煤油以质量比为2:1混合成模拟油,在实验温度为 $110 \text{ }^\circ\text{C}$ 条件下,用MCR302流变仪测量模拟油粘度。将表面活性剂溶液和模拟油按照一定体积比依次加入耐温刻度试管,密封后放入实验温度为 $110 \text{ }^\circ\text{C}$ 的恒温箱,0.5 h后取出耐温刻度试管,手动旋转 $180^\circ$ ,进行5次后测得乳状液粘度,计算乳化增粘率,其表达式为

$$X_v = \frac{\mu_1 - \mu_2}{\mu_2} \times 100\% \quad (2)$$

式中: $X_v$ 为乳化增粘率,%; $\mu_1$ 为乳状液粘度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ; $\mu_2$ 为模拟油粘度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

## 2 乳液表面活性剂驱油体系

### 2.1 乳液表面活性剂设计

#### 2.1.1 构效关系

**乳化性能** 油水乳状液的形成取决于表面活性剂在油水界面上排布的紧密程度及其形成的界面膜强度,采用分子模拟技术研究不同类型表面活性剂在油水界面的分布(图1)。研究表明,羧酸盐类和烷基醚类表面活性剂的界面密度大,对形成乳液有利。

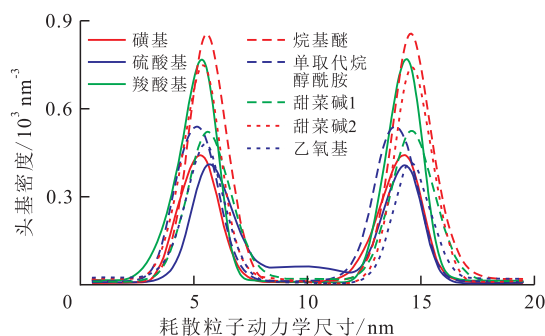


图1 表面活性剂头基密度分布

Fig.1 Average density distribution of surfactant head groups

**耐温性能** 化学键的离解能较高的表面活性剂可以有效缓解分子热降解,增强乳液表面活性剂在高温油藏条件下的适应性。研究了不同类型表面活性剂分子中化学键的离解能(表1),阴非两性表面活性剂中活性官能团的化学键离解能较大,耐高温性能会更好。

表1 不同类型表面活性剂分子中化学键的离解能

Table1 Dissociation energies of chemical bond of the surfactant molecules

表面活性剂	分子式	C—C/O(链中)	
		离解能/(kcal·mol <sup>-1</sup> )	键长/Å
非离子	CH <sub>3</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>2</sub> —O(CH <sub>2</sub> ) <sub>2</sub> CH <sub>3</sub>	84.79	1.416
阴离子	CH <sub>3</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>2</sub> —(CH <sub>2</sub> ) <sub>4</sub> —COOH	27.36	1.534
	CH <sub>3</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>2</sub> —(CH <sub>2</sub> ) <sub>4</sub> —SO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	24.34	1.534
	CH <sub>3</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>2</sub> —(CH <sub>2</sub> ) <sub>2</sub> CH=CH—SO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	50.30	1.533
	CH <sub>3</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>2</sub> —(CH <sub>2</sub> ) <sub>4</sub> O—SO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	29.87	1.534
阴非	CH <sub>3</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>2</sub> —O(CH <sub>2</sub> ) <sub>3</sub> —SO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	119.42	1.421
两性	CH <sub>3</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>2</sub> —O(CH <sub>2</sub> ) <sub>3</sub> O—SO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	124.31	1.419
阴阳两性	CH <sub>3</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>2</sub> —CH <sub>2</sub> —N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>5</sub> SO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	93.36	1.528
	CH <sub>3</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>2</sub> —CH <sub>2</sub> —N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>5</sub> COO <sup>-</sup>	89.06	1.529
	C <sub>12</sub> H <sub>25</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> —CH <sub>2</sub> CHOHCH <sub>2</sub> —SO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	72.06	1.528

进一步研究了阴非两性表面活性剂分子中化学键的离解能(表2),结果表明,阴非羧酸盐类表面活性剂中活性官能团的化学键离解能较高,更适于耐受高温。

表2 阴非两性表面活性剂分子中化学键的离解能

Table2 Dissociation energies of chemical bond of the molecules of amphoteric surfactant

表面活性剂	化学键	离解能/(kcal·mol <sup>-1</sup> )
阴非羧酸盐	C—O	125.7
	R—O(CH <sub>2</sub> ) <sub>3</sub> —CO <sub>2</sub> <sup>-</sup>	256.2
阴非磺酸盐	C—S	181.0
	R—O(CH <sub>2</sub> ) <sub>3</sub> —SO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	123.6
阴非硫酸盐	S=O	123.6
	R—O(CH <sub>2</sub> ) <sub>3</sub> —O—SO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	81.9

界面膜稳定性能 研究了不同碳链长度脂肪酸对界面剪切流变性质的影响(图2),随着脂肪酸碳链长度的增加,界面剪切模量增大,膜的机械强度增加,对形成乳液是有利的。十二酸分子在界面上吸附数量最低,未形成界面膜;十六酸分子能形成一定强度的界面膜,当剪切频率高于0.2 Hz时,界面膜结构被破坏;硬脂酸分子形成的界面膜排列最

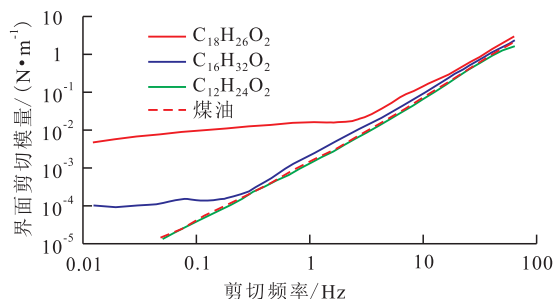


图2 碳链长度对乳液界面剪切模量的影响

Fig.2 Influence of carbon chain length on interfacial shear modulus of emulsion

为紧密,界面膜强度较大<sup>[10]</sup>。

依据乳液表面活性剂构效关系研究结果,通过氢键构筑体相网络结构,优化脂肪酸碳链长度调节聚集体结构,改善乳化增粘性能,同时考虑亲水亲油平衡和适宜的氧乙烯数,设计研发了乳化增粘型乳液表面活性剂CH-56<sup>[11-14]</sup>。

### 2.1.2 性能评价

乳化 在实验温度为110℃和水油体积比为9:1的条件下,通过增溶水率研究乳液表面活性剂CH-56质量分数对乳化能力的影响(图3)。随着乳液表面活性剂质量分数的增加,油相的增溶水率越来越大,当乳液表面活性剂CH-56质量分数为2.0%时,增溶水率高达90%。

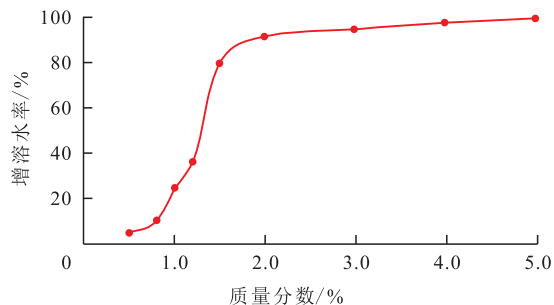


图3 乳液表面活性剂CH-56质量分数对增溶水率的影响

Fig.3 Effect of concentration of emulsion surfactant CH-56 on solubilizing water ratio

乳化增粘 为确保形成增粘型乳液,从而有效改善油水流动度比,研究了在较宽水相体积比(50%~90%)条件下质量分数为2.0%的乳液表面活性剂CH-56的乳化增粘效果(图4)。当水相体积比为90%时,乳状液的粘度大于原油的粘度,乳化增粘率为130%;当水相体积比为50%时,乳状液的粘度大幅度上升,乳化增粘率为430%。

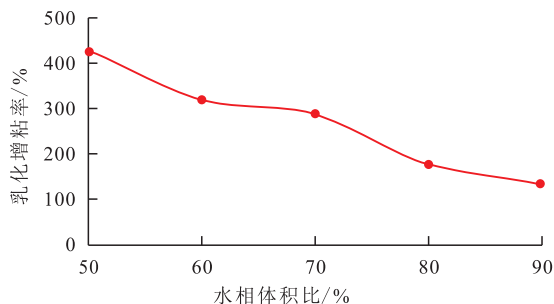


图4 水相体积比对乳化增粘性能的影响

Fig.4 Effect of water volume ratio on emulsion viscosifying behavior

耐温 在水油比为7:3条件下,研究了质量分数为2.0%的乳液表面活性剂CH-56在温度为50~110℃的乳化增粘性能(图5),随着温度升高,乳化增粘率呈现逐渐增大的趋势,当温度为90℃时,乳化增粘率达到最高峰。从热稳定性实验结果(图6)



可以看出,在实验温度为110℃条件下,实验进行30 d后,乳液体系仍具有较好的增粘性能。

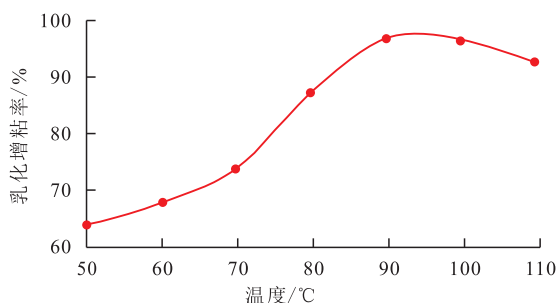


图5 温度对乳化增粘性能的影响

Fig.5 Effect of temperature on emulsion viscosifying behavior

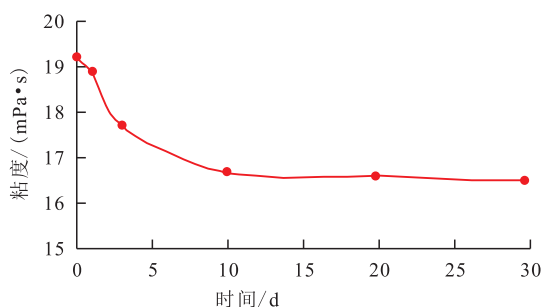


图6 温度为110℃条件下放置时间对乳液粘度的影响

Fig.6 Effect of storage period on viscosity of emulsion at 110℃

## 2.2 低界面张力表面活性剂设计

为了进一步提高油藏的驱油效率,设计研发了低界面张力表面活性剂CH-60,实验结果表明(表3),质量分数为0.1%~0.6%时,低界面张力表面活性剂CH-60能够将油水界面张力降至 $10^{-3}$  mN/m数量级,洗油性能良好,并且热稳定性较好,质量分数为0.4%的低界面张力表面活性剂CH-60在实验温度为110℃条件下,实验进行30 d后,界面张力仍能达到 $10^{-3}$  mN/m数量级。

表3 低界面张力表面活性剂CH-60界面性能及洗油性能评价

Table3 Evaluation on interface property and wash performance of low-interfacial tension surfactant CH-60

质量分数/%	界面张力/( $10^{-3}$ mN·m <sup>-1</sup> )	洗油率/%
0.1	3.3	58.2
0.2	7.1	49.4
0.3	2.9	55.4
0.4	4.2	62.1
0.5	5.8	50.7
0.6	3.7	49.2

## 2.3 乳液表面活性剂驱油体系设计

在纯化油田纯17-1单元油藏条件下,通过室内实验的单管和双管模拟,分别开展了质量分数为0.4%单一低界面张力表面活性剂CH-60和乳液表

面活性剂驱油体系(2%CH-56+0.4%CH-60)的驱油实验,以及不同注入方式对驱油效果的影响(表4)。实验结果表明,乳液表面活性剂驱油体系的驱油效果好于单一低界面张力表面活性剂;乳液表面活性剂和低界面张力表面活性剂多轮次交替注入方式的驱油效果好于单轮次连续注入方式。室内实验优化的乳液表面活性剂驱油体系为0.05 PV质量分数为2%的CH-56 + 0.15 PV质量分数为0.4%的CH-60,采用交替注入方式,通过乳液表面活性剂增粘作用扩大波及体积,通过低界面张力表面活性剂降低油水界面张力,从而提高驱油效率<sup>[15]</sup>。物理模型实验结果表明,乳液表面活性剂驱油体系3轮次交替注入能够提高采收率为17.7%~22.1%。

表4 驱油性能评价结果

Table4 Evaluation results of oil displacement performance

编号	驱油体系	驱替方式	模型渗透率/mD	提高采收率/%
1	0.6 PV0.4% CH-60	单一活性水	50(单管)	6.5
2	0.1 PV2%CH-56 + 0.5 PV0.4%CH-60	注入1轮次	50(单管)	15.3
3	0.05 PV2%CH-56 + 0.15 PV0.4%CH-60	交替注入3轮次	50(单管)	17.7
4	0.05 PV2%CH-56 + 0.15 PV0.4%CH-60	交替注入3轮次	150(单管)	22.1
5	0.05 PV2%CH-56 + 0.15 PV0.4%CH-60	交替注入3轮次	50+120(双管)	21.0

## 3 试验结果与分析

### 3.1 单井试注

为了验证乳液表面活性剂在油藏条件下能否形成增粘型乳液,为先导试验方案设计提供依据,在胜利油区纯化油田17-1单元C1-C2层C17NX4井开展了46 d乳液表面活性剂试注试验。纯化油田17-1单元于1991年1月细分为C1-C2和C3-C5共2套层系注水开发,截止到2014年8月,C1-C2开发层系水井开井为6口,日注水平为161 m<sup>3</sup>/d,平均单井日注入量为26.9 m<sup>3</sup>/d,注入压力为12.2 MPa;注入质量分数为2.0%的乳液表面活性剂CH-56后,C17NX4井油压上升了11.0 MPa,纵向各小层吸水差异明显改善,其中C1<sup>2</sup>小层相对吸水量由51.4%降为21.8%,C2<sup>2</sup>小层相对吸水量由2.7%增加到17.9%。单井试注试验结果表明,质量分数为2.0%的乳液表面活性剂CH-56具有较好的乳化增粘性能,注入目的层后形成了增粘型乳液,起到了明显的封堵和改善层间矛盾的作用。

### 3.2 先导试验

胜利油区纯化油田纯17-1先导试验区动用石油地质储量为 $125 \times 10^4$  t,油层温度为 $105$  °C,平均渗透率为 $71$  mD,共设计注入井为 $7$ 口,受效油井为 $8$ 口。数值模拟优化注入方式为 $9$ 轮次的乳液表面活性剂CH-56和低界面张力表面活性剂CH-60交替注入<sup>[16]</sup>,即每个轮次先注入 $0.0034$  PV的质量分数为 $2\%$ 的乳液表面活性剂CH-56,再注入 $0.0099$  PV的质量分数为 $0.4\%$ 的低界面张力表面活性剂CH-60。

2015年10月15日正式注入,在注入第3轮次的乳液表面活性剂CH-56时,油井已经见到明显降水增油效果,其中C17X67井含水率由 $85.7\%$ 最低降至 $76.6\%$ ,产油量由 $1.2$  t/d最高升至 $5.3$  t/d;C17NX9井含水率由 $80.7\%$ 最低降至 $69.1\%$ ,产油量由 $2.6$  t/d最高升至 $4.0$  t/d。

## 4 结论

乳液表面活性剂驱技术创建了特高温中低渗透油藏提高采收率的新型开发方式,地面注入低粘度、耐温性好的乳液表面活性剂,进入油层后形成增粘型乳液扩大波及体积,并辅以注入低张力表面活性剂提高驱油效率。

研发设计的增粘型乳液表面活性剂驱油体系,质量分数为 $2.0\%$ 的乳液表面活性剂CH-56可以耐受 $110$  °C高温,在较宽水相体积比( $50\% \sim 90\%$ )条件下,增溶水率大于 $90\%$ ,乳化增粘率大于 $100\%$ 。质量分数为 $0.4\%$ 的低界面张力表面活性剂耐受 $110$  °C高温,界面张力达到 $10^{-3}$  mN/m超低水平,洗油率高达 $62.1\%$ 。

单管和双管室内物理模型实验结果表明,乳化增粘型乳液表面活性剂和低界面张力表面活性剂交替注入方式提高采收率高达 $17.7\% \sim 22.1\%$ 。单井试注和先导试验表明,试注后注入井压力大幅上升,吸水剖面得到改善,油井已见到明显降水增油效果,证明乳液表面活性剂体系在油层中能够形成增粘型乳液扩大波及体积并提高驱油效率,为特高温中低渗透油藏提高采收率提供了技术支撑。

### 参考文献:

[1] 王德民,程杰成,吴军政,等.聚合物驱油技术在大庆油田的应用[J].石油学报,2005,26(1):74-78.  
WANG Demin, CHENG Jiecheng, WU Junzheng, et al. Application of polymer flooding technology in Daqing Oilfield [J]. Acta

Petrolei Sinica, 2005, 26(1): 74-78.

[2] 孙焕泉.胜利油田三次采油技术的实践与认识[J].石油勘探与开发,2006,33(3):262-266.  
SUN Huanquan. Practice and understanding on tertiary recovery in Shengli Oilfield [J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(3): 262-266.

[3] 靳彦欣,史树彬,付玮,等.特高含水油藏深部调剖技术界限研究[J].特种油气藏,2015,22(3):77-80.  
JIN Yanxin, SHI Shubin, FU Wei, et al. Technical limits of in-depth profile control in extra-high water-cut reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(3): 77-80.

[4] 方艳君,张继风.大庆油田“十三五”原油开发战略[J].大庆石油地质与开发,2017,36(2):60-63.  
FANG Yanjun, ZHANG Jifeng. "The 13th Five year" developing strategy of Daqing Oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2017, 36(2): 60-63.

[5] 孙业恒,龙运前,宋付权,等.低渗透油藏纳微米聚合物颗粒分散体系封堵性能评价[J].油气地质与采收率,2016,23(4):88-94.  
SUN Yeheng, LONG Yunqian, SONG Fuquan, et al. Evaluation on plugging performance of aqueous dispersion system of nano/micron-sized polymer particles in low permeability reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(4): 88-94.

[6] 祝仰文,孟红丽,马宝东,等.低渗透油藏表面活性剂降压增注效果影响因素[J].油气地质与采收率,2016,23(1):74-78.  
ZHU Yangwen, MENG Hongli, MA Baodong, et al. Factors effecting decompression and augmented injection by surfactant in low permeability reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(1): 74-78.

[7] 张磊,张贵才,葛际江,等.中低渗透油藏pH敏感聚合物深部调驱技术[J].特种油气藏,2016,23(1):135-138.  
ZHANG Lei, ZHANG Guicai, GE Jijiang, et al. pH-sensitive polymer in-depth profile control in mid-low permeability reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(1): 135-138.

[8] 宋欢,张脊,卢祥国,等.低渗透油藏液流转向剂传输转移能力与驱油效率[J].大庆石油地质与开发,2017,36(4):116-122.  
SONG Huan, ZHANG Ji, LU Xiangguo, et al. Transporting-migrating capacities and oil displaced efficiency for the fluid diverting agent in the low-permeability reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2017, 36(4): 116-122.

[9] 计秉玉,赵宇,宋考平,等.低渗透油藏渗流物理特征的几点新认识[J].石油实验地质,2015,37(2):129-133.  
JI Bingyu, ZHAO Yu, SONG Kaoping, et al. New insights into the physical percolation features of low-permeability reservoirs [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(2): 129-133.

[10] 杨勇,李静,曹绪龙,等.二乙烯三胺-长链脂肪酸体系的界面剪切流变性质[J].石油学报:石油加工,2014,30(6):1059-1064.  
YANG Yong, LI Jing, CAO Xulong, et al. Interfacial shear rheological properties of diethylenetriamine-long chain fatty acids system [J]. Acta Petrolei Sinica: Petroleum Processing Section, 2014, 30(6): 1059-1064.