

头台油田茂503区块储层物性及增产措施研究

谢坤¹, 卢祥国¹, 曹豹², 胡广斌³, 张脊³, 黄尧³

(1. 东北石油大学提高油气采收率教育部重点实验室, 黑龙江 大庆 163318;

2. 中国石油大庆油田有限责任公司第五采油厂, 黑龙江 大庆 163514; 3. 中国石油大庆头台油田, 黑龙江 大庆 163517)

摘要:为进一步了解大庆油田外围低渗区块储层物性特征,为其开发措施调整提供理论依据。以头台油田茂503区块天然岩心为研究对象,采用压汞仪、X射线能谱仪、扫描电镜和驱替设备,在测定目标储层孔隙结构特征、矿物组成、润湿性和储层敏感性后,结合室内渗吸实验及矿场试验效果,提出了渗吸采油提高原油采收率的增产建议。头台油田茂503区块储层物性研究实验结果表明,储层岩石主要组成黏土矿物为伊利石、蒙脱石和高岭石,主要组成元素为氧(O)、硅(Si)、铝(Al),此外含有少量铁(Fe)、镁(Mg)、钠(Na)、钡(Ba)、碳(C)等元素。目标储层孔隙度范围为10%~17%,渗透率范围为 $(0.4\sim 8.2)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,属于中等孔隙度、特低渗透砂岩储层,岩石孔喉尺寸相对较小,分选性和连通性较差;岩石表现出弱亲水性,毛管力在采油过程中可作为动力加以利用;储层岩石表现出较强流速敏感性、水敏感性和碱敏感性。室内实验及矿场试验均表明,类似物性区块适合开展渗吸采油,适当加入表面活性剂有利于提高渗吸采收率,改善开发效果。

关键词:头台油田;孔隙结构;矿物组成;润湿性;储层敏感性;渗吸采油

中图分类号:TE122.2 文献标识码:A

Reservoir physical property and stimulation treatment of block Mao-503 in Toutai oilfield

Xie Kun¹, Lu Xiangguo¹, Cao Bao², Hu Guangbin³, Zhang Ji³ and Huang Yao³

(1. Key laboratory of Enhanced Oil Recovery of Education Ministry, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, China; 2. NO.5 Oil Production Plant of PetroChina Daqing Oilfield Company, Daqing, Heilongjiang 163514, China; 3. PetroChina Toutai Oilfield Development Company Limited, Daqing, Heilongjiang 163517, China)

Abstract: The further understand of the reservoir characteristics of the peripheral low permeability blocks in Daqing oilfield provides the theoretical basis for the adjustment of the development measures. Taking the block Mao-503 in Toutai oilfield as an example, and by using the equipment of the mercury injection apparatus, the X-ray energy dispersion spectrometer, the scanning electron microscope and the displacement equipment, we provide the stimulation suggestions of the improving recovery ratio by the imbibition oil recovery, according to the imbibition test and field experiment effects and based on the characters of the pore structure, mineral composition, wettability and reservoir sensitivity. The reservoir physical properties test of the block Mao-503 in Toutai oilfield shows that the main clay minerals of the reservoir rock are the illite, montmorillonite and kaolinite, the main component elements are oxygen (O), silicon (Si) and aluminium (Al), and the minor elements are ferrum (Fe), magnesium (Mg), natrium (Na), barium (Ba) and carbon (C). The target reservoir with the porosity between 10% and 17% and the permeability range of $(0.40\sim 8.2)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ belongs to the medium porosity and ultra-low permeability sandstone reservoir. The pore throat size of the rocks is relatively small, and the sorting and connectivity are poor. Furthermore, the rocks show weak hydrophilicity, and the capillary force can be used as power in the process of the production. Meanwhile, the rocks have strong velocity sensitivity, water sensitivity and alkaline sensitivity. The indoor experiment and mineral field experiment show that the similar physical block is suitable for the imbibition oil recovery, and adding the surfactant into the water solution is good for improving the imbibition recovery and enhancing the development effects.

Key words: Toutai oilfield, pore structure, mineral composition, wettability, reservoir sensitivity, imbibition oil recovery

收稿日期:2017-05-02。

第一作者简介:谢坤(1991—),男,在读博士研究生,提高油气采收率研究。

基金项目:国家自然科学基金“抗盐型聚合物油藏适应性及其改进方法基础研究”(51574086);东北石油大学研究生创新科研重点项目“LD10-1油田化学驱注入工艺优化研究”(YJSCX2017-007NEPU)。

近年来,大庆油田主力油区的开发工作已逐渐进入高含水、特高含水期,剩余油挖潜难度日益增加^[1-3]。大庆外围油田储量丰富,但与主力油区储层相比表现出低渗、低孔、孔喉尺寸较小、微观非均质性强等特点,在实际注水开发过程中时常面临注入压力升高快,注入量快速递减,油井水淹和受效效果差等问题^[4-6]。为此,外围油田开发前常将压裂施工作为前期储层改造作业^[7-9],以改善储层渗流能力,进而提高注水开发效果。随着压裂工艺的不断发展,储层物性较差但储量丰富的大庆外围油田的开发工作受到了油田科技工作者的重视。大庆外围头台油田茂503区块位于头台鼻状构造南部近轴部位,区块发育2条近似南北向大断层,断层延伸长度2.5~5.0 km,断距20~40 m,均为正断层;同时茂503区内天然裂缝发育,主要发育东西向和北东向天然裂缝。截至目前,茂503区的开发历经了弹性开采产量递减阶段、注水开发裂缝水淹阶段、注水开发井网调整阶段和加密调整阶段四个阶段,但其最终水驱采出程度并不高,有待改进生产方式,进一步提高原油采收率。现有研究表明,周期注水、油井转注、注表面活性剂降压增注和渗吸采油等生产方式均可作为低渗油田增产

措施^[10-12],但该类生产方式实施过程中通常会改变原有的注采制度和注入流体性质,可能引起储层物性伤害。由于油田生产方式的调整必须建立在清楚认识储层物性的基础上,加之前期开发工作也会造成储层物性变化,所以有必要对茂503区块储层物性进行进一步研究,以便为后续开发措施调整提供理论依据。本文在系统研究目标储层孔隙结构特征、矿物组成、润湿性和储层敏感性基础上,提出了渗吸采油提高原油采收率的增产建议,并分析了矿场试验效果,对类似油藏开发具有一定指导意义。

1 实验条件

1.1 实验材料

实验岩心为目的储层天然岩心(取自M61-J89井F17a-F18a层位)。实验用水为头台油田提供的地层水、注入污水和注入清水,离子组成见表1。表面活性剂为大连戴维斯化学剂有限公司生产的戴维斯(简称“DWS”),有效含量为40%;碱为NaOH,有效含量为96.0%。

表1 离子组成
Table 1 Ionic constituent

水型	阳离子			阴离子				总矿化度
	Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	HCO ₃ ⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	CO ₃ ²⁻	
注入清水	321.6	48.1	8.9	820.1	70.3	35.2	28.8	1 333.0
注入污水	1 263.3	26.7	17.8	1 181.4	1 094.3	99.3	53.3	3 736.1
地层水	2 028.2	121.8	10.2	802.6	2 101.8	1 055.7	21.0	6 141.5

1.2 实验设备

1) 储层岩心孔隙结构特征。采用TRQ/Y2002型氦孔隙度仪和9520型全自动压汞仪测试岩心孔隙度、渗透率、毛管压力曲线和相关压汞实验数据等。

2) 储层岩心矿物组成。采用LINK-ISIS X射线能谱仪(Oxford Co. U.K.)分析岩样表面矿物(元素)组^[13],采用日立(Hitachi)S-3400N扫描电镜(SEM)观测矿物形态。

3) 储层岩心润湿性。采用德国Dataphysics生产OCA20视频光学接触角测量仪测试储层岩心润湿性。

4) 储层岩石敏感性。采用驱替实验装置进行储层岩石与注入流体敏感性(流速敏感性、水敏感性

和碱敏感性)评价,实验方法参照《中华人民共和国天然气行业标准》SY/T 5358-2010,实验装置主要包括平流泵、压力传感器、岩心夹持器、手摇泵和中间容器等。除平流泵和手摇泵外,其它部分置于恒温箱内。

5) 岩心自渗吸实验。采用高温玻璃渗吸瓶进行渗吸实验^[14],具体实验步骤如下:

①将岩心烘干称重,抽真空饱和实验用水称重,计算孔隙体积;②在油藏温度条件下进行油驱水,使岩心饱和实验用油并静置24 h老化原油,取出岩心浸泡在实验油中待用,计算含油饱和度;③提前配制实验用溶剂水和表面活性剂溶液,对溶剂水和表面活性剂溶液抽真空2~3 h,以消除其中的溶解气对岩心渗吸驱油的不利影响;④在不加外压的情

况下,取出恒温箱中的岩心将其全部浸泡于装有已加热至油藏温度的渗吸液的渗吸瓶中,进行渗吸实验;⑤记录不同时间段内渗吸排出油的变化,计算渗吸采收率。

2 结果分析

2.1 储层岩心孔隙结构特征

从表2、图1和图2可以看出,目标储层孔隙度范围为10%~17%,平均值为14.1%,渗透率范围为 $(0.4\sim 8.2)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均值为 $4.08\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,属于中等孔隙度、特低渗透砂岩储层。岩心孔喉半径范围为 $0.50\sim 6.86\mu\text{m}$,平均值为 $2.80\mu\text{m}$,孔隙中值半径范围为 $0.03\sim 8.17\mu\text{m}$,平均值为 $4.35\mu\text{m}$,表明储层孔喉相对较小,总体物性较差。岩心分选系数范围为 $1.47\sim 2.92$,平均值为2.32,歪度范围为 $-0.16\sim 0.49$,平均值为0.08,表明储层孔喉半径大小分选性

差且孔径总体偏细。岩心最大进汞饱和度较低,主要范围为50.26%~76.31%,平均值为63.04%,表明储层孔喉连通性较差。岩心排驱压力范围为 $0.1071\sim 1.0354\text{MPa}$,平均值为 0.6224MPa ,中值压力范围为 $5.401\sim 86.173\text{MPa}$,平均值为 46.18MPa ,呈现出较大的排驱压力和中值压力,表明储层渗透性较差。毛管压力曲线基本为斜坡态,没有明显的平台,也表现出孔喉尺寸较小,分选性和连通性较差的特点。由此可见,该区块储层物性较差,常规注入开发可能面临注水困难、受效效果差和产液递减快等问题,后续开发过程中可在改造储层物性的基础上调整生产措施或生产制度。

2.2 储层岩心矿物组成

岩心矿物元素组成测试结果见表3。

从表3可以看出,储层岩心矿物主要组成元素为氧(O)、硅(Si)、铝(Al),此外含有少量铁(Fe)、镁(Mg)、钠(Na)、钡(Ba)、碳(C)等元素,说明储层岩石

表2 压汞实验结果
Table 2 Mercury injection test results

岩心	渗透率 $K/10^{-3}\mu\text{m}^2$	孔隙度, %	排驱压力/MPa	最大孔喉半径/ μm	中值压力 p_{c50}/MPa	孔隙中值半径/ μm	分选系数	歪度	最大进汞饱和度, %
M-0	0.4	10.3	1.473 2	0.499 2	29.815	0.03	1.47	-0.10	71.95
M-1	1.2	13.4	1.035 4	0.709 9	5.401	2.71	1.94	0.49	76.31
M-2	4.0	17.0	0.248 1	2.958 8	12.569	4.62	2.42	0.14	65.30
M-3	6.6	15.6	0.248 4	2.962 0	96.965	6.22	2.83	0.04	50.26
M-4	8.2	14.0	0.107 1	6.864 7	86.173	8.17	2.92	-0.16	51.38

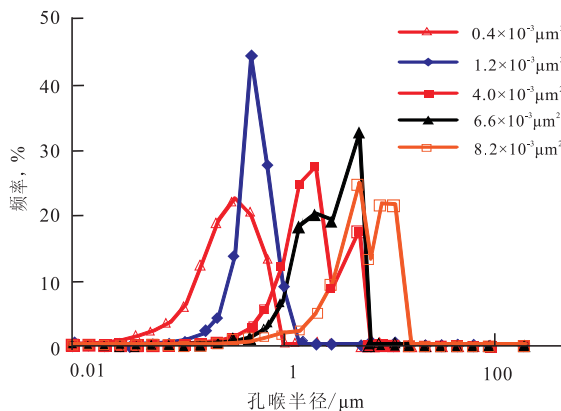


图1 孔喉半径与渗透率贡献率关系

Fig. 1 Relation between pore throat radius and contribution rate of permeability

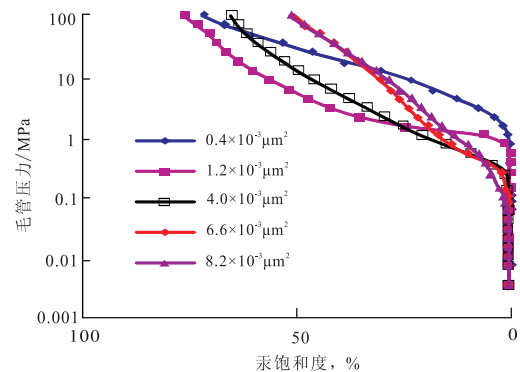


图2 饱和度与毛管压力关系

Fig. 2 Relation between saturation and capillary pressure

表3 岩石矿物元素质量百分比含量
Table 3 Quality percentage of rocky mineral elements

岩心	元素, %							
	碳(C)	氧(O)	铁(Fe)	镁(Mg)	铝(Al)	硅(Si)	钠(Na)	钡(Ba)
M-1		45.92			2.30	13.49		38.28
M-2	8.88	45.90	3.70	4.76	13.76	20.05	2.96	
M-3	0.66	49.48			6.15	42.37	1.33	
M-4		55.71	4.54	1.85	16.08	21.82		

主要由石英、黏土矿物以及少量碳酸盐组成^[10]。结合岩心扫描电镜图片(图3)可以看出,储层岩石结构致密,孔隙尺寸较小,分选性以及连通性较差,骨架结构表面以及孔隙中分布着大量形态各异的黏土矿物碎屑,其中伊/蒙混层以片状形态呈黏土桥形式分布于颗粒间,高岭石以叠层片状分布于孔隙各处,而蒙脱石则以絮状形态穿叉于孔隙之中。上述黏土矿物在注水开发过程中会发生水化膨胀、分散、脱落并随液运移,引起储层渗流通道堵塞,进而造成储层渗透率降低。因此,该区块在后续开发过程中应注意黏土矿物水化膨胀造成的储层物性伤害。

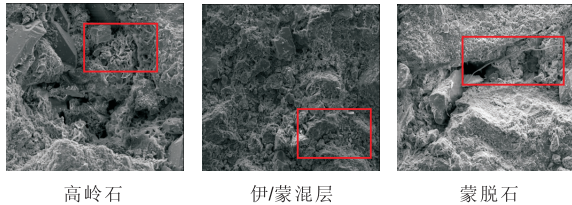


图3 岩心矿物SEM图

Fig. 3 Core mineral diagram under scanning electron microscope

表4 接触角法润湿性判别标准

Table 4 Wettability discrimination criteria by contact angle method

接触角(θ_c)	润湿性
$0^\circ \leq \theta_c < 75^\circ$	亲水
$75^\circ \leq \theta_c \leq 105^\circ$	中间润湿
$105^\circ < \theta_c \leq 180^\circ$	亲油

表5 岩心油水接触角测试结果

Table 5 Test results of core oil and water contact angle

岩心编号	参数	
	接触角(θ_c)/($^\circ$)	润湿性
M-1	82.3	弱亲水
M-2	76.5	弱亲水
M-3	80.3	弱亲水
M-4	93.5	中间润湿

2.3 储层岩心润湿性

岩心表面油水接触角与润湿性判别标准见表4,岩心油水接触角测试结果见表5。

从表5可以看出,经过前期注水开发后,目标储层天然岩心主要表现出弱亲水特性,此时毛管力在采油过程中为动力,可通过渗吸采油方式利用毛管力来改善开发效果。此外,由于岩心毛管力与岩心亲水性密切相关,所以目标储层开发过程中可通过注化学剂进一步改善储层岩石润湿性,增强其亲水性,进而增大毛管力,以便获得较高的原油采收率。

2.4 储层岩石流速敏感性

流速敏感性是指流体在储层岩石孔隙内流动时,流体流动速度变化引起岩石孔隙中微粒脱落和运移,造成孔隙喉道堵塞和岩石渗透率降低的现象。流速敏感性损害程度评价标准和实验结果分别见表6和表7,流速敏感性评价实验曲线见图4。

从表7和图4可以看出,注入水流经岩心孔道时,岩心中原有自由微粒以及黏土矿物微粒在注入水冲刷和携带条件下发生脱落和运移,造成岩石孔隙喉道堵塞和储层岩石渗透率降低。随注水速率上升,岩心渗透率呈现“先降后稳”变化趋势,储层矿物存在较强速敏性,临界流速约为0.08 mL/min。因此,茂503区块后续注水开发过程中,应当采用合理注水速度,以避免造成储层速敏伤害、吸水能力降低,进而影响注水开发效果。为避免流速敏感性对其它敏感性测试结果的影响,本文后续实验注入速度为0.05 mL/min,此时注入速度小于临界流速,速度敏感性影响较小。

2.5 储层岩石矿物水敏性

水敏性是指较低矿化度注入水进入储层后引起黏土膨胀、分散和运移,造成渗流通道堵塞和储层岩

表6 速敏损害程度评价指标

Table 6 Evaluation criterion of speed sensitive damage degree

序号	速敏损害率, %	损害程度
1	$D_s \leq 5$	无
2	$5 < D_s \leq 30$	弱
3	$30 < D_s \leq 50$	中等偏弱
4	$50 < D_s \leq 70$	中等偏强
5	$D_s > 70$	强

表7 流速敏感性实验测试结果

Table 7 Test results of flow velocity sensitivity

岩心	孔隙度, %	渗透率 $K_r / 10^{-3} \mu\text{m}^2$	速敏损害率, %	速敏损害程度
M-5	14.8	2.3		强
M-6	16.3	2.5	48.9	中等偏弱
M-7	15.9	2.1		强

注:岩心 M-5 和 M-7 速敏测试时初始速度下压力梯度大于 2 MPa/cm,按照 SY/T 5358-2010 标准确定其速敏损害程度强。

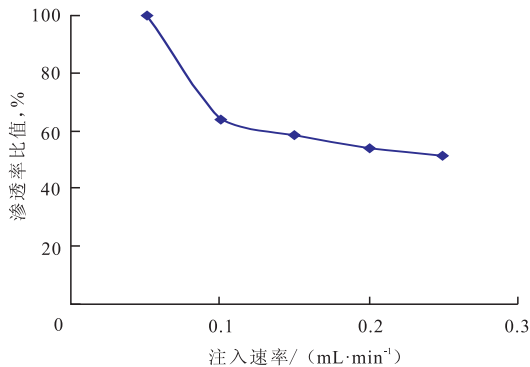


图4 流速敏感性实验曲线

Fig. 4 Curves of flow velocity sensitivity test

石渗透率降低。水敏性实验主要用于评价产生黏土膨胀或微粒运移时引起储层岩石渗透率变化的最大程度。天然岩心水敏损害程度及评价标准和实验结果分别见表8和表9,水敏感性实验曲线见图5。

从表9和图5可以看出,注入水类型对天然岩心渗透率存在影响。与地层水矿化度相比,后续注入水矿化度逐渐降低,注入水流经岩石孔道时,一方面,蒙脱石、伊/蒙混层类黏土矿物体积发生数倍膨胀,使得孔喉尺寸减小;另一方面高岭石类非膨胀黏土因环境离子强度突变产生颗粒扩散运移、捕集,造

表8 水敏损害程度评价指标

Table 8 Evaluation criterion of water sensitive damage degree

序号	水敏损害率, %	损害程度
1	$D_w \leq 5$	无
2	$5 < D_w \leq 30$	弱
3	$30 < D_w \leq 50$	中等偏弱
4	$50 < D_w \leq 70$	中等偏强
5	$70 < D_w \leq 90$	强
6	$D_w > 90$	极强

表9 水敏感性实验测试结果

Table 9 Experimental test results of water sensitivity

岩心	孔隙度, %	渗透率 $K_r / 10^{-3} \mu\text{m}^2$	水敏损害率, %	水敏损害程度
M-8	15.7	2.0	64.9	中等偏强

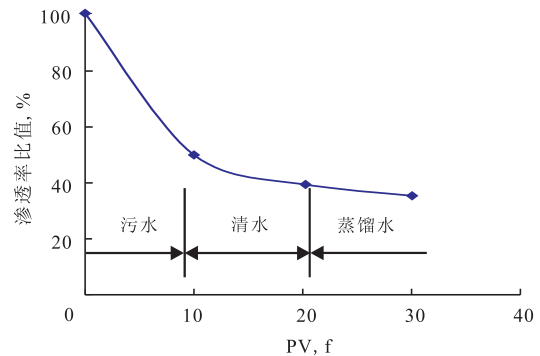


图5 水敏感性实验曲线

Fig. 5 Curves of water sensitivity test

成部分岩石孔道堵塞,二者综合作用造成储层岩石渗透率降低。从渗透率比值曲线变化趋势来看,随注入水矿化度逐渐降低,岩心渗透率呈现“先降后稳”变化趋势。由此可见,茂503区块后续注水开发过程中,应采用与储层配伍性较好类型的注入水,以防止注入水对储层造成水敏伤害,进而降低储层吸水能力和水驱开发效果。

2.6 储层岩石矿物碱敏性

目前,已有研究提出可通过注入表面活性剂溶液或碱/表面活性剂二元体系来改善储层润湿性以提高低渗油藏采油效果^[15-17]。然而,由于油藏储层中的碳酸盐、石英和黏土组成中的蒙脱石、高岭石都属于碱敏感性矿物,注入流体的pH值升高会带来储层新

伤害,所以在实施类似开发调整时有必要对储层进行碱敏感性测试。碱敏感性是指外来碱性液体与储层中的矿物反应使其分散、脱落或生成新的沉淀或胶状物质,造成渗流通道堵塞和储层岩石渗透率降低的现象。碱敏感性实验主要用于评价各种外来碱液对储层是否造成伤害及伤害程度的大小。天然岩心碱敏损害程度评价标准和碱敏实验数据分别见表10和表11,碱敏感性评价实验曲线见图6。

表10 碱敏损害程度评价指标

Table 10 Evaluation indexes of the damage degree of alkali sensitivity

序号	碱敏损害率, %	损害程度
1	$D_{al} \leq 5$	无
2	$5 < D_{al} \leq 30$	弱
3	$30 < D_{al} \leq 50$	中等偏弱
4	$50 < D_{al} \leq 70$	中等偏强
5	$D_{al} > 70$	强

表11 碱敏实验数据

Table 11 Test data of alkali sensitivity

岩心	长度/cm	孔隙度, %	渗透率 $K_d / 10^{-3} \mu\text{m}^2$	碱敏损害率, %	碱敏损害程度
M-9	4.9	14.7	1.8	64.3	中等偏强

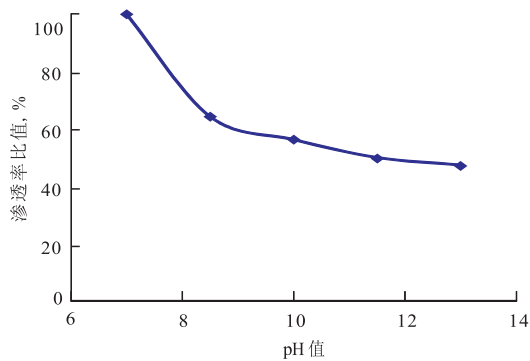


图6 碱敏感性实验曲线

Fig. 6 Curve of alkali sensitivity test

从表11和图6可以看出,注入水pH值对天然岩心渗透率存在影响。当碱液流经岩心时,一方面诱发黏土矿物分散,造成结构失稳,使得黏土矿物产生运移,堵塞喉道;另一方面碱液对黏土矿物、石英和碳酸盐等矿物有溶解作用并反应生成沉淀,二者综合作用造成岩心渗透率降低。从渗透率比值曲线变

化趋势来看,随注入水pH值逐渐升高,岩心渗透率呈现“先降后稳”变化趋势。由此可见,当油田采用化学剂改善储层润湿性时,应避免使用含碱化学体系,以防止注入流体对储层造成碱敏伤害,引起储层渗透率降低,最终影响开发效果。

2.7 岩心自渗吸实验效果

从上述储层物性研究结果可以看出,该区块储层的润湿性、孔喉非均质性以及裂缝较为发育的特点具有渗吸采油的潜力。为此,采用天然岩心进行了表面活性剂岩心自渗吸实验研究,实验结果见表12。

表12 岩心自渗吸采收率

Table 12 Recovery ratio of core spontaneous imbibition

岩心	渗透率 $K_d / 10^{-3} \mu\text{m}^2$	渗吸液	界面张力/ $(\text{mN} \cdot \text{m}^{-1})$	接触角/ $(^\circ)$	采收率, %
M-10	3.3	污水	4.035	73.6	15.8
M-11	3.5	0.3%ZWB	0.093	24.5	25.1
M-12	3.1	0.3%ZWB+ 0.3%NaOH	0.054	24.1	21.5

从表12可以看出,与单纯水溶液相比,表面活性剂溶液和表面活性剂/碱复合体系可显著提高渗吸采收率。这是因为,表面活性剂或表面活性剂/碱复合体系一方面可增强岩心孔隙表面亲水性,减小孔隙表面油膜厚度和增大毛管力,扩大渗吸波及体积;另一方面,还可有效降低油水界面张力,减小岩心孔隙表面脱附油滴大小和增强油滴变形能力^[14],从而使得油滴能够顺利通过孔隙喉道,提高渗吸驱油效率。与单纯表面活性剂溶液渗吸效果相比,表面活性剂/碱复合体系渗吸采收率较低,这是因为在储层存在较强碱敏性时,渗吸体系所含碱性成分会造成储层伤害,造成油水交换过程中的渗流阻力增加,渗吸采收率降低。

2.8 矿场实验

茂8区块位于头台油田鼻状构造上,开采的扶余油层为特低渗透裂缝性储层,平均有效厚度12.6 m,平均渗透率 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。区块所在的扶余油层为河流—三角洲沉积,主要发育水下分河道砂体,共发育F II 1b和F II 1c两个主力油层,砂体大面积发育。

区块目前综合含水71.6%，采油速度0.2%，采出程度5.2%。该区块M38-S64井从2015年11月开始进行表面活性剂溶液渗吸采油施工，施工方案和施工效果分别见表13和表14，施工动态变化见图7。

表13 M38-S64井吞吐方案设计

Table 13 Huff and puff design of well M38-S64

井号	阶段注入量 (PV), f	表面活性剂注入浓度/ ($\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$)	施工时间	关井时间/ 月
M38-S64	0.03	1.46	2015年11月	2.2

从表13、表14和图7可以看出，在水溶液中加入表面活性剂的渗吸采油方式有利于改善低渗裂缝型油藏开发效果。吞吐关井期间，油井形成了有效憋

压，有利于毛细管力的吸水排油作用^[8]。开井生产后，油井产液量和产油量显著增加，截至统计时刻单井累积增油43.4 t。

3 结论

1) 茂503区块岩石孔隙度范围为10%~17%，渗透率范围为 $(0.4\sim 8.2)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ，属于中等孔隙度、特低渗透砂岩储层，岩石孔隙尺寸较小，分选性、连通性和渗透性较差，储层总体物性较差，后续生产过程中可在改造储层物性的基础上，调整生产措施或生产制度。

2) 储层岩石主要组成黏土矿物为伊利石、蒙脱

表14 M38-S64吞吐试验效果统计

Table 14 Statistical list of huff and puff effects of well M38-S64

井号	吞吐前			关井月压降/ MPa	吞吐后初期效果			目前效果			目前有效 时间/月
	日产液/t	日产油/t	含水率, %		日产液/t	日产油/t	含水率, %	日产液/t	日产油/t	含水率, %	
M38-S64	0.6	0.5	12	1.0	3.9	1.4	64.1	1.4	0.6	60.6	4

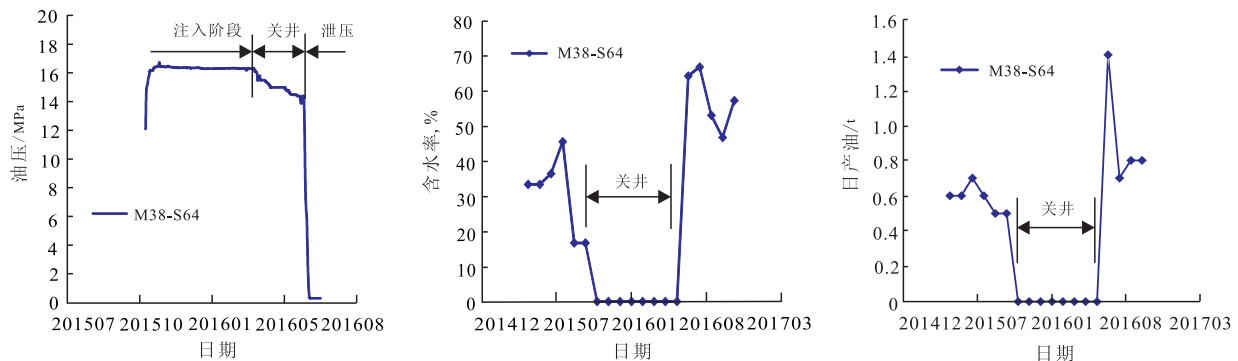


图7 施工动态变化

Fig. 7 Dynamic change of construction

石和高岭石，主要组成元素为氧(O)、硅(Si)、铝(Al)，此外含有少量铁(Fe)、镁(Mg)、钠(Na)、钡(Ba)、碳(C)等元素。

3) 储层天然岩心主要表现出弱亲水特性，毛管力在水溶液渗吸采油过程中为动力，具有渗吸采油提高采收率的潜力。目标储层开发过程中可进一步改善储层岩石润湿性，增强其亲水性，进而增大毛管力，以便获得较高的原油采收率。

4) 储层岩石敏感性实验测试结果表明储层岩石存在较强流速敏感性、水敏感性和碱敏感性。因

此，区块在后续开发过程中应采用合理类型注入水和注水速度，避免使用含碱驱替剂，以免对储层造成伤害，影响开发效果。

5) 室内实验以及矿场试验均表明类似物性区块适合开展渗吸采油，适当加入表面活性剂有利于提高渗吸采收率，改善渗吸效果。

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.
- [2] 卢祥国,王树霞,王荣健,等.深部液流转向剂与油藏适应性

- 研究——以大庆喇嘛甸油田为例[J].石油勘探与开发,2011,38(5):576-582.
- [3] 刘进祥,卢祥国,刘敬发,等.交联聚合物溶液在岩心内成胶效果及机理[J].石油勘探与开发,2013,40(4):474-480.
- [4] 曾建.长庆特低渗油藏超前注水改善开发效果机理研究[D].成都:西南石油大学,2006.
- [5] 崔传智,安然,李凯凯,等.低渗透油藏水驱注采压差优化研究[J].特种油气藏,2016,23(3):83-85,154-155.
- [6] 张美玲,祁蒙,林丽丽.大庆外围油田特低渗透油藏水淹层综合评价方法[J].岩性油气藏,2016,28(2):93-100.
- [7] 孟阳.人工裂缝对低渗透油藏油水渗流影响实验研究[J].特种油气藏,2015,22(1):124-126.
- [8] 李道品.低渗透油田开发[M].北京:石油工业出版社,1997:57-64.
- [9] 王越,何青,陈付虎,等.浅层裂缝性致密油藏缝网压裂技术[J].大庆石油地质与开发,2015,34(2):99-102.
- [10] 韩冬,彭显强.表面活性剂对水湿砂岩的渗吸规律及其对采收率的影响[J].中国石油大学学报(自然科学版),2009,33(6):142-147.
- [11] 许建红,马丽丽.低渗透裂缝性油藏自发渗吸渗流作用[J].油气地质与采收率,2015,22(3):111-114.
- [12] 殷代印,宋欣.低渗透油田周期注水与调剖结合参数优化研究[J].特种油气藏,2013,20(6):63-65,83,144.
- [13] 王坤阳,杜谷,杨玉杰,等.应用扫描电镜与X射线能谱仪研究黔北黑色页岩储层孔隙及矿物特征[J].岩矿测试,2014,33(5):634-639.
- [14] 谢坤,卢祥国,陈欣,等.高温低渗透油藏中表面活性剂溶液渗吸效果影响因素研究[J].西安石油大学学报(自然科学版),2015,30(5):80-84.
- [15] 薛建强,覃孝平,赖南君,等.超低渗透油田降压增注体系的研究与应用[J].岩性油气藏,2013,25(6):107-111.
- [16] Darvishi H, Goodarznia I, Esmailzadeh F. Effects of rock permeability on capillary imbibition oil recovery from carbonate cores [J]. Scientia Iranica, 2010, 17(2): 185-190.
- [17] 孙琳,蒲万芬,辛军,等.表面活性剂对低渗岩心高温渗吸的影响[J].中国石油大学学报(自然科学版),2012,36(6):103-107.

(编辑 杨友胜)

(上接第3页)

- [7] 刘财,张海江.小波变换在高分辨率地震勘探数据处理中的应用[J].长春地质学院学报,1996,26(1):78-82.
- [8] Li Qingmou, Liu Shaohua. Wavelet spectrum and application for geophysical logging[J]. Progress in Geophysics, 2002, 31(5): 1.
- [9] 余继峰,李增学.测井数据小波变换及其地质意义[J].中国矿业大学学报,2003,32(3):336-339.
- [10] 李江涛,余继峰,李增学.基于测井数据小波变换的层序划分[J].煤田地质与勘探,2004,32(2):48-50.
- [11] 路顺行,张红贞,孟恩,等.运用INPEFA技术开展层序地层研究[J].石油地球物理勘探,2007,42(6):703-708.

(编辑 杨友胜)