

## 五点式井网内剩余油饱和度变化特征 ——以杏六区东部三元复合驱井组为例

吕端川<sup>1,2</sup>, 林承焰<sup>1,2</sup>, 任丽华<sup>1,2</sup>, 狄喜凤<sup>1,2</sup>, 宋金鹏<sup>3</sup>

(1. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580; 2. 山东省油藏地质重点实验室, 山东 青岛 266580;

3. 中国石油塔里木油田分公司勘探事业部, 新疆 库尔勒 841000)

**摘要:**为了精细表征大庆油田三元复合驱后规则五点式井网内剩余油饱和度的变化规律,选取杏六区东部葡萄花油层 PI 组 PI33 单砂体,利用取心井密集取样测试资料、生产动态数据对其进行分析,结果显示:中高渗储层在复合驱后剩余油饱和度主要集中在 20%~30%;单井剩余油饱和度纵向上表现为顶部高值和底部低值;复合驱油剂在井网内不同位置的洗油效率存在差异;重力及储层内压力分布对驱油剂的流动路径及渗流特征影响是造成剩余油饱和度变化差异的主要因素。在后期挖潜阶段需寻找适合的开采措施,以提高目前低效扫油区内剩余油的动用程度。

**关键词:**杏六区东部;三元复合驱;五点式井网;剩余油饱和度;变化规律

**中图分类号:**TE343 **文献标志码:**A

## Variation characteristics of remaining oil saturation in five-point well pattern: Taking ASP flooding well group in eastern of X6th block as an example

LYU Duanchuan<sup>1,2</sup>, LIN Chengyan<sup>1,2</sup>, REN Lihua<sup>1,2</sup>, DI Xifeng<sup>1,2</sup>, SONG Jinpeng<sup>3</sup>

(1. School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China; 2. Reservoir Geology Key Laboratory of Shandong Province, Qingdao 266580, China; 3. Exploration Department of PetroChina Tarim Oilfield Company, Kuerle 841000, China)

**Abstract:** In order to finely characterize the change of remaining oil saturation in the regular five-point well pattern after alkaline surfactant polymer (ASP) flooding in Daqing Oilfield, based on the data of coring well intensive sampling test and production performance from PI33 single sand body of PI oil group in Putaohua oil layer of eastern of X6th block, the variation law and controlling factors of remaining oil saturation after ASP flooding were determined in detail. The results show that the remaining oil saturation of medium and high permeability reservoirs is mainly concentrated in the range of 20% – 30% after ASP flooding; the remaining oil saturation of a single well is characterized by high value at the top and low value at the bottom in the vertical direction; there are differences in oil washing efficiency of ASP flooding injection agent at different locations in the well pattern; the influence of gravity and pressure distribution in the reservoir on the flow path and seepage characteristics of the oil displacing agent are the main factors that cause the difference in remaining oil saturation. In the later stage of tapping the potential, it is necessary to find suitable recovery measures to increase the utilization of the remaining oil in the current low-efficiency sweeping area.

**Key words:** eastern of X6th block; ASP flooding; five-point well pattern; remaining oil saturation; change law

三元复合驱(ASP)是较为有效的三次采油开发措施之一,最早是美国在1977年提出,由大庆油田在1988年引入国内<sup>[1]</sup>。根据实验室内模拟及矿场先导试验测试结果,认为三元复合驱既可以提高洗油效率,又能扩大波及体积,且平均采收率比水驱采收率高约20%<sup>[2-3]</sup>。目前,大庆油田、胜利油田的某些采油厂已进行了三元复合驱井网的开发部署。不同地区的储层内部流体特征是有差别的,

所需的三元复合驱油剂各组分的配比也是不同的,因此其驱替效果也具有差异<sup>[4-5]</sup>,这种生产效

收稿日期:2020-04-09;改回日期:2020-05-22。

第一作者简介:吕端川(1987—),在读博士,研究方向为地质资源与地质工程。E-mail:duan227@126.com。

基金项目:国家科技重大专项“大庆长垣特高含水油田提高采收率示范工程”(编号:2016ZX05054)。

果的差异性表现为三元复合驱油剂的降水能力和持续见效时间的不同。在对三元复合驱长达30年的相关研究过程中,有科研工作者针对特定油田的地质情况及原油物性,开展了符合其生产需求的三元复合驱组分配比研究,也有学者针对三元复合驱井网中的储层参数变化、内部结垢问题开展研究<sup>[6-7]</sup>。复合驱油剂在被注入地层某段时间后,油井表现出含水率下降,即表示驱油剂开始见效,当驱油剂效果变差,含水率恢复到投产初期高值时,表示该复合驱阶段的有效生产周期结束<sup>[8]</sup>。为了确定复合驱后剩余油饱和度的变化规律,最直接的方法是钻取心井,利用岩心样品测试数据,确定复合驱层段的含油饱和度分布特征。由于三元复合驱油剂对储层的破坏、对地下水系统的污染等限制了其应用的范围,且受限于开发措施,导致文献中关于密井网条件下,利用取心井分析复合驱前后剩余油分布情况的文献相对较少,已有文献多是利用岩心样品或者人造样品进行驱油剂的驱替效率的计算<sup>[9-11]</sup>,但是利用该方法表征井组内部不同位置的剩余油变化过于笼统,为后期调整方案的制定带来不确定性。本次研究区内有复合驱之前的1口、驱后的5口,共6口取心井。同时研究区内井网经过多次加密,不同井网间的井距最小值低于20 m,且取心井位于该三元复合驱井组的不同位置。因此,在小井距密井网条件下,结合此6口取心井密集取样测试数据,为研究井组内部不同位置的复合驱前后剩余油饱和度的变化规律提供了充足的资料,保证了结果的可靠性。

## 1 研究区概况

研究区位于大庆长垣杏树岗油田杏六区东部,面积为1.2 km<sup>2</sup>,属于大庆长垣东翼的平缓构造带,倾角0°~3°,无断裂发育。从下到上依次发育高台子油层、葡萄花油层和萨尔图油层。其中葡萄花油层PI33单砂体沉积类型为浅水三角洲平原低弯度曲流型分流河道沉积,发育程度最高。研究区在1968年投产,按照行列式600 m井距的方式进行线状注水开发。到2007年区域综合含水率为95%,接近水驱经济临界值,已处于特高含水后期开发阶段,此时采出程度为47.8%,且单砂体内高水淹厚度比例平均为50.7%,中-低水淹厚度比例平均为45.1%。为了继续增加剩余储量的动用程度,研究区在2008年底全面部署了150 m井距的规则五点

式三元复合驱井网,该套井网在2015年底的含水率已恢复至97%以上,个别井完全出水。为了确定复合驱后的剩余油分布情况,在接近东西方向上的1 km范围内连续钻取5口取心井。井网分布及取心井位置如图1所示。

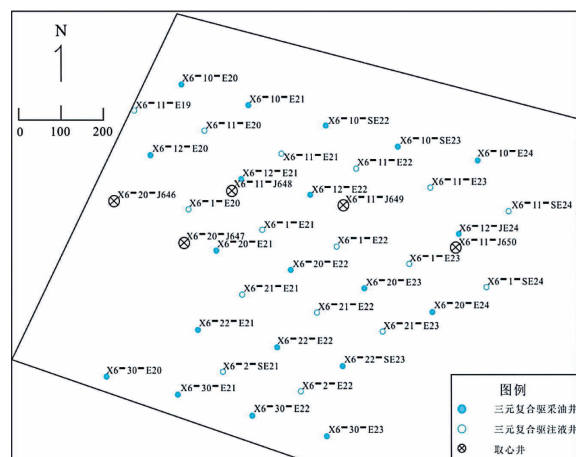


图1 三元复合驱井网部署及取心井位置

## 2 砂体发育特征

PI33单砂体在研究区内连片分布,其平均厚度为6.2 m,有效厚度为4.5 m。测井曲线形态为钟型、箱型或箱型-钟型复合型,为典型的正韵律河道沉积。砂体底部为细砂岩,向上依次沉积粉砂岩、泥质粉砂岩,顶部为粉砂质泥岩。同时,物性测试数据表明该单砂体具有中高孔中高渗特征,其孔隙度平均为28.7%,渗透率平均为 $556 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。以J647取心井为例(见图2),该单砂体厚约6.7 m,整体表现为存在多次快速卸载的过程,底部块状细砂岩与下伏灰绿色泥岩突变接触(标号257位置),由于水体能量的剧烈改变,部分泥岩撕裂屑随着砂体快速沉积,砂体中下部局部可见最大长轴为2 cm的灰绿色椭球形泥岩颗粒零星分布<sup>[12-13]</sup>。受浅水三角洲沉积背景的影响,水体能量的频繁变化在岩心上形成多个厚约1 cm的浅色泥质沉积薄层残留(标号240,248,252位置),且与砂泥接触界面大致平行,呈水平状,受测井曲线识别精度的限制,目前该类型薄层在测井曲线上无法识别。该期河道沉积末期时水体能量的逐渐减弱导致泥质含量增加,同时,由于埋深浅,砂体顶部块状泥质粉砂岩固结程度弱,在垂直于钻井取心方向上出现层状分离现象。砂体中下部水洗程度高,颜色为浅棕色,剩余油饱和度平均为22%。中上部砂体呈深棕色,剩余油饱和度平均为43%。



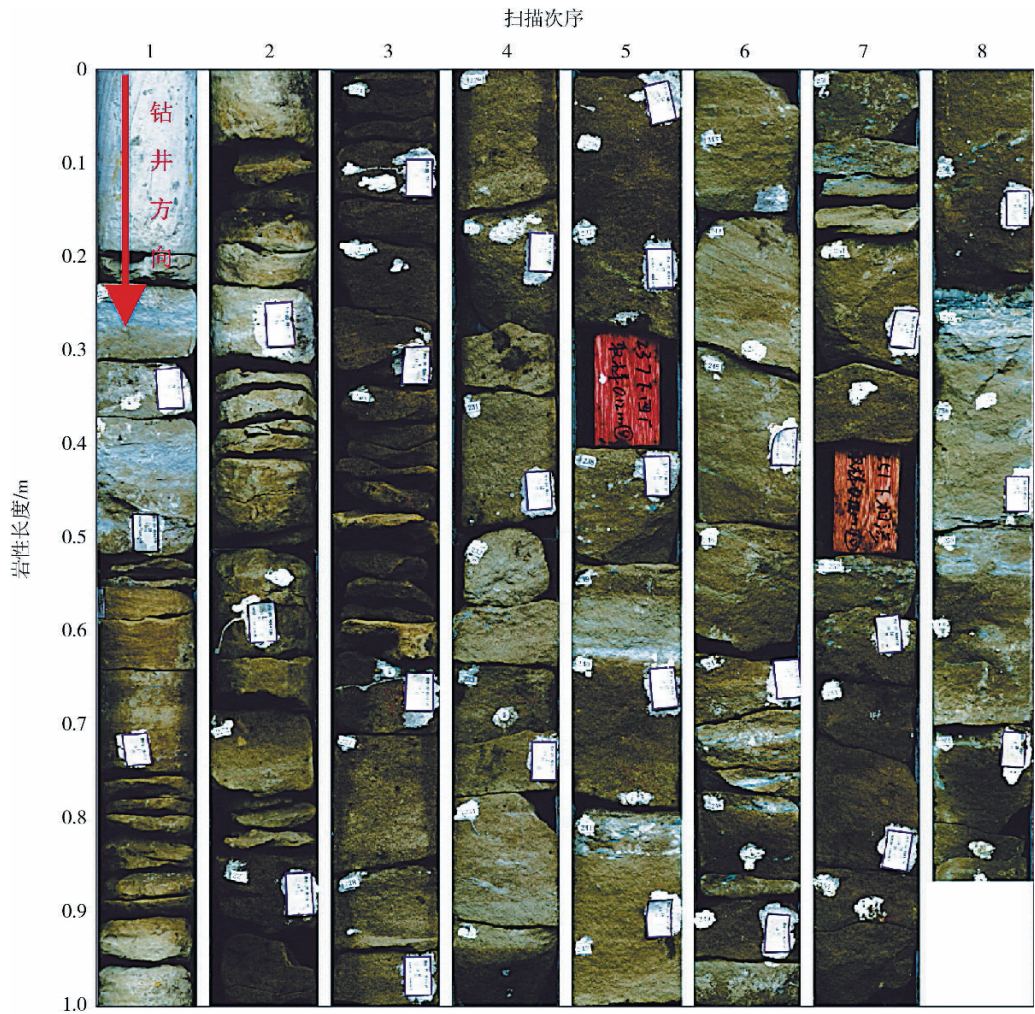


图2 取心井J647井PI33单砂体岩心扫描照片

### 3 三元复合驱井网的开发特征

三元复合驱油体系中的流体性质与常规水驱及气驱方式下注入流体或气体的性质明显不同,因此该井网具有独特的开发特征,即该类型的驱油剂不仅在注入压力的作用下与流体及岩石产生一系列的物理化学反应<sup>[14-15]</sup>,还会在化学组分被耗损、稀释及破坏的过程中,改变流体黏度,进而改变水油流度比,使油水两相渗流特征保持动态变化,其在生产上最终表现为油井含水率的非单调性特征。因此,将单井含水率作为分析三元复合驱开发特征的参数,制作三元复合驱范围内各井的平均含水率及下降幅度最大和最小井的含水率随时间的变化图(见图3),则三元复合驱井网的开发特征如下:

(1)三元复合驱开发具有时效性。三元复合驱井网是在水驱后期单井含水率接近水驱极限后进行部署的,将含水率首次回落至90%的时间节点作

为该类型驱油剂开始受效的时间。在三元复合驱主段塞注入之前,利用前置段塞改善储层内的流体环境,以降低地层流体矿化度对三元复合驱主剂的影响。统计结果显示三元复合驱井网投产至开始受效平均约需17个月。在主段塞被注入地层后,部分波及范围内水相的相对渗透率明显降低,同时油水界面张力的下降,使油相相对渗透率增加,油水的相渗数据发生改变,水油流度比减小。因复合驱油剂波及范围的增加,部分早期水驱未波及范围的油相实现可动化。在两方面的综合作用下,单井上表现为含水率的下降。随着三元复合驱体系内化学组分的稀释,各组分的协同作用降低,油水的流度差异增加,易发生指进现象,随着注入水的持续突进,单井含水率开始上升并突破90%,其维持在90%以下的时间长度平均约3年。之后,水油流度比继续增加,指进现象严重,导致含水率继续上升,随着三元复合驱体系推进至采油井,其不再具有驱油效果,单井含水率恢复到井网投产初期水

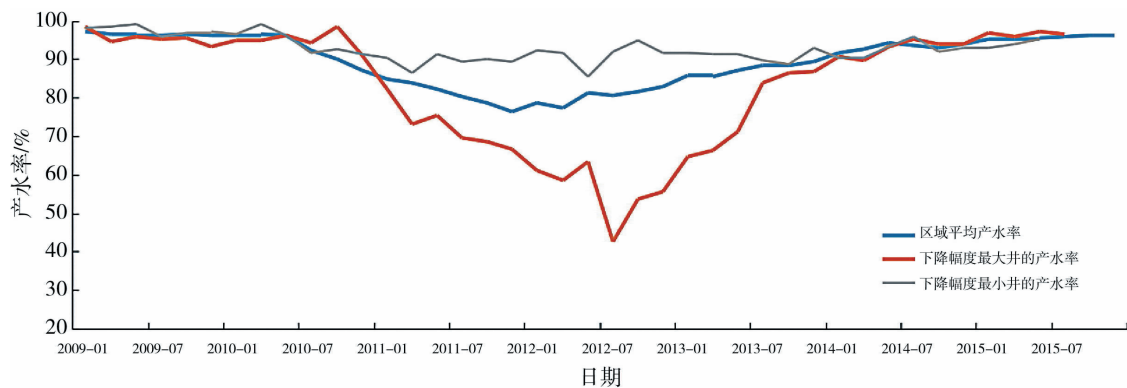


图3 三元复合物井网含水率变化

平。

(2)三元复合驱开发效果具有平面差异性。三元复合驱油体系在储层内的流动与常规水驱及气驱过程中的流动特征类似，注入流体总是沿着阻力最小的方向推进。在注入压力的作用下，高黏度的驱油剂首先进入高渗位置，并发生滞留，其对流体推进产生的流动阻力增加，改变了储层内压力场的分布，使液流转向。驱油剂在层内流动速率不同，导致复合驱各井最早见效时间存在差异。同时由于驱油剂与流体和岩石发生物理化学反应的平面差异，导致不同位置驱油剂被稀释程度不同，影响了不同位置的洗油效率，表现为各井点上含水率呈低值的持续时间、含水率最大下降幅度以及累计水油比等参数均不一致。如表1所示，相邻井点的X6-12-E21和X6-12-E22两油井持续见效时间可差28个月之久。另外含水率下降幅度最高者可达52.5%，而最低者仅有4.7%。同时X6-12-E21井的累计水油比接近X6-12-JE24井该参数的3倍。

表1 采油井生产特征参数

采油井	持续见效时间 / 月	含水率下降幅度	累计水油比
X6-12-E20	31	48.4%	8.1
X6-12-E21	12	39.5%	14.9
X6-12-E22	40	42.0%	7.8
X6-12-JE24	36	52.5%	5.0
X6-20-E21	28	24.8%	10.2
X6-20-E22	25	29.7%	8.3
X6-20-E23	17	4.7%	14.2
X6-20-E24	23	32.0%	9.6
X6-22-E21	18	32.5%	12.6
X6-22-E22	31	32.0%	6.5

(3)三元复合驱开发效果具有反复性。复合驱油井平均含水率曲线整体表现为U或V字形，根据曲线形态可将该阶段分为含水率的早期下降阶段和后期回升阶段，且曲线形态具有波动性，尤其在含水率下降幅度最大的单井上，其反复波动特征表现得更为明显，呈齿状。含水率的非单调反复性主要是由油井附近油水两相流度的动态变化造成，油水流度的动态变化受驱油剂各组分协同作用的控制，聚合物在降低水相渗流能力的同时增加了驱油剂的渗流阻力，改变了砂体内的压力分布，当压力不足以克服渗流阻力时，驱油剂推进受阻，油井附近水相的流度局部回升，导致含水率小幅升高。当压力累积到能够克服渗流阻力后，驱油剂扩大了波及系数，油相的流度升高，使含水率下降。同时，驱油剂在向不同渗流方向上的采油井推进过程中，各组分在颗粒表面的吸附程度、被地层水稀释程度是不同的，因此不同井点位置的含水率曲线形态不同，但驱油剂造成的油水流度的动态变化所引起的含水率的反复变化规律是一致的。

4 剩余油饱和度分布特征及形成机理

4.1 剩余油饱和度分布特征

利用三元复合驱前后两个时期的取心井密集取样测试数据，制作了该开发层段不同时期的剩余油饱和度频率分布(见图4)。如图所示，复合驱之前的水驱开发对整装原油储量的采出程度相对较低，导致水驱后的剩余油饱和度在各数值区间内的分布较为均衡，且有近一半的样品含油饱和度高于40%。而三元复合驱后为高采出程度，此时剩余油饱和度数值较为集中，主要分布在20%~30%，高于50%的部分下降明显，但仍有一定比例



的剩余油饱和度在30%~50%。

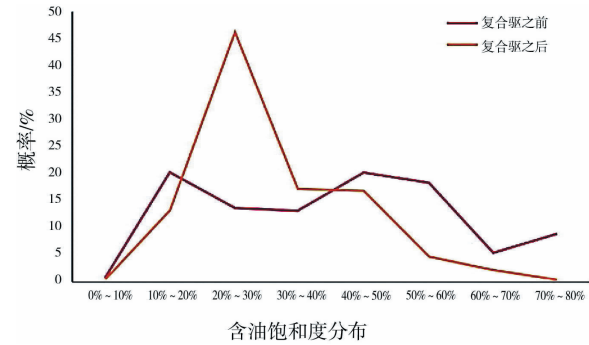


图4 三元复合驱前后剩余油饱和度分布概率

通过对比剩余油饱和度中值区 ( $20\% \leq S_{or} \leq 30\%$ )、低值区 ( $S_{or} < 20\%$ ) 和高值区 ( $S_{or} > 30\%$ ) 在不同渗透率范围内的概率分布 (见图5) 可知, 剩余油饱和度与渗透率之间并不存在明显的负相关性。在中高渗范围内, 仍存在较大比例的剩余油饱和度高值, 即受内部压力势能差异分布的影响, 驱油剂在地下的流动路径较为复杂, 在中高渗部位存在绕流区, 导致驱替效果差。这种绕流区的分布特征是特高含水阶段剩余油挖潜过程中必须要解决的问题。

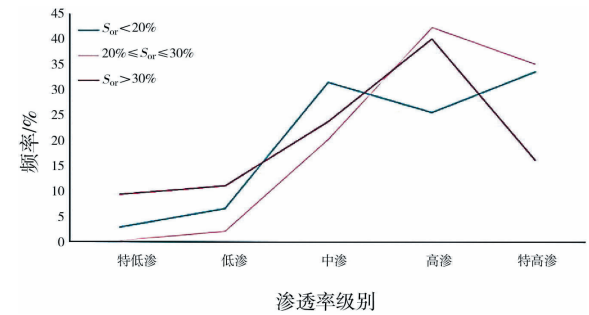


图5 复合驱后各渗透段内剩余油饱和度分布概率

4.2 五点式井网内剩余油饱和度差异性变化形成机理

选择2015年底所钻5口取心井相邻位置处的2008年的取心井和其他当年新钻的非取心井进行对比, 结合五点式三元复合驱井网, 将取心井在井网内的位置分为靠近注水井、靠近采油井、注采井间位置和注水井间位置共4种类型, 对比每一类型下复合驱前后含油饱和度垂向分布曲线及其变化幅度, 结果如表2所示。该单砂体由具有不同物性特征的渗流段垂向组合而成, 驱油剂在不同位置处的渗流能力差异导致驱替程度不同, 表现为复合驱后剩余油饱和度垂向分布呈锯齿状<sup>[16-17]</sup>, 且井网内不同位置处的剩余油饱和度变化程度存在明显差异。

驱油剂在靠近注水井位置与岩石和流体反应后被稀释和破坏的程度最小, 不同组分的协同作用最强, 该位置最早出现油相渗流能力提高、水相渗流能力降低, 水油流度比最早开始下降, 此时, 驱油剂不仅对中低水淹位置的剩余油产生作用, 还可以使水驱后高水淹位置的残余油实现可动化。且注入压力形成的生产压差对储层产生强烈冲刷作用, 故该位置的洗油效果最明显。统计数据显示该位置三元复合驱前后的剩余油饱和度平均值由47.6%变为24.2%, 下降幅度达到49.1%。

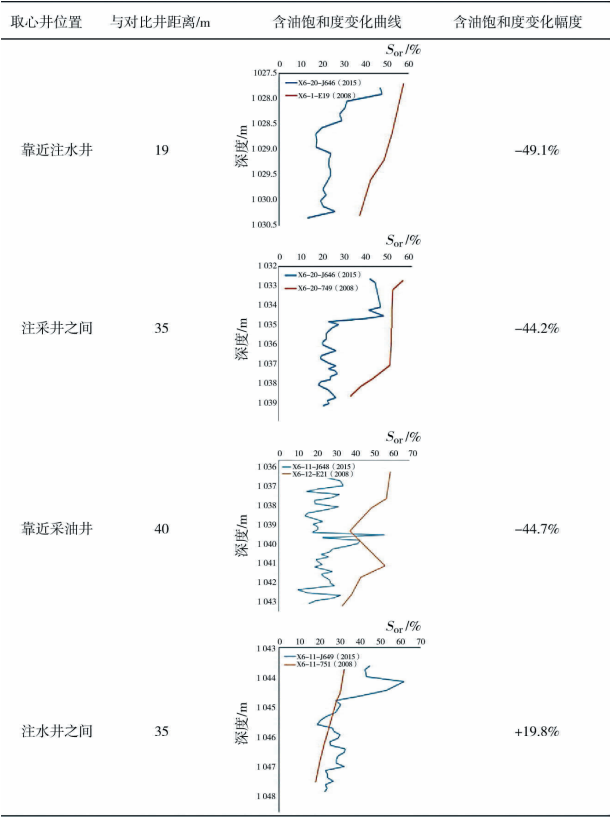
驱油剂在生产压差的作用下向采油井推进, 在远离注水井的过程中部分高黏度的聚合物在孔隙中产生滞留, 改变了液流方向。同时碱液及表面活性剂在被颗粒吸附及地层水稀释后, 浓度降低, 三组分的协同作用减弱。且流动阻力的存在使生产压差降低, 故在注采井间位置驱油剂的驱替程度随着远离注水井位置的增加而降低。经过复合驱后的剩余油饱和度平均值由47.3%下降为26.4%, 下降幅度达到44.2%。由于驱油剂在推进过程中受重力的影响, 导致其流动前缘呈抛物线形态<sup>[18-19]</sup>, 在注入压力一定的情况下, 随着与注水井间距离的增加, 驱油剂前缘偏离初始高度的距离增大, 从而在注采井间砂体中上部存在驱油剂注入倍数较小的弱水洗区<sup>[20-21]</sup>。注入倍数越小, 驱替效果越差, 导致剩余油饱和度偏高, 故砂体中上部的下降幅度远低于中下部。

采油井位置为井组范围内的核心泄压区, 当砂体全部射开时, 流体在油井周围形成径向流。由于地层压力在传导过程中因孔隙结构复杂而形成耗损, 距离采油井越近, 生产压差越大, 因此驱油剂作用越明显。与其他位置相比, 剩余油饱和度在顶部呈相对高值的现象不明显, 砂体上下位置的含油饱和度均明显降低。结果显示复合驱后的剩余油饱和度平均值由47.4%下降到26.2%, 下降幅度达到44.7%。

中高渗储层具有较强的压力传导能力, 150 m 井距条件下, 注水井排之间易于形成压力相对平衡区<sup>[22-23]</sup>。在该平衡区内, 流体因缺少压差驱动而造成滞留, 即井间干扰使驱油剂在平面上形成局部绕流, 导致驱油剂在该位置的波及程度低, 冲刷程度弱, 驱替效率差。复合驱后的剩余油饱和度不降反增, 其平均值由24.7%升高为29.6%, 增加幅度达到19.8%。因此, 在中高渗储层的密井网条件下,

需要考虑井间干扰对驱油剂流动路径的影响。

表2 复合驱前后取心井处含油饱和度变化



5 结论

(1) 三元复合驱开发方式因驱油剂特殊的流体化学性质,具有明显的改善开发效果的作用,在驱油剂见效阶段,区域含水率曲线下降幅度平均可达33.8%,持续时间接近3年。

(2) 三元复合驱后的剩余油饱和度数值区间分布更为集中,其高值分布区受驱油剂渗流路径的控制,该渗流路径受重力场及压力场的综合影响。

(3) 中高渗砂体连片分布的五点式井组内部含油饱和度的变化程度在靠近注水井位置处最大,在注采井间位置及靠近采油井位置的变化程度接近,在注水井排间的变化程度最小。

(4) 驱油剂在注水井排间的驱替程度最低,在实际生产中可通过调整井排间的注入压力以改变压力场的分布,从而增大驱油剂的波及范围。

参考文献:

[1] HU Guo, LI Yiqiang, WANG Fuyong, et al. ASP flooding: theory and practice progress in China [J]. Journal of Chemistry, 2017: 1-18.

[2] WUNNIK J V, ARKESTEIJN F, BOUWMEESTER R, et al. Alkaline/surfactant/polymer flood: from the laboratory

to the field[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2011.

[3] WANG Demin, ZHANG Zhenhua, CHENG Jiecheng, et al. Pilot tests of alkaline/surfactant/polymer flooding in Daqing Oilfield [J]. SPE Reservoir Engineering, 1997, 12(4):229-233.

[4] LIU Shunhua, MILLER C A, LI R F, et al. Alkaline/surfactant/polymer processes: wide range of conditions for good recovery[J]. SPE Journal, 2010, 15(02):282-293.

[5] SHARMA A, AZIZI-YARAND A, CLARTON B, et al. The design and execution of an alkaline/surfactant / polymer pilot test [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2013, 16(4):423-431.

[6] 程杰成,王庆国,王俊,等.强碱三元复合驱钙、硅垢沉积模型及结垢预测[J].石油学报,2016,37(5):653-659. DOI:10.7623/syxb201605009.

[7] 孙龙德,伍晓林,周万富,等.大庆油田化学驱提高采收率技术[J].石油勘探与开发,2018,45(4):636-645.

[8] 赵长久,鹿守亮,李新峰. 极限含水条件下三元复合驱及聚合物驱提高采收率效果分析[J].石油勘探与开发,2007,34(3):354-358.

[9] 聂春林. 大庆油田三元复合驱注入压力变化规律及预测[J]. 特种油气藏,2017,24(1):115-118.

[10] 何金钢,宋考平,康少东,等. 大庆油区强碱三元复合驱后储层孔喉结构变化[J]. 油气地质与采收率, 2015,22(4):97-102, 108.

[11] 刘刚,侯吉瑞,李秋言,等. 二类油层中三元复合驱体系的损耗及有效作用距离[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2015,39(6):171-177.

[12] 李宏伟,袁士义,朱怡翔,等. 河流相地层相分异与沉积物体积分配规律[J].石油与天然气地质,2005, 26(3):356-360.

[13] 吕端川,林承焰,任丽华,等.杏六区东部分流河道砂体渗流单元组合及水淹模式[J]. 岩性油气藏,2018, 30(5):103-108.

[14] ZHAO Xiucui, MARTIN J B, JUN Yao. Pore-scale modeling: effects of wettability on waterflood oil recovery[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2010, 71(3/4): 169-178.

[15] MEHRANFAR A, GHAZANFARI M H. Investigation of the microscopic displacement mechanisms and macroscopic behavior of alkaline flooding at different wettability conditions in shaly glass micromodels[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2014, 122: 595-615.

[16] 胡世莱,李继强,戚志林,等. 基于相渗曲线的油藏注入水利用状况评价方法[J]. 大庆石油地质与开发,2017,36(4):52-57.

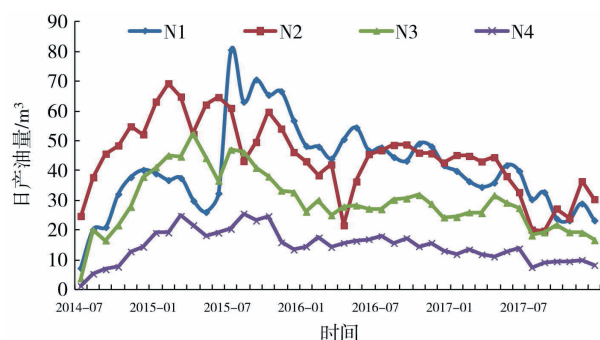


图12 4口调整井的日产油量曲线

## 4 结语

(1)压裂充填防砂完井技术不同于应用于低渗透储层的常规压裂技术,将压裂与机械防砂相结合,通过压裂产生短而宽的高导流能力渗流通道,砾石充填后又形成有效的防砂屏障,从而实现疏松砂岩油藏控制地层出砂及提高油井产量的目的。

(2)基于数值模拟方法对不同储层、流体及井距等条件下的压裂充填防砂增产效果进行了分析计算,其中增产效果对渗透率级差、低/高渗透层厚度比、原油黏度的变化不敏感,与储层渗透率、厚度及井距近似呈线性负相关的关系,因此对于渗透率相对较低、厚度较薄及井距较小的油井,应用压裂充填防砂技术后,增产效果会更加明显。

(3)渤海S油田的现场应用表明,压裂充填防砂技术有效提高了单井产能,该技术对疏松砂岩油藏的长期稳产具有重要意义。

## 参考文献:

- [1] 李进,许杰,龚宁,等. 渤海油田疏松砂岩储层动态出砂预测[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2019,41(1):119-128.
- [2] 房茂军,曾祥林,梁丹. 疏松砂岩油藏出砂机理微观可视化实验研究[J]. 特种油气藏,2012,19(1):98-100.
- [3] GRUBERT D M. Evolution of a hybrid fracture/gravel-pack completion: monopod platform, trading bay field, cook Inlet, alaska[R]. SPE Production Engineering, 1991, 6(4):395-398.
- [4] 曲占庆,苏程,温庆志,等. 压裂充填防砂方案参数优化设计[J]. 特种油气藏,2012,19(6):134-137.
- [5] 张启汉,张士诚,黄晓东. 端部脱砂压裂充填防砂设计及其在涩北气田的应用[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2007,31(6):55-59.
- [6] 范白涛,邓金根,林海,等. 疏松砂岩油藏压裂裂缝延伸规律数值模拟[J]. 石油钻采工艺,2018,40(5):626-632. DOI:10.13639/j.odpt.2018.05.015.
- [7] 董钊,张崇,任冠龙,等. 裂缝对压裂充填井产量的影响研究与应用[J]. 复杂油气藏,2016,9(3):74-79.
- [8] 刘燕. 压裂充填防砂工艺在胜利油田的应用[J]. 断块油气田,2003,10(2):67-69.
- [9] 谭章龙,司念亭,李贵川,等. 大斜度井压裂充填防砂工艺研究与实践——以南堡35-2油田Ax井为例[J]. 中国海上油气,2011,23(1):46-49.
- [10] 卞晓冰,张士诚,王雷. 海上疏松砂岩稠油油藏压裂充填优化设计[J]. 油气井测试,2012,21(1):39-41.

(编辑 韩 枫)

(上接第 56 页)

- [17] SHAHVERDI H, SOHRABI M, FATEMI S M. Relative permeability characterization for water-alternating-gas (WAG) injection in oil reservoirs [C]. Offshore Europe; the next 50 years: proceedings: 3-6th September 2013, Aberdeen, UK. 2013:1-12.
- [18] 刘智颖,彭文耀,章成广. 重力作用下轴对称非稳态渗流压强场的解析解[J]. 厦门大学学报(自然科学版),2018,57(2):243-250.
- [19] VORONIAK A, BRYAN J L, HEJAZI H, et al. Two-dimensional visualization of heavy oil displacement mechanism during chemical flooding [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2016.
- [20] 薛江堂,刘珍,薛龙龙,等. 水驱开发油藏高含水期驱替程度和波及系数变化规律[J]. 新疆石油地质,2018,39(5):573-577.
- [21] 王东琪,殷代印. 水驱油藏相对渗透率曲线经验公式研究[J]. 岩性油气藏,2017,29(3):159-164.
- [22] 王硕亮,李垚,霍俊洲. 注采井间压力梯度计算与顶替段塞长度优化[J]. 油气地质与采收率,2014,21(4):101-103.
- [23] 包志晶. 注采井间压力计算模型及应用[J]. 大庆石油地质与开发,2016,35(1):58-61.

(编辑 谢 葵)