西南石油大学学报(自然科学版)
2022 年 2 月 第 44 卷 第 1 期
Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition)
Vol. 44 No. 1 Feb. 2022

DOI：10.11885/j.issn.1674−5086.2020.06.01.01
文章编号：1674−5086(2022)01−0113−08
中图分类号：TE343
文献标志码：A

次生底水油藏的三元复合驱替特征及影响因素

吕端川[1,2,3]，林承焰[2,3]，任丽华[2,3]*，宋金鹏[1]

1. 中国石油塔里木油田分公司，新疆 库尔勒 841000
2. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院，山东 青岛 266580
3. 山东省油藏地质重点实验室，山东 青岛 266580

摘　要：原生整装油藏经过长期注水开发后，逐渐演化为次生底水油藏。次生底水油藏的剩余油类型包括中上部的弱动用可动剩余油、中下部水驱绕流式可动剩余油和高水淹区的水驱后残余油。对该类型油藏开展三元复合驱以进行挖潜。利用油井生产数据，将三元复合驱替历史分为驱油剂的受效前期、持续受效期和受效后期 3 个阶段，确定驱油剂持续受效期时间跨度。利用驱替特征曲线定量化确定各井在驱油剂持续受效期的驱替能力，同时分析了影响驱替效果的工程和地质及化学因素。结果表明，次生底水油藏的三元复合驱开发特征与常规底水油藏开发明显不同，而工程和地质因素对该两种油藏类型生产特征的影响作用是相似的。驱油剂中的聚合物组分对整个开发历史的油水渗流具有重要的影响。

关键词：次生底水油藏；三元复合驱；驱替特征曲线；化学封堵；剩余油；水淹

ASP Flooding Characteristics and Influencing Factors of Secondary Bottom Water Reservoirs

LÜ Duanchuan[1,2,3], LIN Chengyan[2,3], REN Lihua[2,3*], SONG Jinpeng[1]

1. PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang 841000, China
2. School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao, Shandong 266580, China
3. Shandong Provincial Key Laboratory of Reservoir Geology, Qingdao, Shandong 266580, China

Abstract: After long-term water-flooding extraction, primary integrated reservoir gradually evolves into secondary bottom water reservoir, and its remaining oil can be categorized as the weakly movable remaining oil in the upper-middle part, the by-passed movable remaining oil in the lower middle part, and the residual oil after water flooding in the high water flooded area. The tapping potential of such oil reservoir is exploited with ASP flooding. Based on the production data, the ASP flooding history is divided into three stages, namely the pre-effective stage, sustained effective stage, and the post-effective stage, and the time span of sustained effective stage is calculated. With quantified displacement characteristic curve, displacement capacities of wells in the sustained effective stage are calculated. Also, engineering, geographical, and chemical factors that affect the displacement effect are analyzed. The results show that the development characteristics of APS flooding in secondary bottom water reservoir differ considerably from those of conventional bottom water reservoirs, while the engineering and geographical factors have similar effects on these two reservoirs. The polymer components in oil displacement agents play an important part in oil-water seepage throughout the development history.

Keywords: secondary bottom water reservoir; ASP flooding; displacement characteristic curve; chemical plugging; remaining oil; water-out

网络出版地址：http://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1718.TE.20211229.1420.002.html

吕端川，林承焰，任丽华，等. 次生底水油藏的三元复合驱替特征及影响因素[J]. 西南石油大学学报(自然科学版)，2022，44(1)：113−120.
LÜ Duanchuan, LIN Chengyan, REN Lihua, et al. ASP Flooding Characteristics and Influencing Factors of Secondary Bottom Water Reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2022, 44(1): 113–120.

* **收稿日期**：2020−06−01　　**网络出版时间**：2021−12−30
通信作者：任丽华，E-mail：rlh_79@163.com
基金项目：国家科技重大专项(2016ZX05054012，2017ZX05009001)

引 言

具有正韵律沉积储层类型的原生整装油藏在经过长期注水开发之后，多表现为砂体中下部高度水淹，可动剩余油在中上部富集的特征[1-2]。与油井控制范围内低水淹位置相比，油井井筒周围高水淹位置处水油流度差异更严重，水相渗流能力高于油相渗流能力，导致油井生产呈高产液量、高含水率的“双高”现象，油田开发逐渐进入高含水或特高含水阶段[3-4]，当油井产水率接近其经济临界值时，则意味着水驱阶段的结束。原生整装油藏不发育底水，原油在注入水的推动下朝采油井方向渗流。由于水驱阶段的洗油效率低，导致原生整装油藏水淹层内存在一定量的水驱后残余油。同时注采井间所形成的无效循环通道，造成大范围的可动储量因注入水绕流而无法采出。为了挖潜水驱后剩余储量，目前多个油田进入了以化学驱为主的三次采油阶段[5-7]。通过降低油水界面张力，以提高驱油剂的洗油效率[8]。通过降低水淹范围内水相的渗流能力，改变液流方向，以扩大驱油剂的波及系数，从而增加原油采出程度[9]。砂体中下部普遍高水淹的原生整装油藏可视为次生底水油藏。与原生底水油藏在油水界面以下部位为纯水层不同，次生底水油藏中下部仍具有开发潜力，因此，选择全井段射孔有利于增加该类型储量的动用程度。三元复合驱作为化学驱类型之一，在 1988 年被引入国内，之后的较长一段时间内处于实验室测试和矿区试验阶段，不同驱油剂组分比例以及与地层水的配伍程度决定了其洗油效率的差异，进而决定了化学驱挖潜能力的大小不同[10-11]。目前，针对三元复合驱的文献大多侧重于驱油剂各组分的驱油机理和驱油剂与储层反应造成储层物性变化以及结垢现象[12-14]，而对油井生产特征的文献则集中于对生产现象，如注入压力、吸水指数、累计产油及产水量数据等参数进行逐项表征[15-17]，但是并未针对油井不同生产阶段的驱替特征进行分析。而准确确定化学驱阶段的驱替特征是评价其挖潜效果的重要前提，也是油藏精细研究的重要内容，通过本次对三元复合驱阶段生产井的分析，以期对同类型油藏的化学驱开发提供借鉴。

1 研究区概况

研究区位于杏树岗油田杏六区东部 I 区块，面积约 1.2 km^2，构造位于大庆长垣宽缓翼部，地层平缓，无断裂发育。主力产油层为葡萄花油层，其中 PI33 单砂体大面积连片分布，该单砂体属于浅水三角洲平原内低弯度曲流型分流河道沉积，砂体平均厚 6.2 m，有效厚度为 4.5 m。砂体埋深约 940 m，成岩作用较弱，孔隙度平均为 28.7%，渗透率平均为 556 mD，呈中高孔中高渗储层特征，其地层发育系数最高。研究区成藏条件良好，投产初期为整装油藏，束缚水饱和度为 21.3%。1968 年以水驱方式进行投产，2007 年底的区域产水率接近 98%，即处于水驱产水率的经济临界值，意味着水驱开发已处于注入水的无效循环阶段，此时采出程度为 47.8%。为了对剩余油进行挖潜，2007 年底开始部署规则五点式三元复合驱井网，根据新钻井资料，发现该单砂体内平均 77.5% 的厚度为中—高水淹，4.2% 的厚度为未水淹。该单砂体开发井网分布如图 1 所示。

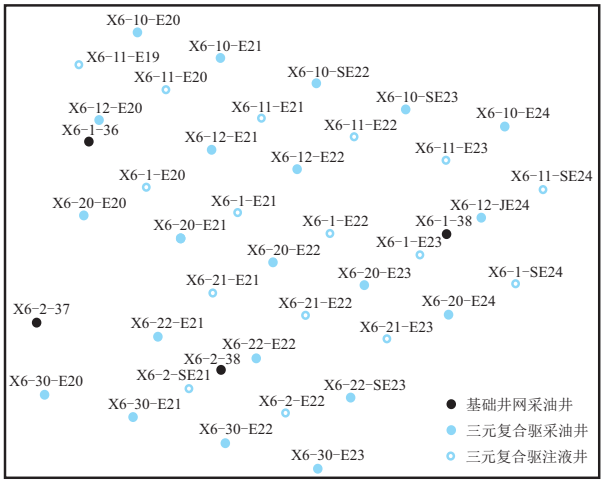


图 1 PI33 单砂体井网分布图

Fig. 1 Well pattern distribution of PI33 single sand body

2 次生底水油藏特征

2.1 次生底水油藏的形成过程

次生底水油藏是正韵律沉积砂体的原生整装油藏在长期的注水开发过程中逐渐演化而成的，其内部的油水分布形式与原生底水油藏具有明显不同，如图 2 所示。

原生底水油藏在油水界面以下为纯水层，该位置的颗粒为强亲水性，不具有油气开发潜力，故该类型油藏的开发目的层段为油水界面以上位置。原生整装油藏内部的水相为束缚水，主要存在于颗粒

接触部位的角隅，或者微细孔隙中。成藏后砂体呈强亲油性，岩石颗粒被油膜覆盖。注水开发后，注入水作为非润湿相，在注入压力的作用下首先在孔喉中部流动，对油相进行非活塞式驱替。随着注水时间的增加，在注入水的渗流通道内，颗粒表面油膜逐渐变薄，局部位置出现润湿性反转，此后由非活塞式驱油变为活塞式驱油[18]。注入水在井筒周围呈平面径向流，储层物性受沉积过程的控制而呈非均质分布，局部高渗位置压力传导能力高于低渗位置，因此，垂向上不同位置的吸水能力差异明显，尤其对于正韵律沉积砂体来说，其底部高渗部位是注入水优先通过的位置。结合重力的影响，注入水在推进一段距离后逐渐向砂体底部汇聚，从而导致砂体中下部水洗程度高于中上部。砂体经过注入水的长期冲刷后，内部的孔渗物性已发生变化[19]。由于部分黏土矿物遇水发生膨胀，在较高的注入压力作用下首先被冲散。固结程度较弱的颗粒也会被带出，严重情况下会导致油井出砂，降低泵效。由于砂体平面的非均质性，注入水在低渗部位形成绕流，而高渗部分持续遭受冲刷，该位置孔隙度增大，渗透率升高，逐渐在注采井间形成注入水的无效循环通道，导致局部绕流式剩余油无法被采出[20]。注入水的无效循环限制了注入水波及范围的增加，使生产井产水率呈持续高值，降低了生产效率。因此，注入水的不均匀渗流最终导致了无明显油水界面的次生底水油藏的形成。

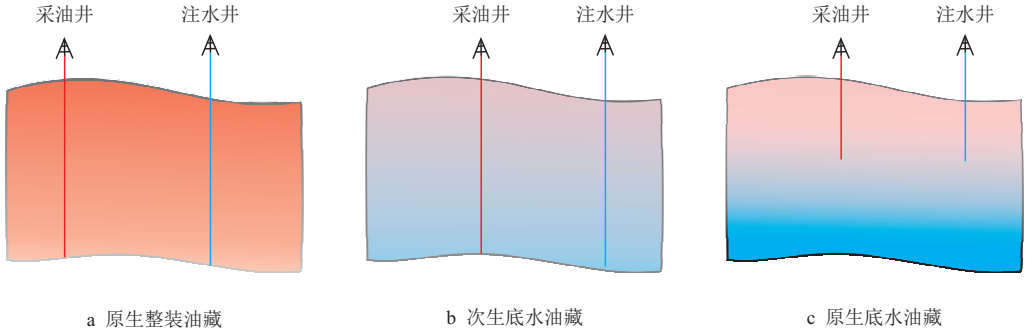


图 2　原生整装油藏、次生底水油藏及原生底水油藏示意图

Fig. 2　Schematic diagram of primary integrated reservoir, secondary bottom water reservoir and bottom water reservoir

2.2 次生底水油藏三元复合驱生产特征

三元复合驱在次生底水油藏的开发过程中，其聚合物主要成分为聚丙烯酰胺，在溶于水后可形成高黏度的驱油剂，其推进前缘作为稳定的抑水遮挡层既能够在平面上防止驱油剂的指进，使其进入水驱绕流区，对可动剩余油进行驱替，又能够在垂向上有效延缓水锥的形成。表面活性剂能够使油水界面张力降为原来的千分之一，能够实现残余油的可动化，也使可动油更易于驱替。碱液与原油结合形成的皂化物既能够使原油乳化，也能够降低油水界面张力，在一定程度上可减少表面活性剂的用量，达到降低开发成本的目的[21]。在注采井连线方向上，三元复合驱不同驱油剂组分在渗流过程中的耗损程度不同，其各组分的推进距离存在明显的色谱分离现象[22]。表面活性剂在储层中因吸附作用、离子交换作用等因素影响导致其推进距离较小，而具有抗剪性能的聚合物能够推进到距水井较远的位置，碱液的推进距离处于两者之间，且与地层中酸性组分的化学反应导致其作用范围受限，影响驱油效果。在生产过程中，驱油剂的耗损程度也会在油井的生产特征上有所反映。

2.2.1　三元复合驱生产阶段划分

油井产水率是表征油井生产情况的重要参数，其本质是油井附近油水两相渗流差异的反映。由于三元复合驱井网的大多数井将该单砂体全部射开，则次生底水，即早期的注入水会优先进入井筒，使油井呈较高的产水率。随着驱油剂的不断推进，不同组分开始逐渐发挥作用，在聚合物降低水相渗透率的同时，碱液及表面活性剂降低了油水界面张力，大大提高了原油的渗流能力，同时由于驱油剂在压差作用下进入水驱未波及区域内，油相被驱出，油井产水率迅速下降。而随着表面活性剂及碱液的耗损，聚合物分子链的分解破坏，各组分协同作用减弱，产水率又恢复至高值，此时表示化学驱阶段的结束。

以该研究区为例，其区域平均产水率变化如图3所示，设置产水率为 90% 作为划分三元复合驱不同生产阶段的节点，将油井投产后至产水率首次降低

至 90% 的时间段作为驱油剂受效前期，将产水率持续在 90% 以下的时间段作为驱油剂持续受效期，将产水率恢复至 90% 后的时间段作为驱油剂受效后期。根据不同油井的生产情况，产水率曲线在持续受效阶段表现为非对称的 V 字形或 U 字形，在受效前期和受效后期均表现为伴随小幅度波动的连续曲线，完全不同于常规底水油藏开发过程中产水率随着底水锥进而迅速单调升高的趋势。驱油剂持续受效期时间跨度能够表示驱油剂各组分协同作用的稳定程度。

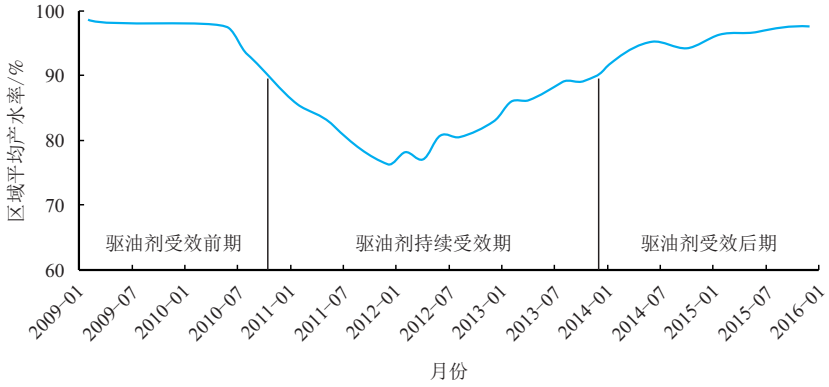


图 3 区域平均产水率及化学驱替不同阶段

Fig. 3 Regional average water production rate and different stages of chemical displacement

油井产水率在驱油剂受效前期虽略有下降，但仍呈高值，表示注水井投产初期的驱油剂还未明显影响油井周围的流体渗流。驱油剂持续受效期可分为产水率下降阶段和恢复阶段。在产水率下降阶段，驱油剂的降水增油效果明显，产水率的迅速下降表示此时采油井附近的可动剩余油在生产压差的驱动下已大量进入井筒。在产水率恢复阶段，受地下生产压差及流体剪切作用的综合影响，聚合物分子的稳定性变差，同时由于碱液和表面活性剂的耗损，洗油效率逐渐变差。且驱油剂波及范围的提高程度减弱，油井产水率开始缓慢恢复。当驱油剂波及范围不再增加，各组分降低水油流度比的能力减弱，井筒周围水相渗透率进一步升高，产水率已恢复为高值。

2.2.2 化学驱替特征曲线

甲型驱替特征曲线能够反映累计产水量和累计产油量的关系，根据式(1)可推导出式(2)，其中，$1/B$ 表示累计产水量升高 10 倍所对应的产油量[23]，该系数能够反映驱油剂的驱替能力，将其应用于化学驱的持续受效期，则能够定量化表征驱油剂在该阶段的驱替效果。该值越大，说明驱油剂不同组分之间的协同作用越强，驱油效果越好。

$$\ln W_p = A + BN_p \tag{1}$$

$$N_p = \frac{1}{B}\ln W_p - \frac{A}{B} \tag{2}$$

式中：W_p—累计产水量，m^3；

N_p—累计产油量，m^3；

A—系数，无因次；

B—系数，m^{-3}。

井筒周围油水两相的渗流差异变化既表现在产水率上，也表现在驱替特征曲线上。X6–20–E22 井的驱替特征曲线见图 4，其驱替特征曲线呈明显的三段式。

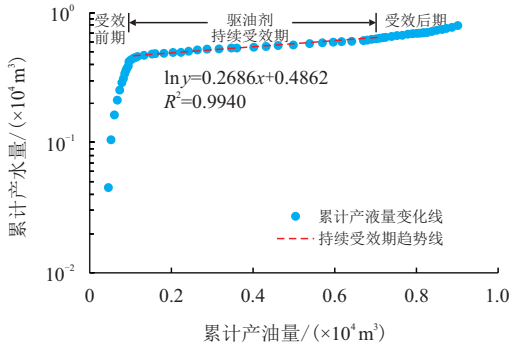


图 4 X6–20–E22 井驱替特征曲线

Fig. 4 Displacement characteristic curve of Well X6–20–E22

驱油剂的受效前期和后期，井筒周围水油流度差异造成单井产水量远高于产油量，表现为较高的曲线斜率，在该阶段驱油剂的稳水增油能力较低。在驱油剂持续受效期内，油井附近水相的流动能力受聚合物影响而降低，同时，大量可动油稳定进入油筒，驱替特征曲线表现出较为平直的现象，累计产水量与累计产油量之间呈函数关系，其斜率可反映驱油剂稳水增油的能力。因此，利用驱油剂持续受效

期的生产数据确定驱油剂的驱替能力是合理的。

3 次生底水油藏三元复合驱开发的影响因素

研究区内该次生底水油藏的砂体渗透率垂向上呈典型的正韵律分布，且平均 50.7% 的厚度呈高水淹，所以影响该类油藏的开发因素部分与常规底水油藏的相似，部分为三元复合驱开发方式所特有。

3.1 地质因素

次生底水油藏虽无明显的油水界面，但测试数据均显示大部分井的高水淹位置在砂体的中下部。因此，在开发过程中油井周围会形成水锥，降低油井的开发效果，而夹层的存在一方面可以克服重力对驱油剂的影响，扩大平面推进的范围，另一方面可以延缓水锥的突破时间，有利于增强挖潜效果。以 X6–10–E21 井和 X6–12–E20 井为例（图 5），投产初期测试结果显示，两口油井位置的平均含油饱和度分别为 33.2% 和 43.0%。因为 X6–12–E20 井发育厚 0.5 m 的夹层，其驱油剂持续受效期长达 31 个月，在持续受效期内参数 $1/B$ 为 1.4。而 X6–10–E21井持续受效期仅 19 个月。且在持续受效期内 $1/B$ 为 0.93。可见，注采井间所存在的稳定夹层有利于提高开发程度。

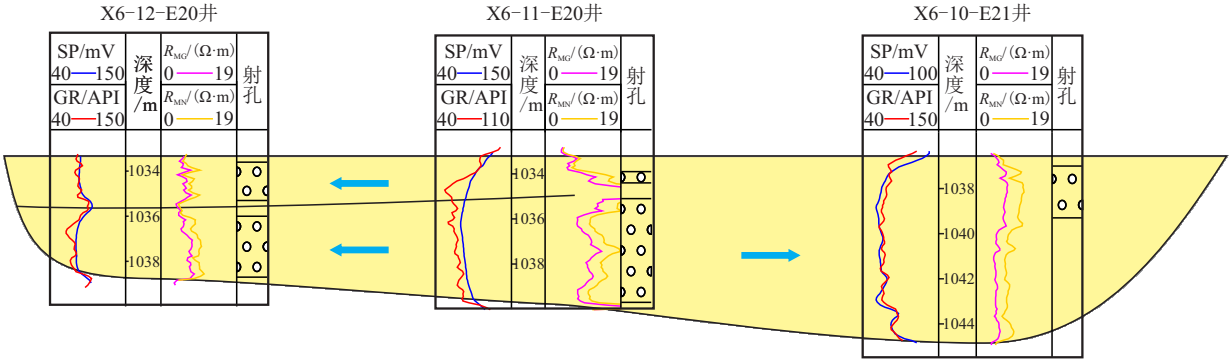
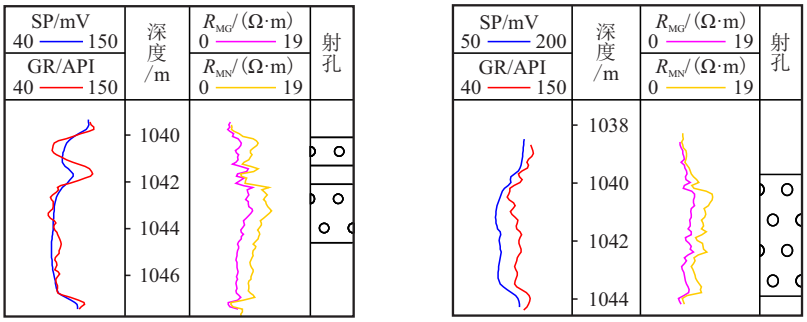


图 5　注采井间稳定的夹层分布对油井开发的影响示意图

Fig. 5　The effect of continuous inter-layer between injection and production wells on oil wells development

3.2 工程因素

次生底水油藏的中上部为剩余油相对富集的部位，当油井仅在砂体中上部位置射孔时，油井底部流体以球面向心流的方式进入井筒，砂体底部高水淹位置的水相在投产初期不会被大量采出，能够缓解水锥的快速形成。而当砂体全部射孔时，油井周围流体以平面径向流的方式进入井筒，在驱油剂推进到油井控制范围之前，砂体高水淹部位的水相可直接被大量采出，油井产水率呈高值的持续时间较长。以 X6–20–E22 井为例，如图 6a 所示，该油井只射开了 PI33 砂体的中上部，其在驱油剂持续受效期的 $1/B$ 为 3.84。其他将 PI33 全部射开的油井的该参数平均值仅为 1.1，因此，在不同射孔方式下，油井的生产效果差异明显，油井位置在砂体中上部进行射孔能够有效加强驱油剂的持续受效作用。



a X6–20–E22井　　b X6–30–E21井

图 6　工程因素影响油井生产的典型井

Fig. 6　Typical wells with production characteristics affected by engineering factors

注液井将驱油剂注入储层之后，驱油剂与储层内部流体及颗粒之间存在一系列复杂的物理化学反应，驱油剂组分不断耗损，驱油剂离子浓度降低，其堵水效果减弱、洗油效率变差，因此，化学驱的开发过程具有一定的时效性。若油井因为工程原因而长期处于关井维修状态，当其恢复生产时，其挖潜效果将低于其余稳定生产的油井。如图 6b 所示，以 X6–30–E21 井为例，该井的有效厚度 3.2 m，渗透率为 380 mD，含油饱和度为 46.5%，但是其在 2009 年 10 月开始持续关井 16 个月进行维修，在恢复正常生产后，已错过驱油剂的有效作用期，导致其产水率低于 90% 的状态仅维持两个月后即恢复到高值。其他正常生产的油井产水率低于 90% 的状态平均可持续 26.3 个月，因此，在化学驱生产阶段，维持油井稳定的生产条件是非常必要的。

3.3 化学因素

与常规底水油藏开发中遇到的问题类似，次生底水油藏的开发也面临着水体锥进的影响。而三元复合驱中的聚合物主要作用是增加水的黏度，降低水相渗流能力，改善水油流度比。通过油井产出液中聚合物特征的分析，整个三元复合驱受效阶段均处于聚合物分子的稳定阶段。对各油井的生产效果根据聚合物峰值出现在驱油剂持续受效期和受效后期进行分类统计，计算其平均值，结果如图 7 所示。

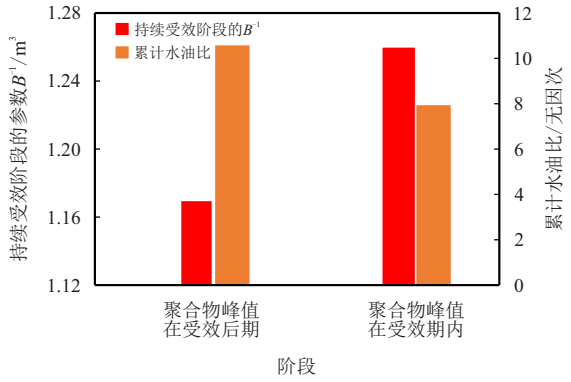


图 7 化学因素影响油井的生产特征

Fig. 7 Production characteristics affected by chemical factors

当聚合物峰值在持续受效期内出现时，各油井在驱油剂持续受效阶段的参数 $1/B$ 平均为 1.26，累计水油比为 7.97。当聚合物峰值在受效后期出现时，各油井的参数 $1/B$ 平均为 1.17，累计水油比为 10.63。因此，两组数据中反映持续受效期洗油效率的参数 $1/B$ 差别不大，但对于整个化学驱过程来说，当聚合物浓度峰值越早出现，其对水相渗流的影响越大，越有利降低累计水油比，提高剩余油动用程度。

与常规水驱开发相比，三元复合驱油剂的驱替效果受井组范围内砂体物性发育程度的影响更为明显。在次生底水油藏形成时，储层内部存在注入水的无效循环通道。三元复合驱油剂中的聚合物通过对该高渗通道进行封堵达到扩大波及体积的目的。因此，在井组内部该类型通道越发育，所需封堵的强度也越大，驱油剂波及范围增加的幅度也越低，驱油剂持续受效期变短，影响其挖潜效果。同时，砂体层内非均质性对高黏度驱油剂的渗流影响程度更明显，在微观角度来看，高分子聚合物溶液的临界渗流喉道半径要高于水驱过程中水相的临界渗流喉道半径，所以，在三元复合驱阶段，驱油剂与砂体性质匹配程度的高低影响着驱油剂的开发效果。当驱油剂性质与砂体性质匹配性越高，复合驱油剂各组分的耗损程度越低，驱油剂的开发效果越好。

4 结 论

(1) 由原生整装油藏演化而来的次生底水油藏内部原油赋存形式包括砂体中上部的弱动用可动剩余油、水驱绕流式可动剩余油和高水淹区的残余油。其开发方式及生产特征与常规底水油藏不同。

(2) 次生底水油藏的化学驱挖潜机理是通过降低水相渗透率，封堵高渗通道以扩大波及体积，驱替弱动用可动剩余油及绕流式可动剩余油。降低油水界面张力，以增加洗油效率，使水驱后残余油可动化。

(3) 次生底水油藏在以三元复合驱方式开发时，可结合油井所在位置砂体的内部结构开展后续射孔，以达到对次生底水的抑制作用。同时，在驱油剂持续受效期内维持稳定的生产条件，以获得较好的驱替效果。

(4) 聚合物的稳定性对次生底水油藏的三元复合驱挖潜具有重要意义，聚合物浓度峰值越早到达油井位置，越有利于降低整个三元复合驱开发过程中的水相流动，降低油井的累计产水比例。

参考文献

[1] 林承焰，孙廷彬，董春梅，等. 基于单砂体的特高含水期剩余油精细表征[J]. 石油学报，2013，34(6)：1131−1136. doi：10.7623/syxb201306012

LIN Chengyan, SUN Tingbin, DONG Chunmei, et al. Fine characterization of remaining oil based on a single sand body in the high water cut period[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(6): 1131–1136. doi: 10.7623/syxb201306012

[2] SUN Mengsi, LIU Chiyang, FENG Congjun, et al. Main controlling factors and predictive models for the study of the characteristics of remaining oil distribution during the high water-cut stage in Fuyu Oilfield, Songliao Basin, China[J]. Energy Exploration & Exploitation, 2018, 36(1): 97–113. doi: 10.1177/0144598717735212

[3] LI Xiongyan, QIN Ruibao, GAO Yunfeng, et al. Well logging evaluation of water-flooded layers and distribution rule of remaining oil in marine sandstone reservoirs of the M Oilfield in the Pearl River Mouth Basin[J]. Journal of Geophysics and Engineering, 2017, 14: 283–291. doi: 10.1088/1742-2140/aa576b

[4] 李琛，李光华，朱思静，等. 基于岩心录井的砂砾岩储层优势渗流通道识别与预测——以准噶尔盆地东部滴 20 井区为例[J]. 石油天然气学报，2017，39(5)：229−237. doi：10.12677/jogt.2017.395088
LI Chen, LI Ghuanghua, ZHU Sijing, et al. Dominant flow pass identification and prediction of glutinite reservoirs based on core logging—A case study of Well Block Di 20 in Junggar Basin[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2017, 39(5): 229–237. doi: 10.12677/jogt.2017.395088

[5] AYIRALA S C, YOUSEF A A. A state-of-the-art review to develop injection-water-chemistry requirement guidelines for IOR/EOR projects[C]. SPE 169048-PA, 2015. doi: 10.2118/169048-PA

[6] QI P, EHRENFRIED D H, KOH H, et al. Reduction of residual oil saturation in sandstone cores by use of viscoelastic polymers[C]. SPE 179689-PA, 2016. doi: 10.2118/179689-PA

[7] TAVASSOLI S, POPE G A, SEPEHRNOORI K. Investigation and optimization of the effects of geologic parameters on the performance of gravity-stable surfactant floods[C]. SPE 178915-MS, 2015. doi: 10.4043/25993-MS

[8] GHOSH S, JOHNS R T. An equation-of-state model to predict surfactant/oil/brine-phase behavior[C]. SPE 170927-PA, 2016. doi: 10.2118/170927-PA

[9] GUO Hu, LI Yiqiang, WANG Fuyong, et al. ASP flooding: Theory and practice progress in China[J]. Journal of Chemistry, 2017: 1–18. doi: 10.1155/2017/8509563

[10] 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. doi：10.11698/PED.2018.04.09
SUN Longde, WU Xiaolin, ZHOU Wanfu, et al, Technologies of enhancing oil recovery by chemical flooding in Daqing Oilfield, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 636–645. doi: 10.11698/PED.2018.04.09

[11] BRYANT S L, RABAIOLI M R, LOCKHART T P. Influence of syneresis on permeability reduction by polymer gels[C]. SPE 35446-PA, 1996. doi: 10.2118/35446-PA

[12] 赵凤兰，李子豪，李国桥，等. 三元复合驱后关键储层特征参数实验研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版)，2016，38(5)：157−164. doi：10.11885 /j.issn.1674-5086.2015.04.03.13
ZHAO Fenglan, LI Zihao, LI Guoqiao, et al. Variation of key parameters of reservoir characteristics by ASP flooding[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2016, 38(5): 157–164. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086.2015.04.03.13

[13] 宋考平，何金钢，杨晶. 强碱三元复合驱对储层孔隙结构影响研究[J]. 中国石油大学学报(自然科学版)，2015，39(5)：164−172. doi：10.3969/j.issn.1673-5005.2015.05.023
SONG Kaoping, HE Jingang, YANG Jing. Influence of base ASP flooding on the reservoir pore structure[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(5): 164–172. doi: 10.3969/j.issn.1673-5005.2015.05.023

[14] 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
CHENG Jiecheng, WANG Qingguo, WANG Jun, et al. Ca/Si scale sedimentary model in the strong-base ASP flooding block and scaling prediction[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(5): 653–659. doi: 10.7623/syxb2016050-09

[15] 钟连彬. 大庆油田三元复合驱动态特征及其跟踪调整方法[J]. 大庆石油地质与开发，2015，34(4)：124−128. doi：10.3969/j.issn.1000-3754.2015.04.024
ZHONG Lianbin. Dynamic characteristics and tracking adjustment methods for ASP flooding in Daqing Oilfield[J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(4): 124–128. doi: 10.3969/j.issn.1000-3754.2015.04.024

[16] 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. doi：10.3969/j.issn.1006-6535.2017.01.023
NIE Chunlin. Pattern of changes in and prediction of injection pressures in ASP flooding, Daqing Oilfield[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2017, 24(1): 115–118. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2017.01.023

[17] 赵树成. 杏树岗油田厚油层顶部剩余油水平井强碱三元复合驱试验效果[J]. 大庆石油地质与开

发, 2017, 36(6): 109−114. doi: 10.19597/j.issn.1000-3754.201705056
ZHAO Shucheng. Experimental effects of the honizontal-well strong alkaline ASP flooding for the remained oil on the top of thick reservoirs of Xingshugang Oilfield[J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2017, 36(6): 109–114. doi: 10.19597/j.issn.1000-3754.20-1705056

[18] DING H, RAHMAN S. Expermental and theoretical study of wettability alteration during low salinity water flooding — An state of the art review[J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2017, 520: 622–639. doi: 10.1016/j.colsurfa.2017.02.006

[19] 蒋声东. 强碱三元复合驱后储层结构变化及结垢机理研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2015.
JIANG Shengdong. A Study on changes of reservoir construction and rules of scaling after strong base ASP flooding[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2015.

[20] YUE Ming, ZHU Weiyao, HAN Hongyan, et al. Experimental research on remaining oil distribution and recovery performances after nano-mocron polymer particles injection by direct visualization[J]. Fuel, 2018, 212: 506–514. doi: 10.1016/j.fuel.2017.10.055

[21] STOLL W M, AL SHUREQI H, FINOL J, et al. Alkaline/surfactant/polymer flood: From the laboratory to the field[C]. SPE 129164-PA, 2011. doi: 10.2118/129164-PA

[22] 刘刚, 侯吉瑞, 李秋言, 等. 二类油层中三元复合驱体系的耗损及有效作用距离[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2015, 39(6): 171−177. doi: 10.3969/j.issn.1673-5005.2015.06.023
LIU Gang, HOU Jirui, LI Qiuyan, et al. Chemicals loss and effective distance of ASP flooding in second-class oil layers[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(6): 171–177. doi: 10.3969/j.-issn.1673-5005.2015.06.023

[23] 宋兆杰, 李治平, 赖枫鹏, 等. 高含水期油田水驱特征曲线关系式的理论推导[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(2): 201−208. doi: 10.11698/PED.2013.02.09
SONG Zhaojie, LI Zhiping, LAI Fengpeng, et al. Derivation of water flooding characteristic curve for high water-cut oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(2): 201–208. doi: 10.11698/PED.2013.02.09

作者简介

吕端川, 1987 年生, 男, 汉族, 山东聊城人, 博士研究生, 主要从事特高含水油藏剩余油演化规律研究。E-mail: duan227@126.com

林承焰, 1963 年生, 男, 汉族, 福建福清人, 教授, 博士生导师, 主要从事储层地质学及油藏描述、沉积学、油气地质与勘探方面的研究工作。E-mail: lincy@upc.edu.cn

任丽华, 1979 年生, 女, 汉族, 山东东营人, 副教授, 主要从事储层地质学及油藏描述、油气地质与勘探等方面的研究工作。E-mail: rlh_79@163.com

宋金鹏, 1992 年生, 男, 汉族, 河南洛阳人, 工程师, 主要从事油气藏开发地质方面的工作。E-mail: songjp926@163.com

编 辑: 王旭东
编辑部网址: http://zk.swpuxb.com