

引用格式:张连锋,张伊琳,郭欢欢,等.近废弃油藏延长生命周期开发调整技术[J].油气藏评价与开发,2024,14(1):124-132.

ZHANG Lianfeng, ZHANG Yilin, GUO Huanhuan, et al. Development adjustment technology of extending life cycle for nearly-abandoned reservoirs[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(1): 124-132.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2024.01.017

近废弃油藏延长生命周期开发调整技术

张连锋^{1,2},张伊琳^{1,2},郭欢欢³,李洪生^{1,2},李俊杰^{1,2},梁丽梅^{1,2},李文静^{1,2},胡书奎^{1,2}

(1. 中国石化河南油田分公司勘探开发研究院,河南 南阳 473000;2. 河南省提高石油采收率重点实验室,河南 南阳 473000;3. 中国石化经纬有限公司华北测控公司,河南 郑州 450000)

摘要:针对近废弃油藏特高含水、优势通道发育、剩余油高度分散、非均质性强等主要矛盾,以双河油田北块II(2油组)4—5层系为例,采用油藏精细地质建模、数值模拟方法和微观驱替实验方法,表征了聚合物驱后油藏剩余油分布特征。聚合物驱后宏观剩余油平面上注采非主流线、主流线弱势区及注采井距较大的边部区域剩余油饱和度较高,纵向上正韵律顶部剩余油富集;微观剩余油以半束缚态为主,依据剩余油分布特征提出了非均相复合驱变流线和井网加密调整技术思路。通过井网变流线和井网加密调整,形成交错行列井网模式,流线方向转变 30° 以上,流线转向率达80%,促使剩余油有效动用。数值模拟预测该技术可提高采收率10.96%,新增可采储量 70.61×10^4 t,延长生命周期15 a,为聚合物驱后油藏大幅度提高采收率提供新的技术方法。

关键词:聚合物驱后油藏;数值模拟;剩余油;加密调整;非均相复合驱;提高采收率

中图分类号:TE319

文献标识码:A

Development adjustment technology of extending life cycle for nearly-abandoned reservoirs

ZHANG Lianfeng^{1,2}, ZHANG Yilin^{1,2}, GUO Huanhuan³, LI Hongsheng^{1,2}, LI Junjie^{1,2}, LIANG Limei^{1,2}, LI Wenjing^{1,2}, HU Shukui^{1,2}

(1. Research Institute of Exploration and Development, Sinopec Henan Oilfield Company, Nanyang, Henan 473000, China;

2. Henan Provincial Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery, Nanyang, Henan 473000, China;

3. Huabei Measurement and Control Company, Sinopec Jingwei Co, Ltd, Zhengzhou, Henan 450000, China)

Abstract: Facing the challenges of extremely high water cut, developed preferential channels, highly dispersed remaining oil, and strong heterogeneity in nearly abandoned reservoirs, the study focuses on the 4–5 layer series of the North Block II (Oil Group No. 2) in the Shuanghe Oilfield. By employing detailed reservoir geological modeling, numerical simulation methods, and microscopic displacement experiments, the distribution characteristics of remaining oil after polymer flooding were characterized. Post-polymer flooding, the remaining oil saturation is higher in areas away from the main streamlines on the macro scale, including non-mainstream areas, weak zones along main streamlines, and peripheral areas with larger injector-producer distances. Vertically, remaining oil tends to accumulate at the top of positive rhythm sequences. Microscopically, the remaining oil is primarily in the form of semi-bound state. Based on the characteristics of remaining oil distribution, a technical concept of heterogeneous composite driving and streamline well pattern densification adjustment was proposed. By adjusting the well pattern to alter streamlines, creating a staggered row and column well pattern with a change in streamline direction of over 30° and a streamline deflection rate of 80%, the effective mobilization of remaining oil is promoted. Numerical simulation predicts that this technique could increase the recovery factor by 10.96%, add 706.1 thousand tons of recoverable reserves, and extend the life cycle by 15 years. This offers a new technical approach for significantly enhancing the recovery factor of reservoirs after polymer flooding.

Keywords: reservoir after polymer flooding; numerical simulation; remaining oil; encryption adjustment; heterogeneous composite flooding; enhanced oil recovery

收稿日期:2023-06-15。

第一作者简介:张连锋(1981—),男,硕士,副研究员,从事油气田提高采收率工作。地址:河南省南阳市光武大道河南油田科研基地勘探开发研究院,邮政编码:473000。E-mail:zhlf1109@126.com

基金项目:中国石化示范工程“中高渗砂砾岩油藏聚合物驱后非均相复合驱技术”(P19007-4);中国石化重大专项“聚合物驱后油藏水驱提高采收率技术”(P16080)。

20世纪80年代以来,聚合物驱技术在胜利、大庆、克拉玛依、新疆、辽河、河南等油田开展工业化应用。聚合物驱后油藏条件更加复杂,剩余油更趋分散且普遍分布,油藏非均质性更加突出,表现出高采出程度、特高含水的开发特征。针对聚合物驱后油藏进一步提高采收率的难题,国内开展了二次聚合物驱、二元复合驱、三元复合驱、泡沫驱等技术攻关研究。室内实验、数值模拟和矿场试验均表明,聚合物驱后依靠传统的二元复合驱和三元复合驱等化学驱方式提高采收率效果不理想,难以满足进一步大幅度提高采收率的要求。非均相复合驱是近年来发展的一种新型化学驱油田体系,具有更强地扩大波及和提高驱油效率能力,在胜利油田聚合物驱后油藏应用取得了显著的效果,为聚合物驱后油藏大幅度提高采收率提供了技术借鉴^[1-3]。

河南油田聚合物驱后油藏储量为 $5\,000\times 10^4\text{t}$,采出程度为47.9%,仍具有进一步提高采收率的物质基础。与胜利油田不同,河南油田聚合物驱后油藏主要为中高渗砂砾岩油藏,面临2个主要矛盾:一是井网注采流线固定,优势通道发育,未波及剩余油,在现井网下难以动用;二是储层非均质性进一步增强,导致油藏驱替不均衡^[4-6]。因此,以双河油田北块II 4—5层系为例,采用油藏精细地质建模、数值模拟方法和微观驱替实验方法,研究了聚合物驱后油藏剩余油分布特征。在剩余油研究基础上,通过变流线井网加密调整和非均相复合驱技术的加合增效,可以有效改善聚驱后油藏开发效果,形成了具有河南油田特色的非均相复合驱大幅度提高采收率新技术^[7-8],为近废弃油藏延长生命周期开发提供新方法。

1 油藏概况

双河油田北块II 4—5层系储层属扇三角洲前缘沉积,研究区沉积微相平面上以水下分流河道和席状砂为主。含油面积为 6.04 km^2 ,平均有效厚度为16.3 m,地质储量为 $894.8\times 10^4\text{ t}$ 。储层物性较好,平均孔隙度为20%,平均渗透率为 $673\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$,属于中孔、中高渗储层。平均级差为27.0,平均变异系数为0.76,平面和层内物性差异大,储层非均质性强。岩石润湿性为弱亲水性,油层温度为 $70.2\text{ }^\circ\text{C}$,地层水为 NaHCO_3 型,总矿化度为 $5\,996\text{ mg/L}$, Cl^- 含量

为 $1\,259\text{ mg/L}$, Ca^{2+} 和 Mg^{2+} 含量共计为 21 mg/L ,油水黏度比为14.9。

双河油田北块II 4—5层系1977年12月投入开发,1998年1月开始扩大聚合物驱,至2002年3月注聚结束转后续水驱。2020年12月采出程度为43.4%,含水为98.5%,进入特高含水开发后期。

2 聚合物驱后剩余油分布特征研究

大量研究表明,聚合物驱后砂砾岩油藏长期注水冲刷后,储层物性、孔隙结构、润湿性及渗流特征等参数一定程度上发生变化^[9],油藏油水关系十分复杂,地下油水分布规律不清,剩余油分布特征的研究为变流线井网加密调整和化学驱方案设计提供了科学的依据^[10-15]。

2.1 宏观剩余油分布特征

2.1.1 数值模拟研究方法

1) 精细地质模型的建立:地质建模以高精度地层格架和储层岩相模型为基础,以地质统计学为手段,采用随机建模技术,预测了井间储层参数的变化,建立了不同储层参数的三维地质模型。首先进行数据准备,包括井位坐标、补心海拔、地层划分对比数据、钻遇断点数据、测井解释成果等;其次在储层地质认识的基础上,采用主流的地质建模软件petrel 2016,建立双河油田北块II 4—5层系精细储层地质模型,横向网格为 $10\text{ m}\times 10\text{ m}$,纵向网格为 0.5 m 。

2) 数值模拟模型的建立:地质模型粗化后,采用CMG数值模拟软件,网格步长为 $20\text{ m}\times 20\text{ m}$,垂向网格以单砂体为单元,模型总网格数为 $228\times 189\times 21=904\,932$ 个。相渗及高压物性数据采用实验室实测数据,依据地层小层认识建立平衡区,采用重力与毛管压力平衡初始化系统。

3) 历史拟合:首先进行储量拟合,采用容积法计算的地质储量与地质模型计算的地质储量作对比,储量拟合精度为99%,满足开发历史拟合要求。根据油藏概况和开发动态特征,拟合步长一个月,对全区产量、含水以及单井的生产历史进行全过程拟合,使油藏模型能较好地反映地下生产情况,平均单井拟合精度为88%,满足剩余油研究要求。

2.1.2 平面剩余油分布特征

精细描述特高含水后期剩余油分布特征,是井网调整有效控制剩余油潜力提高采收率的基础。由于地质构造因素、储层非均质性、井网控制程度,开发方式等因素影响,平面上剩余油分布不均匀。根据油藏数值模拟结果,从研究区目前剩余油饱和度分布图(图1)上看,平面上大部分区域剩余油饱和度在40%以下。从平面位置上来看,主体区注水井周围0~150 m范围内剩余油饱和度最低,介于25%~<30%;油井周围以及油井间剩余油饱和度介于30%~50%;剩余油饱和度50%以上的区域主要分布在上倾尖灭区。含油饱和度分级(图2)介于25%~<30%的剩余油储量为 50.8×10^4 t,占总剩余储量的10.4%;含油饱和度分级介于30%~<40%的剩余油储量为 299.1×10^4 t,占总剩余储量的61.0%;含油饱和度分级介于40%~50%的剩余油储量为 84.1×10^4 t,占总剩余储量的17.1%;含油饱和度大于50%的剩余油储量为 56.7×10^4 t,占总剩余储量的11.6%。尽管主体区

剩余油饱和度较低,但主力层主体区储层物性好、厚度大,剩余储量丰度高,在主流线弱势区、分流线、注采井距较大的边部区域及低渗部位剩余油相对富集,统计主力层主体区剩余储量为 318.22×10^4 t,占主力层剩余储量的71.8%,是进一步提高采收率的潜力区。

2.1.3 层间剩余油分布特征

双河油田北块II 4—5层系采出程度层间差异较大,主力层动用程度高于非主力层,主力层剩余储量大于非主力层。层间剩余油主要是由层间干扰引起的,各小层间渗透率或渗流特征的差异是造成层间干扰主要因素。层间非均质性造成的剩余油是由于不同层位的注采不均衡造成的。层内非均质性造成的剩余油在厚度较大的层,由于厚层内沉积非均质性较强,同层局部纵向差异较大,造成层内不同部位的剩余油分布不均匀。

根据数模研究结果(表1),主力层6个(II 4²、II 4³、II 4⁴、II 5¹、II 5²、II 5³),剩余储量为 443.22×10^4 t,占总剩余储量的88.77%,主力层间的采出程度差异不

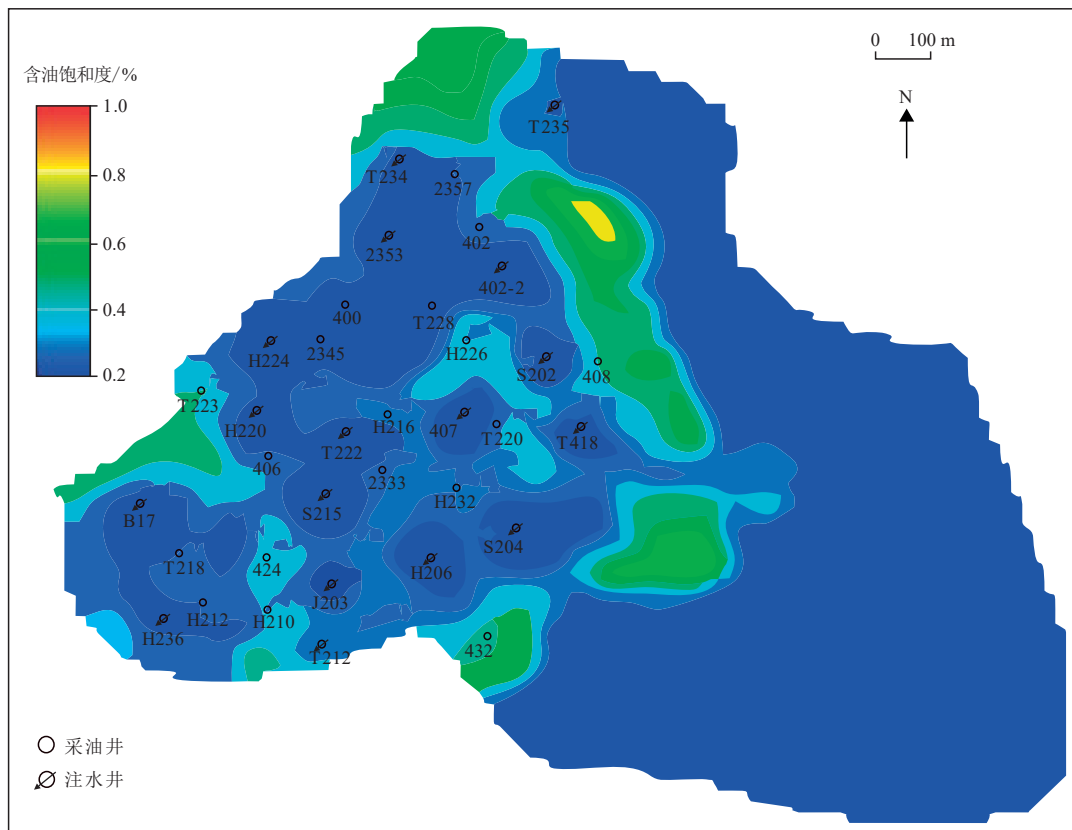


图1 双河油田北块II 5¹层剩余油饱和度分布

Fig. 1 Distribution of remaining oil saturation in layer II 5¹ of the northern block in Shuanghe Oilfield

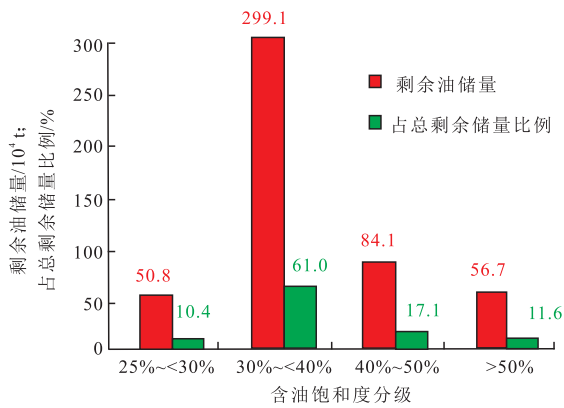


图2 双河油田北块II 4—5层系不同含油饱和度级别剩余油储量及占总剩余储量比例

Fig. 2 The remaining reserves of different oil saturation levels and the proportion of the total remaining reserves in II 4—5 layer of the northern block in Shuanghe Oilfield

表1 双河油田北块II 4—5层系分层采出程度及剩余储量
Table 1 Recovery degree and remaining reserves in II 4—5 series of the northern block in Shuanghe Oilfield

层位	地质储量/ 10 ⁴ t	剩余储量/ 10 ⁴ t	占总剩余 储量比例/%	采出程 度/%	剩余储量丰 度/(10 ⁴ t/km ²)
II 4 ²	88.55	44.60	8.93	49.63	12.20
II 4 ³	122.40	82.84	16.59	32.32	16.40
II 4 ⁴	95.84	61.19	12.26	36.15	31.50
II 5 ¹	158.42	75.90	15.20	52.09	36.80
II 5 ²	157.79	78.25	15.67	50.41	39.70
II 5 ³	184.01	100.44	20.12	45.42	34.10
II 4 ¹	43.54	26.19	5.25	39.85	5.67
II 4 ⁵	10.47	7.29	1.46	30.37	3.12
II 5 ⁴	25.56	14.03	2.81	45.11	3.45
II 5 ⁵⁻⁶	3.39	3.25	0.65	4.16	2.34
II 5 ⁷⁻⁸	5.42	5.31	1.06	2.14	2.67
共计	895.40	499.30	100.00		

大,平均采出程度为44.34%,剩余储量丰度介于(12.20~39.70)×10⁴t/km²;非主力层有5个(II 4¹、II 4⁵、II 5⁴、II 5⁵⁻⁶、II 5⁷⁻⁸),剩余储量为56.07×10⁴t,占总剩余储量的11.23%,非主力层采出程度差异相对较大,剩余储量丰度普遍较低,介于(2.34~5.67)×10⁴t/km²。主力层剩余储量丰度大,剩余储量多,依然是下一步挖潜的重要层位。

2.2 微观剩余油分布特征及驱替方法

2.2.1 实验材料及步骤

1) 实验材料:模拟油为双河油田北块II 4—5层

系脱水脱气原油,在70℃下黏度为12.5 mPa·s;根据双河油田污水配制实验用水,矿化度为5 996 mg/L,为了便于观察,在水中加入生物染色剂甲基蓝试剂;聚合物为ZJ-2,相对分子质量为2 600×10⁴,水解度为23%,表面活性剂为HN-4,活性物含量为50%,黏弹性颗粒(PPG)为I型,粒径介于50~200 μm。

2) 研制微观仿真模型:以双河油田北块II 4—5层系天然岩心铸体薄片为研究对象,经图像处理形成微观模型图版,通过光刻技术制作形成微观仿真模型,模型尺寸为40 mm×40 mm。

3) 实验步骤:第一步,对微观模型抽真空40 min。第二步,先饱和水再饱和油,并采集模型图像。第三步,以0.03 mL/h的速度进行水驱、聚合物驱、二元复合驱和非均相复合驱,实验以出口端不出油结束。第四步,拍摄整体和局部放大图片,将图像输入图像处理软件,以饱和油图像为基础,通过计算得到不同驱替方式下的采收率,进行数据分析。

2.2.2 微观剩余油分布特征

基于密闭取心井双检11井的岩心样品,利用荧光扫描后的显微图像对微观剩余油分布模式进行详细观察描述,将微观剩余油按运移能力、产状、位置及成因划分为3大类8小类^[6],即自由态包括簇状、粒间吸附状,半束缚态包括角隅状、喉道状、膜状,束缚态包括孔隙沉淀状、颗粒吸附状和狭缝状(图3)。

按照微观剩余油成因机理划分,润湿性影响形成的膜状剩余油占38.3%;颗粒表面重质组分吸附形成的颗粒吸附状剩余油占22.4%;大孔喉中央高分子束缚的孔隙沉淀状剩余油占6.8%;毛管力作用,聚合物驱无法启动的角隅状剩余油占13.1%,每一处角隅状剩余油量虽少但分布广;喉道状与狭缝状占3.8%;聚合物沿水驱通道指进导致的绕流形成的簇状剩余油占4.2%;填隙物较多的粒间吸附状剩余油占11.4%(表2)。微观剩余油以半束缚态为主,剩余储量为225×10⁴t,必须依靠扩大波及体积和提高洗油效率的新方法才能有效动用。

2.2.3 微观剩余油驱替方法

双河油田北块II 4—5层系以水下分流河道、前缘席状砂微相发育为主,层内夹层、单层内低渗透夹层发育,具有多韵律、多岩性段、多物性段的储层特征。针对微观剩余油分布特征,通过微观驱替实验

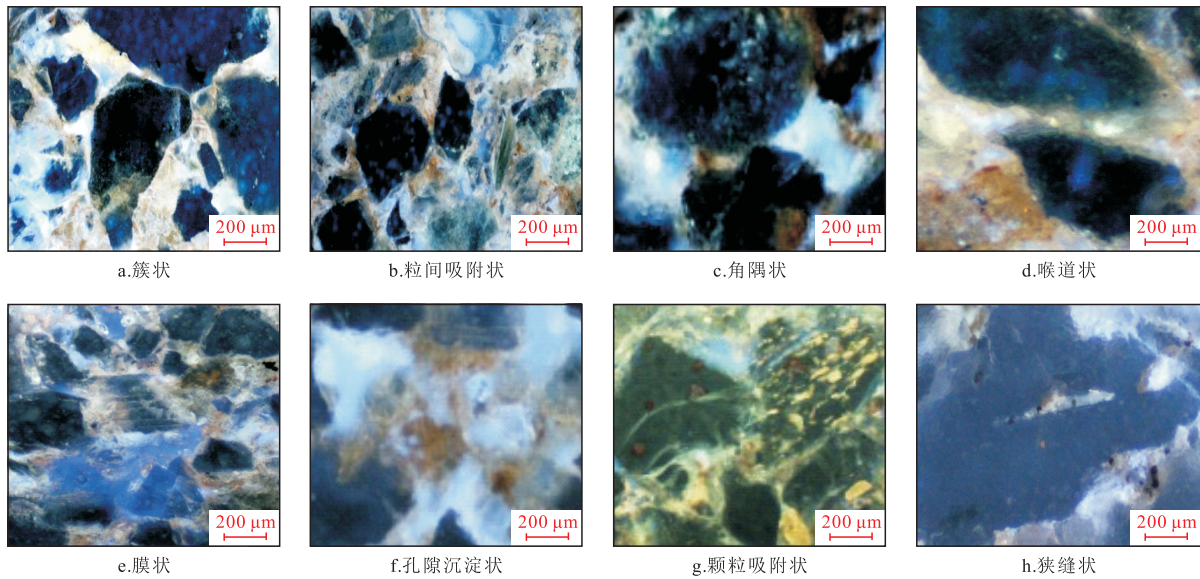


图3 微观剩余油分类

Fig. 3 Microscopic residual oil classification

表2 双检11井微观剩余油赋存状态分布比例

Table 2 Distribution proportion of microscopic remaining oil occurrence state in Shuangjian 11 well

单位:%

层位	自由态		半束缚态		束缚态			
	簇状	粒间吸附状	角隅状	喉道状	膜状	孔隙沉淀状	颗粒吸附状	狭缝状
II 4 ²⁻³	7.2	15.3	12.6	2.8	34.5	7.2	19.1	1.4
II 4 ⁴	3.4	10.0	14.3	2.5	40.0	6.0	22.6	1.2
II 5 ¹	3.9	9.0	13.0	2.5	42.4	6.2	21.7	1.4
II 5 ²	2.7	11.0	12.8	2.5	35.9	6.7	27.0	1.3
II 5 ³	2.5	12.0	12.9	2.4	39.4	7.5	22.1	1.2
II 5 ⁴	5.7	10.8	13.3	2.5	37.4	7.0	22.0	1.3
平均值	4.2	11.4	13.1	2.5	38.3	6.8	22.4	1.3

研究了解决油藏矛盾和进一步提高采收率的技术方法。

研究表明:聚合物驱后各类微观剩余油量都比水驱后少,且形态也随时在发生变化。聚合物的黏弹性可以较好地启动自由态的簇状、粒间吸附状剩余油;黏滞力作用驱替半束缚态的角隅状剩余油,但对膜状、喉道状驱替效果不理想。二元复合驱微观驱油既有“驱替”和“携带”作用,又有乳化作用和剥离作用,能较好地启动各种形态的微观剩余油。非均相复合驱通过发挥PPG与聚合物在增加体系黏弹性方面的加合作用,进一步扩大波及体积,同时发挥表面活性剂具有的大幅度降低油-水界面张力的

作用,提高洗油效率,更好地启动膜状、粒间吸附状和喉道状剩余油,表明聚合物驱后非均相复合驱可以有效地大幅度提高采收率(表3)。

3 变流线井网加密调整设计及优选

双河油田北块II 4—5层系经历过7次井网调整,采用的是不规则面积法井网,井距大,开发时间长。由于聚合物驱后储层非均质性更加严重,注采流线固定,导致注采优势通道发育,窜流严重,开发效果变差。通过聚合物驱后剩余油深化认识和量化表征,确定了井网调整原则:纵向上统筹考虑上下叠

表3 不同驱油体系微观剩余油驱替实验结果对比
Table 3 Comparison of microscopic residual oil displacement experimental results of different oil displacement systems

驱替类型	采收率	剩余油含量	不同形态剩余油绝对含量				
			簇状	粒间吸附状	膜状	喉道状	角隅状
水驱	47.96	51.23	24.84	18.20	8.37	1.38	3.44
聚合物驱	54.96	35.23	13.71	10.95	6.64	1.01	2.92
聚合物驱后二元复合驱	64.67	12.05	3.32	3.57	3.66	0.32	1.18
聚合物驱后非均相复合驱	78.32	5.60	1.76	1.21	1.64	0.30	0.69

合层系井网及现状,充分利用老井进行大幅度液流转向;平面上立足于现有不规则井网,通过油转注、水转油、合理部署新井实现液流转向;新井尽可能部署在剩余油相对富集的区域。最终通过变流线井网加密综合调整^[17-19],实现扩大波及体积,提高储量控制程度,改善开发效果。

3.1 合理井距及井网形式适应性

切取双河油田北块Ⅱ4—5层系实际精细模型中一个非均质机理模型,对井网加密调整的井网、井距及井网形式开展数值模拟研究。纵向上选择Ⅱ4⁴、Ⅱ5¹小层,每个小层纵向上细分成10个网格,网格数为58×61×20=70 760,平面网格步长为10 m,在原五点法面积井网基础上设计了不同井网加密方案(表4),运用数值模拟方法对不同模式进行了非均相复合驱效果评价^[20-21]。驱替方案设计为:水驱至含水为93%转注0.6 PV(孔隙体积)的聚合物,后续水驱至含水为98%,再注入0.6 PV的非均相复合驱体系,转后续水驱至含水98%,注采比为1:1,注入速度为0.1 PV/a。

研究表明,采用原井网直接进行非均相复合驱效果最差,最终采收率为48.68%,相对基础方案提高采收率3.49%。井网加密以后,不同井距提高采收率值呈“阶梯状”上升,同一井距时交错井网和正对井网形式相当。最高提高采收率值为正对行列式加密井网(井距120 m×120 m),相对基础方案提高采收率8.68%,其次为交错行列式加密井网(井距120 m×120 m)、正对行列式加密井网(井距240 m×120 m),相对基础方案提高采收率分别为8.01%、7.83%,井距越小提高采收率效果越好。但考虑经济效益,井网加密到120 m时,新钻井数多,钻井投资高,提高采收率幅度变缓,综合含水上升快,并且正对行列式井网表现出水淹严重,容易发生窜流,影响开发效果。因此,推荐交

表4 不同井网、井距条件下提高采收率对比
Table 4 Comparison of enhanced oil recovery under different well patterns and well spacing conditions

切取机理模型	新钻油井/ 口	新钻水井/ 口	累增油/ 10 ⁴ t	提高 采收率/%
交错 300 m×300 m			1.55	3.49
交错 240 m×240 m	4		2.51	5.65
交错 180 m×180 m	4	4	2.96	6.65
交错 120 m×120 m	9	10	3.56	8.01
正对 240 m×240 m	2	2	2.39	5.37
正对 180 m×180 m	6	2	2.98	6.69
正对 240 m×120 m	6	4	3.48	7.83
正对 120 m×120 m	10	10	3.86	8.68

错行列式井网形式,注采井距介于180~240 m,更能够满足聚合物驱后非均相复合驱提高采收率技术要求。

3.2 注采流线转向率

依据双河油田Ⅳ1-3层系非均相复合驱先导试验区注采流线调整角度研究结果表明:井网调整流线转变角度45°时,正好处于油井间的中间位置,剩余油饱和度相对较高,非均相复合驱波及面积最大,提高采收率效果最好^[3]。采用实际油藏参数,建立一注四采(不规则五点法井网)非均质模型,网格数为49×49×3=7 203,网格步长为15 m,进一步开展了注采流线转向率对非均相复合驱的开发效果影响研究。在水驱井网基础上调整流线转向率分别为:25%、50%、75%。驱替方案设计为:水驱至含水为93%转注0.6 PV的聚合物,后续水驱至含水为98.5%,再注入0.6 PV的非均相复合驱体系,转后续水驱至含水98.5%,注采比为1:1,注入速度为0.1 PV/a。

在流线转向率相同的情况下,对比水驱、二次聚

合物驱、非均相复合驱不同开发方式的效果,研究表明聚合物驱后非均相复合驱较二次聚合物驱剩余油饱和度进一步降低;不同流线转向率条件下聚合物驱后非均相复合驱开发方式下,提高采收率值随着流线转向率增加而增加(图4)。因此,建议井网调整时尽量满足大角度、高流线转向率为目标。

3.3 变流线井网调整方案设计

根据平面和纵向剩余油分布差异,以井网井距适应性及流线转向率为理论依据,为实现大幅度转变流线方向,充分利用返层系井,适当部署新井,进行变流线调整,有效降低化学驱井网投资,提高项目整体经济效益。为保障注采对应率高,储量控制程度高,流线转向率高,统筹规划,按不规则抽稀井网、规则五点法井网、正对行列式井网、不规则加密井网和交错行列式井网等井网模式设计11种调整方案并进行迭代优化。

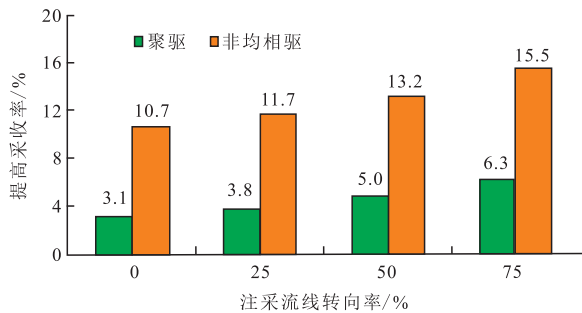


图4 注采流线转向率对提高采收率影响

Fig. 4 Influence of injection-production streamline steering rate on enhanced oil recovery

综合考虑井网工作量和井网指标(表5),优选两套层系交错行列式井网加密方案,部署新井23口(新油井15口、新水井8口)、油井转注19口,新流线转向角度均达到30°以上,流线转向率达80%,双河油田北块Ⅱ4层系控制储量为216.6×10⁴t,Ⅱ5层系控制储量为427.7×10⁴t,Ⅱ4—5层系总控制储量为644.3×10⁴t,储量控制程度达到74%。两套层系叠合厚度大的区域采油井多共用,注入井少共用,共用油井采用分采工艺、共用注入井采用分注工艺,降低层间非均质性,保证两套井网独立运行并节约投资。为保障非均相复合驱开发效果,在研究区总液量一定的条件下,采用数值模拟方法对方案进行开发效果预测。注入主段塞前研发了“ZJ-2+交联剂+PPG”双交联调剖体系抑制复合体系窜流,采用段塞结构及注入参数如下:注入化学剂段塞0.6 PV(前置段塞0.1 PV+主段塞0.4 PV+后置段塞0.1 PV),注入速度为0.1 PV/a,注采比值为1.0,后续水驱至15 a末。数值模拟计算优化结果表明:井网调整后水驱增油21.60×10⁴t,分层系变流线井网加密调整提高采收率3.35%;井网调整后非均相复合驱增油70.61×10⁴t,变流线井网加密调整和非均相复合驱技术的加合增效,实现未波及剩余油有效动用,提高采收率10.96%。

4 结论

1) 明确了聚合物驱后油藏宏观及微观剩余油分布特征,宏观剩余油平面上注采非主流线、主流线弱势区及注采井距较大的边部区域剩余油饱和度较

表5 不同井网模式工作量及井网指标

Table 5 Workload and well pattern index of different well pattern models

方案	控制储量/10 ⁴ t	平均井距/m	新井/口	油转注/口	油井/口	注入井/口	控制程度/%	流线转向率/%
方案1	564.4	210	21	3	41	27	64.6	69.2
方案2	615.2	230	15	5	39	29	68.7	63.7
方案3	623.1	230	10	6	41	28	69.6	48.8
方案4	580.5	270	9	8	28	18	64.9	73.6
方案5	540.0	200×280	26	7	28	24	60.3	70.9
方案6	545.3	200×140	34	9	40	32	60.9	71.8
方案7	556.4	200×140	37	10	42	35	62.2	76.1
方案8	564.4	160×160	40	5	55	35	63.1	65.8
方案9	612.5	200×180	29	16	38	35	70.1	76.9
方案10	568.0	200×180	25	12	33	28	63.5	78.4
方案11	644.3	200×220	23	20	47	38	73.6	80.2

高,纵向上正韵律顶部剩余油富集,微观剩余油以半束缚态剩余油为主,提出非均相复合驱可以进一步提高聚合物驱后油藏采收率的技术方向。

2) 设计了井网调整技术界限方法,确定了最佳井距和井网形式,研究了不同转向率对提高采收率的影响。研究表明:大幅度改变流线方向,将不规则五点法井网变为交错式行列井网,可以实现未波及剩余油有效动用,为井网调整研究提供理论依据。

3) 形成了交错式行列井网模式,建立了变流线井网加密调整新技术,部署了高流线转向率、大转向角度加密井网,转向角度大于 30° ,井网流线转向率达80%,预测可提高采收率10.96%,延长生命周期15 a,为河南油田聚合物驱后储量有效动用提供新技术,对油田可持续高质量开发具有重要意义。

参考文献

- [1] 刘海成. 特高含水油藏聚驱后非均相驱渗流规律[J]. 石油与天然气化工, 2022, 51(6): 97-103.
LIU Haicheng. Research on flow behaviors of heterogeneous system after polymer flooding in ultra-high water cut reservoir [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2022, 51(6): 97-103.
- [2] 孙焕泉, 杨勇, 王海涛, 等. 特高含水油藏剩余油分布特征与提高采收率新技术[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2023, 47(5): 90-102.
SUN Huanquan, YANG Yong, WANG Haitao, et al. Distribution characteristics of remaining oil in extra-high water cut reservoirs and new technologies for enhancing oil recovery[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2023, 47(5): 90-102.
- [3] 张连锋, 梁丽梅, 薛国勤, 等. 双河油田IV 1-3层系非均相复合驱井网调整研究[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(6): 85-89.
ZHANG Lianfeng, LIANG Limei, XUE Guoqin, et al. Well pattern adjustment for heterogeneous composite flooding in IV 1-3 reservoir in Shuanghe Oilfield[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(6): 85-89.
- [4] 刘江涛, 关小旭, 贺桃娥, 等. 纳米聚合物微球调剖剂的性能评价[J]. 石油与天然气化工, 2023, 52(4): 77-82.
LIU Jiangtao, GUAN Xiaoxu, HE Tao'e, et al. Performance evaluation of nano-polymer microsphere profile control agent[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2023, 52(4): 77-82.
- [5] 侯健, 吴德君, 韦贝, 等. 非均相复合驱非连续相渗流特征及提高驱油效率机制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2019, 43(5): 128-135.
HOU Jian, WU Dejun, WEI Bei, et al. Percolation characteristics of discontinuous phase and mechanisms of improving oil displacement efficiency in heterogeneous composite flooding[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2019, 43(5): 128-135.
- [6] 张卓, 王正欣, 薛国勤, 等. 中高渗胶结油藏聚合物驱后非均相复合驱技术[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(4): 475-479.
ZHANG Zhuo, WANG Zhengxin, XUE Guoqin, et al. Heterogeneous compound flooding technology for medium-high permeability consolidated reservoir after polymer flooding[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(4): 475-479.
- [7] 王增林, 史树彬, 刘希明, 等. 一种流度调控剂的合成及其在孤东油藏的适应性研究[J]. 石油与天然气化工, 2022, 51(3): 82-90.
WANG Zenglin, SHI Shubin, LIU Ximing, et al. Synthesis of a mobility regulating agent and research of its adaptability in Gudong reservoir[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2022, 51(3): 82-90.
- [8] 赵玉, 杜竞, 许鸢宇, 等. 新型两性 Gemini 表面活性剂制备及表界面性能[J]. 石油与天然气化工, 2022, 51(3): 111-116.
ZHAO Yu, DU Jing, XU Zhiyu, et al. Preparation and surface performance of new amphoteric Gemini surfactants[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2022, 51(3): 111-116.
- [9] 刘露, 李华斌, 申乃敏, 等. 渗透率变异系数对聚合物驱油影响的数值模拟研究[J]. 油田化学, 2011, 28(4): 414-418.
LIU Lu, LI Huabin, SHEN Naimin, et al. Numerical simulation of the permeability variation coefficient effect on polymer flooding[J]. Oilfield Chemistry, 2011, 28(4): 414-418.
- [10] 苏建栋, 黄金山, 邱坤态, 等. 改善聚合物驱效果的过程调制技术——以河南油区双河油田北块H3IV 1-3层系为例[J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(2): 91-94.
SU Jiandong, HUANG Jinshan, QIU Kuntai, et al. Study on process control technology to improve effect of polymer flooding—case of north block H3IV 1-3 strata in Shuanghe oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(2): 91-94.
- [11] 孙焕泉. 聚合物驱后井网调整与非均相复合驱先导试验方案及矿场应用——以孤岛油田中一区Ng3单元为例[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(2): 1-4.
SUN Huanquan. Application of pilot test for well pattern adjusting heterogeneous combination flooding after polymer flooding—case of Zhongyiqu Ng3 block, Gudao oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(2): 1-4.
- [12] 姜颜波. 聚合物驱后油藏井网重组与化学驱复合增效技术——以孤岛油田中一区Ng3单元为例[J]. 石油地质与工程, 2014, 28(1): 91-93.
JIANG Yanbo. Reservoir pattern reorganization and chemical flooding compound efficiency enhancement technology after polymer flooding: A case study of Ng3 unit, Zhong1 block, Gudao Oilfield[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2014, 28(1): 91-93.
- [13] 曹伟东, 戴涛, 于金彪, 等. 非均相数值模拟方法研究与应用[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(4): 606-611.
CAO Weidong, DAI Tao, YU Jinbiao, et al. Research and application of heterogeneous numerical simulation method[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(4): 606-611.
- [14] 曹绪龙. 非均相复合驱油体系设计与性能评价[J]. 石油学报(石油加工), 2013, 29(1): 115-121.
CAO Xulong. Design and Performance evaluation on the heterogeneous combination flooding system[J]. Acta Petrolei Sinica(Petroleum Processing Section), 2013, 29(1): 115-121.
- [15] 孙永杰. 特高含水后期厚油层油藏变流线矢量调整技术[J].

- 数码设计(下), 2018, 7(7): 194.
- SUN Yongjie. Thick oil reservoir streamline variation vector control technology in later stage of ultra high water cut[J]. *Peak Data Science*, 2018, 7(7): 194.
- [16] 李洪生. 双河油田聚合物驱后微观剩余油分布特征[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2018, 33(3): 69-74.
- LI Hongsheng. Microscopic distribution characteristics of residual oil after polymer flooding in Shuanghe Oilfield[J]. *Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science)*, 2018, 33(3): 69-74.
- [17] 孙焕泉, 曹绪龙, 李振泉, 等. 非均相复合驱技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998.
- SUN Huanquan, CAO Xulong, LI Zhenquan, et al. *Heterogeneous composite flooding technology*[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998.
- [18] 钟玉龙, 方越, 李洪生, 等. 双河油田聚合物驱后储层参数变化规律[J]. 断块油气田, 2020, 27(3): 339-343.
- ZHONG Yulong, FANG Yue, LI Hongsheng, et al. Variation of reservoir parameters after polymer flooding in Shuanghe Oilfield [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2020, 27(3): 339-343.
- [19] 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.
- [20] 陈晓彦. 非均相复合驱油体系驱替特征研究[J]. 精细石油化工进展, 2009, 10(11): 1-4.
- CHEN Xiaoyan. Study on displacement characteristics of new immiscible flooding system[J]. *Advances in Fine Petrochemicals*, 2009, 10(11): 1-4.
- [21] 刘博, 张荣达, 张伊琳, 等. 双河油田高耗水条带影响因素及治理对策可行性研究[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(6): 96-102.
- LIU Bo, ZHANG Rongda, ZHANG Yilin, et al. Influencing factors and countermeasures feasibility of high water consumption strip in Shuanghe Oilfield[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2020, 10(6): 96-102.

(编辑 李青)

(上接第123页)

- WANG Lilei, LIU Shuren, ZHANG Junting, et al. Potential tapping technology of remaining oil in Bohai heavy oil field based on dynamic test data[J]. *Well Testing*, 2021, 30(4): 37-43.
- [18] 冯鑫, 廖浩奇, 李丰辉, 等. 底水油藏高含水期剩余油挖潜可视化驱油实验[J]. 科学技术与工程, 2021, 21(22): 9315-9321.
- FENG Xin, LIAO Haoqi, LI Fenghui, et al. The Visual Oil Displacement Experiment of Residual Oil at High Water-cut Stage in Bottom-water Reservoir[J]. *Science Technology and Engineering*, 2021, 21(22): 9315-9321.
- [19] 冯其红, 李尚, 韩晓冬, 等. 稠油油藏边水推进规律物理模拟实验[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(5): 81-83.
- FENG Qihong, LI Shang, HAN Xiaodong, et al. Physical experiment on edge water drive law of offshore heavy oil reservoir[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(5): 81-83.
- [20] 郑小冬, 黄鹏, 潘磊. 非均质高孔渗岩层层间干扰实验规律分析[J]. 西部探矿工程, 2021, 21(8): 67-71.
- ZHENG Xiaodong, HUANG Peng, PAN Lei. Analysis of the experimental law of interlayer interference in heterogeneous high porosity and permeability rocks[J]. *West-China Exploration Engineering*, 2021, 21(8): 67-71.
- [21] 薛德栋, 杨万有, 张凤辉, 等. 海上油田电控液驱分层注采系统研究[J]. 石油机械, 2022, 50(5): 76-81.
- XUE Dedong, YANG Wanyou, ZHANG Fenghui, et al. Study on offshore layered injection-production system with electronic control & hydraulic drive[J]. *China Petroleum Machinery*, 2022, 50(5): 76-81.
- [22] 王守磊, 耿站立, 安桂荣. 海上稠油油藏层间干扰系数确定新方法[J]. 中国海上油气, 2017, 29(5): 90-95.
- WANG Shoulei, GENG Zhanli, AN Guirong, et al. A new method of determining the interlayer interference coefficient in offshore heavy oil reservoir[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2017, 29(5): 90-95.
- [23] 康博韬, 姜彬, 陈国宁, 等. 多层稠油油藏层间干扰规律研究及应用[J]. 石油化工应用, 2020, 39(8): 14-19.
- KANG Botao, JIANG Bin, CHEN Guoning, et al. Application of interlayer interference law in multi-layer heavy oil reservoir[J]. *Petrochemical Industry Application*, 2020, 39(8): 14-19.
- [24] 尹晓云, 敬加强, 孙杰, 等. 水平管内黏稠油水环输送管道停输再启动特性[J]. 石油机械, 2022, 50(4): 124-129.
- YIN Xiaoyun, JING Jiaqiang, SUN Jie, et al. Shutdown and restart characteristics on water ring transfer of heavy oil in horizontal pipeline[J]. *China Petroleum Machinery*, 2022, 50(4): 124-129.
- [25] 张凯, 路然然, 张黎明, 等. 多层合采油藏启动压力及层间干扰[J]. 大庆石油地质与开发, 2014, 33(6): 57-64.
- ZHANG Kai, LU Ranran, ZHANG Liming, et al. Threshold pressure and interlayer interference for multi-layer commingled production oil reservoirs[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2014, 33(6): 57-64.
- [26] 孟勇, 贾庆升, 张濂源, 等. 东营凹陷页岩油储层层间干扰及裂缝扩展规律研究[J]. 石油钻探技术, 2021, 49(4): 130-138.
- MENG Yong, JIA Qingsheng, ZHANG Liaoyuan, et al. Research on interlayer interference and the fracture propagation law of shale oil reservoirs in the Dongying Sag[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2021, 49(4): 130-138.

(编辑 常燕)