

长期水驱层内剩余油主控因素及分布模式

薛永超¹, 杜琬姝¹, 李顺明²

(1. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要:针对高含水期油藏层内剩余油, 定量分析不同储层非均质条件(不同夹层模式、不同韵律模式)对剩余油形成的控制作用。综合驱油效率和渗流速度, 划分剩余油分布模式。首先根据驱油效率, 将剩余油分布模式划分为高度分散零星状剩余油、中等波及朵状剩余油、低波及团块状剩余油以及未波及片状剩余油; 其次根据流速界限, 进一步划分高速微观剩余油、高速低丰度零星状剩余油、中速中丰度朵状剩余油、中速中丰度团块状剩余油、低速中高丰度片状剩余油、低速高丰度片状剩余油。针对不同模式剩余油, 分析主控成因, 并提出相应的挖潜措施。结合层内剩余油模式划分结果, 根据盈亏平衡原理, 对不同模式剩余油、不同挖潜措施进行了经济评价。

关键词:高含水油藏; 层内剩余油; 分布规律; 主控因素; 经济评价

中图分类号:TE343 **文献标志码:**A

Main controlling factors and distribution pattern of remaining oil in long-term water flooding zone

XUE Yongchao¹, DU Wanshu¹, LI Shunming²

(1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;

2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China)

Abstract: Aiming at the remaining oil in the reservoir at the high water-cut stage, the control effect of different reservoir heterogeneity (different interlayer modes and different rhythm modes) on the formation of remaining oil is quantitatively analyzed. The remaining oil distribution pattern is divided by combining oil displacement efficiency and seepage velocity. Firstly, according to the displacement efficiency, the distribution mode of the remaining oil is divided into highly dispersed sporadic remaining oil, medium and blotchy remaining oil, low and lumpy remaining oil, and unswept remaining oil. Secondly, according to the critical flow rate, it is further divided into high-speed microscopic remaining oil, high-speed low-abundance sporadic remaining oil, medium-speed and medium-abundance flaky remaining oil, medium-speed and medium-abundance lumpy remaining oil, low-speed and medium-high abundance flaky remaining oil, and low-speed and high-abundance flaky remaining oil. According to the remaining oil in different modes, the main controlling causes are analyzed, and the corresponding potential tapping measures are put forward. Combined with the division results of the remaining oil mode and according to the break-even principle, the economic evaluation of the remaining oil in different modes and different potential exploitation measures is carried out.

Key words: high water-cut reservoir; remaining oil in the layer; distribution law; main control factor; economic evaluation

我国东部主力老油田经过长期注水开发, 基本已进入高含水阶段或特高含水阶段, 地下剩余油分布呈现“整体高度分散, 局部相对富集”的状态^[1-3]。高含水成熟油田经过长期分层注水, 层间矛盾得到较大程度的解决, 层内矛盾逐渐成为开发的主要矛盾(见表1)。

矿场实践和理论研究表明, 层内剩余油主要受控于层内非均质性^[4-5]。层内非均质性主要指两个方面: 一是层内渗透率韵律性, 二是单砂体规模夹层发育特征, 它们是决定流体窜流的重要因素^[6-8]。

国内外学者对夹层及韵律性对剩余油的影响做了大量研究, 崔建等^[9]研究发现层内薄夹层位置越高、数量越多、面积越大时, 层内剩余油更为富集; 赵伦等^[10]研究了不同类型砂体特征对剩余油形成和分布的控制; 岳大力、李红南等^[11-12]对辫状河心滩内部夹层进行了研究, 结果表明夹层的水平延伸范围

收稿日期: 2021-06-13; 改回日期: 2021-07-26。

第一作者简介: 薛永超(1975—), 博士, 副教授, 主要从事油气田开发教学和研究工作。E-mail: xyc75@163.com。

影响着剩余油的分布;刘超等^[13]研究发现夹层的分布位置影响着层内剩余油的富集程度;李芳等^[14]具有针对性地研究了边水油藏及底水油藏不同韵律模式下剩余油分布特征。目前对层内剩余油的研究主要集中在层内夹层的影响,特别是对夹层成因、特征和厚油层内夹层分布特征研究得较多,但对夹层、韵律等多因素对剩余油控制作用的定量分析研究较少。本文定量分析了不同储层层内非均质条件(不同夹层模式、不同韵律模式)对剩余油形成的控制作用,归纳总结层内剩余油分布模式,并对不同模式剩余油的不同挖潜措施进行经济评价。

表1 大庆喇嘛甸北块剩余油分布

剩余油类型	百分数/%
层内未波及	40.1
井网不完善	28.7
隔层遮挡	11.0
油井单向受效	7.3
注水二线受效	5.8
储层未动用	4.2
低渗层带	1.8
层间干扰	1.1

1 层内剩余油主控因素研究

本文以大庆萨尔图油田北部过渡带403井区为研究对象开展长期注水开发层内剩余油分布规律研究,403井区构造西南高,东北低,属典型河流—三角洲沉积^[15-16]。基于403井区油藏地质认识,抽提典型地质特征,建立反映不同储层条件的地质模型,对比分析不同夹层、不同渗透率非均质性对剩余油的控制作用。建模面积2.4 km²,模型划分为纵向5×5的层系,平面网格大小为10 m×10 m,网格数为138×114×25≈39.3×10⁴个。

1.1 夹层无因次面积控制剩余油定量分析

夹层面积大小控制着剩余油的形成与分布。引入夹层无因次面积表征夹层分布面积大小,夹层无因次面积定义为夹层分布面积与井控面积的比值。通过对研究区地质特征研究,分别设置夹层无因次面积大小为:0.1,0.3,0.5,1.0,2.0,3.0,4.0,5.0。利用数值模拟技术,模拟计算了不同开发阶段夹层无因次面积与夹层控制可动油采出程度的关系(见图1)。

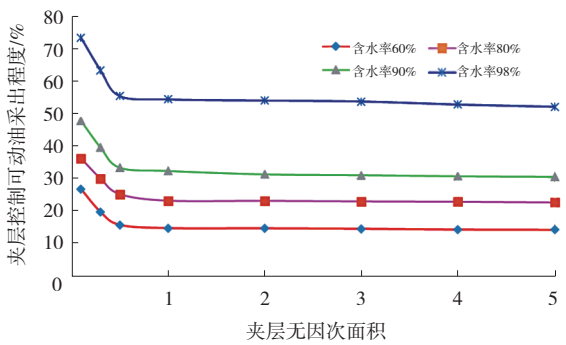


图1 夹层无因次面积与可动油采出程度关系

由图1可知,夹层无因次面积与可动油采出程度呈现负相关。当夹层无因次面积小于0.5时,随着夹层无因次面积的增大,采出程度明显降低,剩余可采储量增大;当夹层无因次面积大于0.5时,随着夹层无因次面积的增大,对采出程度的影响变化逐渐趋于平缓,采出程度不再大幅降低;同时,随着含水率不断增大,采出程度逐渐增大,剩余可采储量逐渐减小。

1.2 夹层位置控制剩余油定量分析

夹层在储层内发育位置不同,对剩余油的控制作用也不同。为了使研究结果具有通用性,定义无因次夹层位置是夹层距储层顶部的距离占储层厚度的比值。根据研究区地质特征,设置夹层距顶部位置为:10%,20%,35%,50%,65%,80%,90%。利用数值模拟技术模拟计算了不同开发阶段夹层位置与夹层控制可动油采出程度关系(见图2)。

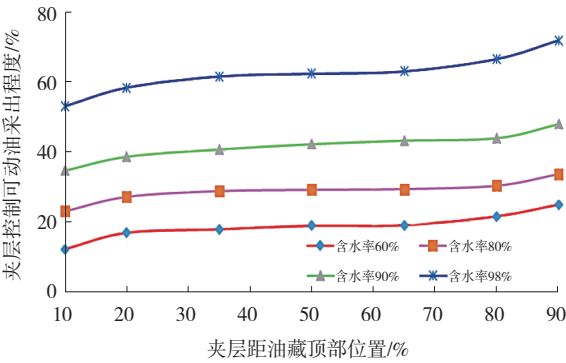


图2 夹层位置与可动油采出程度关系

由图2可知,夹层位于储层顶部时对剩余油的影响较大,当夹层位于距油层顶部35%以上时,随着夹层位置的降低,夹层控制下可动油采出程度越来越高,夹层产生的剩余油减少;当夹层位于距油层顶部35%~65%时,夹层位置对剩余油的形成规模影响较小;当夹层位于距油层顶部65%以下位置时,越靠近底部,夹层控制下可动油采出程度越高,夹层控制产生的剩余油越少;同时,随着含水率不

断增大,采出程度逐渐增大,剩余可采储量逐渐减少。

1.3 渗透率非均质性控制剩余油定量分析

渗透率级差表明了储层中渗透率的差异程度,反映层内的非均质程度。目标区储层主要为正韵律(占60%),因此本文重点研究正韵律储层渗透率级差对剩余油的控制作用。依据目标区地质特征,设置渗透率级差为:1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,15。利用数值模拟技术,计算不同开发阶段不同渗透率级差对剩余油的控制作用(见图3)。

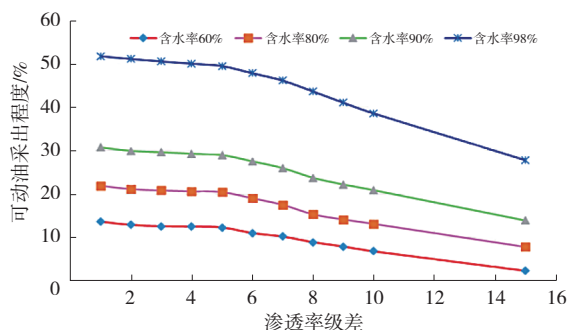


图3 渗透率级差与可动油采出程度关系

由图3可知,正韵律储层渗透率级差与采出程度呈现负相关。随着储层渗透率级差的增大,可动油采出程度逐渐降低,由韵律性导致的剩余油逐渐增多。当渗透率级差小于5时,可动油采出程度的变化幅度较小;而当渗透率级差大于5时,随着渗透率级差的增大,可动油采出程度的变化幅度增大;同时,随着含水率的增大,采出程度逐渐增大,剩余可采储量逐渐减少。

2 层内剩余油分布模式划分

2.1 试验区数值模拟模型建立

依据研究区油藏描述地质研究成果,将研究区共划分13个主力层和20个非主力层。建立油藏地质模型和数值模拟模型。

2.2 剩余油水洗程度分区

驱油效率可以较好地反映储层水洗程度。驱油效率指驱替剂(水)波及范围内所驱替出的原油体积与波及范围内的总含油体积之比,以 E_D 表示^[17]。

$$E_D = (S_{oi} - S_{or})/S_{oi} \quad (1)$$

式中, S_{oi} 为原始含油饱和度,小数; S_{or} 为残余油饱和度,小数。

根据驱油效率将研究区剩余油分布模式划分为4类,即高度分散零星状剩余油(模式A)、中等波

及朵状剩余油(模式B)、低波及团块状剩余油(模式C)、未波及片状剩余油(模式D),如表2所示。其中,模式A剩余油零星分散,规模最小,挖潜难度最大,挖潜风险最高,要实施化学驱技术进行挖潜。模式B剩余油呈朵状,规模中等,挖潜难度中等,挖潜风险中等;模式C剩余油呈团块状,规模较大,挖潜难度一般,挖潜风险较小;模式B和模式C剩余油需要小规模技术措施即可挖潜剩余油。模式D剩余油呈连片状,规模最大,较易挖潜,但需要井网、整体压裂等较大规模调整措施。

表2 驱油效率划分

分布模式	驱替特征	划分区域	驱油效率
模式A	高度分散零星状剩余油	强水洗区	$E_D \geq 55\%$
模式B	中等波及朵状剩余油	中水洗区	$35\% \leq E_D < 55\%$
模式C	低波及团块状剩余油	弱水洗区	$5\% \leq E_D < 35\%$
模式D	未波及片状剩余油	未水洗区	$E_D < 5\%$

为进一步细化剩余油分布模式,采取针对性更强的剩余油挖潜措施,因此,按照注入水渗流速度对剩余油进一步分区。

2.3 剩余油渗流速度分区

油藏开采过程中,部分区域由于井网不完善或注采不合理造成流体流速较低,驱替效果较差,在高含水期油藏开发后期应重点关注^[18]。本文针对大庆油田403井区油藏数值模拟结果中的流体渗流速度,依据相渗曲线,划分 $f_w < 20\%$ 为低速渗流区, $20\% \leq f_w < 90\%$ 为中速渗流区, $f_w \geq 90\%$ 为高速渗流区。分别计算得到 $f_w = 20\%$ 对应渗流速度(v_i)为0.007 m/d, $f_w = 90\%$ 对应渗流速度为0.043 m/d。依据这两个流速划分低速渗流区 $v_i < 0.007$ m/d,中速渗流区 0.007 m/d $\leq v_i < 0.043$ m/d,高速渗流区 $v_i \geq 0.043$ m/d。

本文仅考虑油藏中的流体水平方向渗流,不考虑纵向窜流。依据渗流力学理论,求得 x 方向上油相和水相的渗流速度为:

$$v_{ox} = -\frac{KK_{ro}}{\mu_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} + \rho_o g \sin \alpha \right) \quad (2)$$

$$v_{wx} = -\frac{KK_{rw}}{\mu_w} \left(\frac{\partial p_w}{\partial x} + \rho_w g \sin \alpha \right) \quad (3)$$

式中, K 为储层渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_{ro} 、 K_{rw} 分别为

油相和水相相对渗透率,小数; μ_o 、 μ_w 分别为原油和水黏度, mPa·s; $\frac{\partial p_o}{\partial x}$ 、 $\frac{\partial p_w}{\partial x}$ 分别为 x 方向上油相和水相压力梯度, MPa/m; ρ_o 、 ρ_w 分别为原油和水密度, kg/m³; g 为重力加速度, m/s²; α 为地层倾角, (°)。

根据毛细管压力方程:

$$p_c = p_o - p_w$$

(4)

式中, p_c 为毛细管力, MPa; p_o 为油相压力, MPa; p_w 为水相压力, MPa。

由式(2)~(4)得 x 方向上液流速率为:

$$v_x = -\left(\frac{KK_{ro}}{\mu_o} + \frac{KK_{rw}}{\mu_w}\right)\frac{\partial p_w}{\partial x} - \frac{KK_{ro}}{\mu_o}\frac{\partial p_c}{\partial x} - \frac{KK_{ro}}{\mu_o}\rho_o g \sin\alpha + \frac{KK_{rw}}{\mu_w}\rho_w g \sin\alpha$$

(5)

同理可得 y 方向上液流速率为:

$$v_y = -\left(\frac{KK_{ro}}{\mu_o} + \frac{KK_{rw}}{\mu_w}\right)\frac{\partial p_w}{\partial y} - \frac{KK_{ro}}{\mu_o}\frac{\partial p_c}{\partial y} - \frac{KK_{ro}}{\mu_o}\rho_o g \sin\alpha + \frac{KK_{rw}}{\mu_w}\rho_w g \sin\alpha$$

(6)

将两个方向的液流速度进行矢量叠加,得到每个网格的液流速度大小为:

$$v_t = \sqrt{v_x^2 + v_y^2}$$

(7)

式中, v_t 为网格液流速度, m/d; v_x 、 v_y 分别为 x 方向和 y 方向上的液流速度, m/d。

2.4 层内剩余油分布模式综合划分

综合驱油效率和渗流速度,划分剩余油分布模式,并深入分析每类剩余油成因机理,提出了针对性极强的剩余油挖潜策略(见表3)。

表3 层内剩余油分布模式综合划分

水淹级别	驱油效率	流体流速 v_t /(m·d ⁻¹)	剩余油分布模式	主控因素	挖潜方式
强水淹区	$E_D \geq 55\%$	$v_t \geq 0.043$	高速微观剩余油	润湿性、孔隙结构	化学驱
中水淹区	$35\% \leq E_D < 55\%$	$v_t \geq 0.043$	高速低丰度零星剩余油	优势渗流方向、韵律性	深部调驱
		$0.007 \leq v_t < 0.043$	中速中丰度朵状剩余油	物性夹层、低注水倍数	注采调控、深穿透射孔
弱水淹区	$5\% \leq E_D < 35\%$	$0.007 \leq v_t < 0.043$	中速中丰度团状剩余油	岩性夹层、低注水倍数	深穿透射孔、提液、注采调控
		$v_t < 0.007$	低速中高丰度片状剩余油	注采井距、构型、流线	井网加密、深穿透射孔
未水淹区	$E_D < 5\%$	$v_t < 0.007$	低速高丰度片状剩余油	注采系统不完善、注采井网井距	井网加密、压驱

(1)高速微观剩余油:这种剩余油一般形成于性质极好的储层段,由于驱油效率($E_D \geq 55\%$)和渗流速度($v_t \geq 0.043$ m/d)都非常高,使得这类剩余油规模非常小,几乎呈微观剩余油特征。其成因主要是储层岩石表面润湿性及储层微孔孔隙结构所致;对于亲油性岩石,注入水难以驱替吸附在岩石表面的油膜;同时,在与孔隙相通的细小喉道处极易残留少量剩余油,针对该模式剩余油,利用化学驱即可将其“剥离和驱替”^[19]。

(2)高速低丰度零星剩余油:这种剩余油一般形成于性质较好的储层段,这种储层段驱油效率($35\% \leq E_D < 55\%$)中等,但渗流速度($v_t \geq 0.043$ m/d)高,这种剩余油规模比较小,主要是由于平行物源方向形成优势渗流通道或层内高渗段所致。其挖潜措施主要采用深部调驱技术。研究区主要为正

韵律储层,储层下部渗透率较高,易形成渗流优势通道,底部渗流速度快,驱替不均匀,形成剩余油,可通过注入调驱剂封堵高渗通道。

(3)中速中丰度朵状剩余油:这种剩余油一般形成于性质较好的储层段,这种储层段驱油效率($35\% \leq E_D < 55\%$)和渗流速度(0.007 m/d $\leq v_t < 0.043$ m/d)中等,剩余油规模中等,主要是由于储层内发育物性夹层所致,物性夹层使得注入水相对较少。其挖潜措施主要采用优化注采结构、深穿透射孔。

(4)中速中丰度团状剩余油:这种剩余油一般形成于性质中等的储层段内,这种储层段驱油效率($5\% \leq E_D < 35\%$)较低,渗流速度(0.007 m/d $\leq v_t < 0.043$ m/d)中等,剩余油规模中等,主要是由于储层内发育岩性夹层使得驱油效率变低,注入水相对较少所致。其挖潜措施主要是实现深穿透射孔、注采

结构优化、提高排液量^[20]。

(5)低速中高丰度片状剩余油(见图4):这种剩余油一般形成于性质较差的储层段内,这种储层段驱油效率($5\% \leq E_D < 35\%$)较低,渗流速度($v_i < 0.007$ m/d)极低,这种剩余油主要是由于储层构型复杂,且性质较差,注采井距偏大导致。其主要挖潜措施是优化井网加密、实施深穿透射孔。

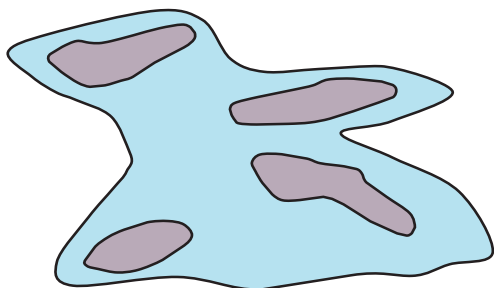


图4 低速中高丰度片状剩余油示意

(6)低速高丰度片状剩余油(见图5):这种剩余油一般形成于性质极差的储层段内,这种储层段驱油效率($E_D < 5\%$)和渗流速度($v_i < 0.007$ m/d)都极低,剩余油主要是由于储层性质极差,注采井距偏大,注采系统不完善导致。其挖潜措施主要是合理加密井网、储层整体压裂改造。

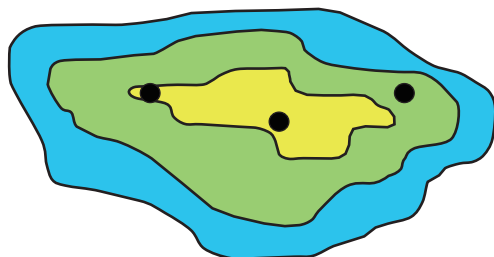


图5 低速高丰度片状剩余油示意

3 不同剩余油挖潜措施经济评价

根据盈亏平衡原理,分析计算不同措施、不同油价下的经济极限累产油量。由成本=收入可得:

$$N_{pe} \times R_o + \text{措施成本} = N_{pe} \times P_o \quad (8)$$

式中, N_{pe} 为经济极限累产油量, 10^4 t; R_o 为吨油操作费,元/t; P_o 为油价,元/t。

当井网密度不同时,

$$\text{布井成本} = \text{钻井成本} \times \text{井网密度} \quad (9)$$

采取调驱或注聚措施时,

$$\text{调驱剂成本} = \text{调驱剂单价} \times \text{调驱剂用量} \quad (10)$$

利用数值模拟计算结果,通过数据分析分别得到调驱、聚驱中调驱剂累积用量与累产油量的关系:

$$\text{调驱中调驱剂用量} = 0.0238 N_{pe} + 0.0327 \quad (11)$$

$$\text{聚驱中调驱剂用量} = 0.0587 N_{pe} + 0.0436 \quad (12)$$

由盈亏平衡方程(8),根据各参数取值(见表4),得到井网密度与经济极限累产油量的关系(见图6)。由图6可知,随井网密度增大,经济极限累产油量上升;随油价降低,经济极限累产油量增大。按照图版,分别计算目标油藏低速中高丰度片状、低速高丰度片状两类剩余油井网加密挖潜经济效益,均未达到经济极限。所以不考虑井网加密问题。

表4 经济评价参数取值

参数	取值
R_o /(元·t ⁻¹)	882
钻井成本/(万元·井 ⁻¹)	150
压裂成本/(万元·井 ⁻¹)	190
射孔成本/(万元·井 ⁻¹)	40
调驱剂单价/(元·t ⁻¹)	8 701

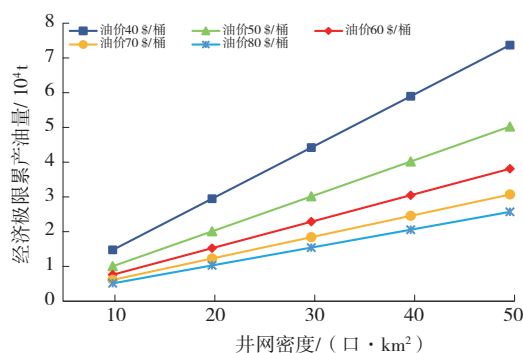


图6 井网密度与经济极限累产油量关系

由盈亏平衡方程(8),根据各参数取值,得到不同措施、不同油价与经济极限累产油量的关系(见图7)。由图7可知,随油价上升,不同措施的经济极限累产油量下降;相同油价条件下,不同措施的经济极限累产油量不同,深穿透射孔极限累产油量较低,聚驱极限累产油量较高。

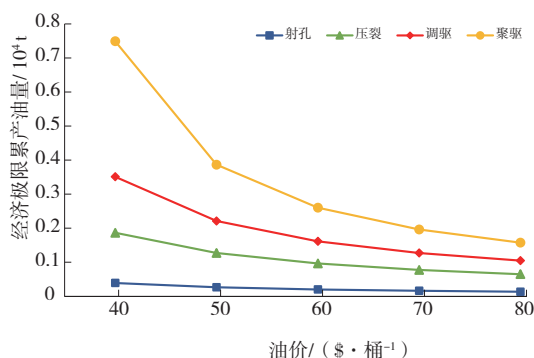


图7 油价与经济极限累产油量关系

4 结论

(1)随着夹层无因次面积的增大,采出程度逐

渐降低,剩余可动油量增大;当夹层无因次面积大于0.5时,对采出程度的影响变化逐渐减缓。

(2)顶部夹层对剩余油的影响较大,当夹层靠近油层顶部时,夹层控制下可动油采出程度较低,夹层产生的剩余油较多;当夹层靠近油层底部时,夹层控制下产生的剩余油较少。

(3)随着储层渗透率级差的增大,可动油采出程度逐渐降低,由韵律性产生的剩余油逐渐增多;当渗透率级差大于5时,可动油采出程度的变化幅度增大。

(4)综合驱油效率和渗流速度,划分剩余油分布模式。首先根据驱油效率,将剩余油分布模式划分为高度分散零星状剩余油、中等波及朵状剩余油、低波及团块状剩余油以及未波及片状剩余油;其次根据临界流速,进一步划分为高速微观剩余油、高速低丰度零星剩余油、中速中丰度朵状剩余油、中速中丰度团状剩余油、低速中高丰度片状剩余油和低速高丰度片状剩余油。

(5)井网密度影响经济极限累产油量,随井网密度增大,经济极限累产油量上升。不同油价、不同措施下的经济极限累产油量不同,随油价上升,不同措施的经济极限累产油量均下降;相同油价条件下,深穿透射孔极限累产油量较低,聚驱极限累产油量较高。

参考文献:

- [1] 韩大匡.关于高含水油田二次开发理念、对策和技术路线的探讨[J].石油勘探与开发,2010,37(5):583-591.
- [2] 李石权,范莉红,邓彩云,等.特高含水油藏开发后期剩余油精准挖潜技术[J].非常规油气,2019,6(1):62-68.
- [3] 朱丽红,杜庆龙,姜雪岩,等.陆相多层砂岩油藏特高含水期三大矛盾特征及对策[J].石油学报,2015,36(2):210-216.
- [4] SOLEIMANI B, MORADI M, GHABEISHAVI A, et al. Permeability variation modeling and reservoir heterogeneity of Bangestan carbonate sequence, Mansouri Oilfield, SW Iran[J]. Carbonates and Evaporites, 2019, 34(1): 143-157.
- [5] ALAM M, DABEK L, LARRY L. Quantitative estimation of directional permeability barrier as reservoir heterogeneity—a new approach using synthetic core [J]. Earth Science and Engineering, 2014, 4(5): 257-263.
- [6] 董利飞,岳湘安,苏群,等.非均质储层水驱剩余油分布及其挖潜室内模拟研究[J].石油钻采工艺,2015,37(6):63-66.
- [7] 甯波,贾爱林,彭缓缓,等.河流相储层层内非均质表征程度对水淹规律的影响[J].石油天然气学报,2014,36(2):114-119.
- [8] OUCHI H, FOSTER J T, SHARMA M M. Effect of reservoir heterogeneity on the vertical migration of hydraulic fractures[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 151: 384-408.
- [9] 崔建,李海东,冯建松,等.辫状河储层隔夹层特征及其对剩余油分布的影响[J].特种油气藏,2013,20(4):26-30.
- [10] 赵伦,梁宏伟,张祥忠,等.砂体构型特征与剩余油分布模式——以哈萨克斯坦南图尔盖盆地 Kumkol South 油田为例[J].石油勘探与开发,2016,43(3):433-441.
- [11] 岳大力,赵俊威,温立峰.辫状河心滩内部夹层控制的剩余油分布物理模拟实验[J].地学前缘,2012,19(2):157-161.
- [12] 李红南,万雪蓉.辫状河心滩内部夹层对剩余油分布的影响[J].科学技术与工程,2015,15(12):189-192.
- [13] 刘超,李云鹏,张伟,等.渤海海域A油田夹层控制下的剩余油分布模式[J].岩性油气藏,2017,29(5):148-154.
- [14] 李芳,李春兰,刘伟新,等.渗透率韵律性油层剩余油分布特征及挖潜策略[J].油气田地面工程,2010,29(12):15-16.
- [15] 邓庆杰,胡明毅,胡忠贵,等.浅水三角洲分流河道砂体沉积特征——以松辽盆地三肇凹陷扶Ⅱ-I组为例[J].石油与天然气地质,2015,36(1):118-127.
- [16] 李占东,李吉,李阳,等.构造建模约束地震反演技术——以大庆萨尔图油田南八区为例[J].石油与天然气地质,2013,34(3):400-406.
- [17] 纪淑红,田昌炳,石成方,等.高含水阶段重新认识水驱油效率[J].石油勘探与开发,2012,39(3):338-345.
- [18] 崔传智,李松,杨勇,等.特高含水期油藏平面分区调控方法[J].石油学报,2018,39(10):1155-1161.
- [19] 白振强,吴胜和,付志国.大庆油田聚合物驱后微观剩余油分布规律[J].石油学报,2013,34(5):924-931.
- [20] 张士奇,周志军,张小静,等.双河油田注水倍数和驱替倍数对采出程度影响[J].特种油气藏,2014,21(3):93-96.

(编辑 谢葵)