

刘英宪, 张章, 申春生, 等. 蓬莱 A 油田馆上段 I 油组储层非均质性及其对注水开发的影响[J]. 海洋地质前沿, 2022, 38(10): 51-58.

LIU Yingxian, ZHANG Zhang, SHEN Chunsheng, et al. Reservoir heterogeneity and its influence on water injection development of Oil Formation I in the Upper Member of Guantao Formation of Penglai A Oilfield[J]. Marine Geology Frontiers, 2022, 38(10): 51-58.

蓬莱 A 油田馆上段 I 油组储层非均质性 及其对注水开发的影响

刘英宪, 张章, 申春生, 缪飞飞, 姜立富

(中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海石油研究院, 天津 300452)

摘要:蓬莱 A 油田目前面临产量递减速度快、层间干扰突出、主力层水淹严重等一系列生产问题,为改善蓬莱 A 油田馆陶组上段(馆上段)I 油组的开发效果,明确剩余油的分布特征,开展了蓬莱 A 油田馆上段 I 油组储层非均质性及其对注水开发的影响研究。结果表明:渗透率非均质性以及分层系数综合反映了 I 油组强层间非均质性,强烈的层间差异导致 I 油组主力层形成高渗通道,导致综合含水快速上升,非主力层动用程度差;平面非均质性研究发现,平面高渗透率区与渗透率突进系数、渗透率级差高值区以及剩余油饱和度低值区有明显的对应关系,舌进现象严重,方向性强,平面矛盾明显;层内韵律性表明,馆上段 I 油组以正韵律为主,其次是均质韵律,反韵律发育较少,正韵律易形成底部水淹,均质韵律的驱油效果较好。储层非均质性是影响油田开发效果最关键的地质因素,该研究成果为油田分层系开发和井网调整提供了直接的地质依据。

关键词:馆陶组;储层非均质性;注水开发;剩余油;蓬莱 A 油田

中图分类号:P744.4;P618.13

文献标识码:A

DOI:10.16028/j.1009-2722.2022.178

0 引言

储层非均质性是油藏描述的核心内容^[1]。关于储层非均质性的分类,HALDORSEN^[2]以及WEBER^[3]分别提出了4类和7类划分方案;中国目前主要采用的是裘怿楠在1992年依据油田开发应用及储层层次的4类非均质划分方案^[4-5]。前人研究表明,石油与天然气约有35%的可采储量因储层非均质性的影响滞留于地下储层中,主要原因是在注水开发过程中由于层间非均质性会导致层间干扰,单层易突进;平面非均质性往往容易导致舌进,使得采油受效不均衡,开发效果差;层内非均质性往往容易形成指进现象,影响单层内注入剂的波

及体积;而微观非均质性则直接影响注入剂的微观驱替效率^[6-7]。因此,开展储层非均质性研究成了各大油田的重要工作内容之一,厘清储层非均质性特征可有效改善油田开发效果、提高油田的采收率。

蓬莱 A 油田位于渤海海域东南部,是目前渤海湾盆地唯一油气储量规模近十亿吨级的特大型整装油田。自1999年油田发现以来,蓬莱 A 油田已成功开发20余年,在长期的开发过程中,油田暴露出产量递减速度快、层间干扰突出、主力层水淹严重、综合含水急剧上升等生产问题,目前油田已经进入高含水开发阶段,而非主力层动用程度很低。储层非均质性无疑是影响油田开发效果的关键地质因素。本文应用工区长期开发过程中积累的丰富的地质、测井和生产动态资料,以1区主力含油层段馆上段 I 油组为目标,开展储层层间、层内和平面非均质性的定量表征,定量刻画储层分布和储层质量在剖面和平面上的差异性,并揭示其对油田注水开发控制作用,为油田剩余油空间分布的预测及以细分开发层系、注采井网完善等措施为核心的

收稿日期:2022-06-08

资助项目:中海石油(中国)有限公司“渤海双高油田挖潜关键技术研究”(YXKY-2018-TJ-04)

作者简介:刘英宪(1979—),男,硕士,正高级工程师,主要从事油气田开发方面的研究工作。E-mail:liuyx3@cnooc.com.cn

开发调整方案的制定提供地质依据。

1 研究区概况

蓬莱 A 油田位于渤海湾盆地渤海海域东南部的渤南低凸起,北邻渤中、渤东凹陷,西南到东南为黄河口、庙西凹陷环绕,具有优越的油气聚集成藏的地质条件,是渤海有利的油气富集区之一^[8](图 1)。蓬莱 A 油田为一受 2 组 SN 向走滑断层及其内部次级正断层复杂化的背斜油藏,馆陶组是蓬莱 A 油田主要的含油层系,地层厚度 400~630 m,单井钻遇油层厚度达 33~172 m,整体上为一套湖平面相对下降的自 WS 向 NE 方向进积的辫状河三角洲碎屑岩沉积,砂地比为 15%~42%,平均 27%。储层

岩性以含砾中砂岩-细砂岩为主,平均孔隙度为 26.1%,平均渗透率为 $870 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为高孔高渗储层。蓬莱 A 油田平面上共划分为 22 个断块,其中 1 区位于构造的核心部位,东西两侧为区域走滑断层夹持,南北翼断层分别与 2 区和 5 区相邻,断块内部地层产状平缓。依据稳定的隔层和储层物性,将馆上段自上而下划分为 I、II 和 III 3 个油组,其中, I 油组油层最厚,粒度最粗,物性最好,是蓬莱 A 油田馆上段乃至整个馆陶组最主要的产层,该油组目前被划分为 5 个小层, L50、L54、L58 为产油层, L52 和 L56 为层间隔层(图 2)。本文以 1 区 I 油组为例,开展储层层间、平面和层内非均质性的精细表征,揭示影响蓬莱 A 油田注水开发的主控地质因素。

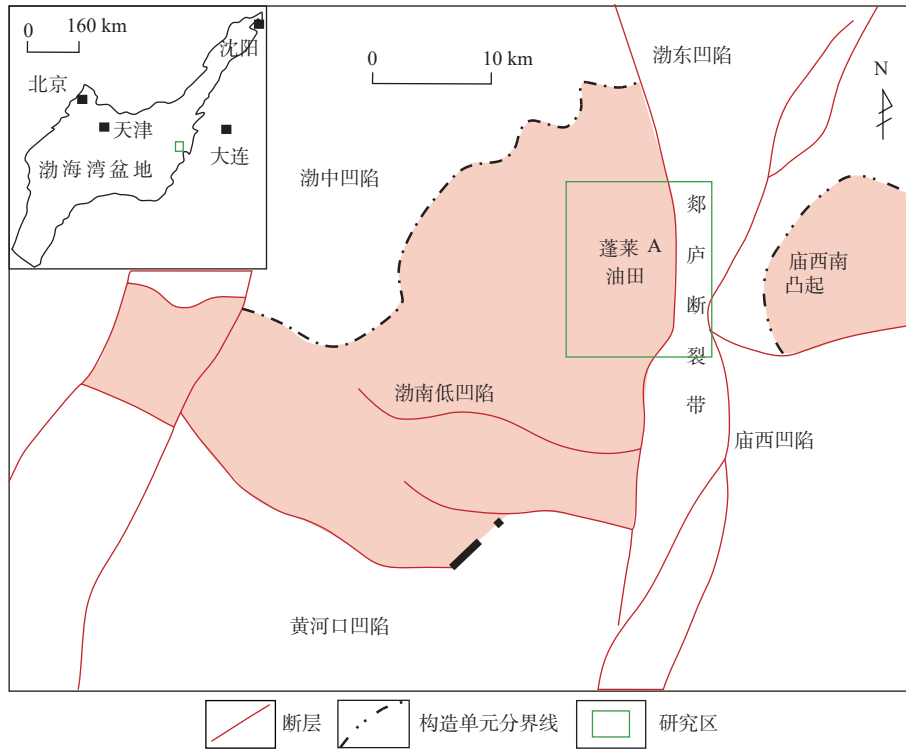


图 1 蓬莱 A 油田构造位置^[9]

Fig.1 Tectonic setting of Penglai A Oilfield^[9]

2 层间非均质性及其对注水开发的影响

2.1 层间非均质性

层间非均质性是指纵向上多个油层在空间分布和物性上的差异性^[10-15]。蓬莱 A 油田馆上段 I 油组为馆上段湖退体系域末期沉积,处于湖平面相

对较低的沉积阶段,沉积物源供给充分,在 1 区范围内地层厚度稳定,厚约 40~70 m,依据沉积旋回,自上而下细分为 5 个小层,即 L50、L52、L54、L56、L58(图 2)。每个小层内发育 1~2 层以分流河道为主的单砂层。由于湖平面高频升降,导致沉积环境和水动力发生变化,这些单层在空间分布和储层物性 2 个方面表现出明显的差异性。多层砂岩油藏这种强烈的层间非均质性,必然导致注水推进的不均匀性,是注水开发过程中产生层间干扰、单层

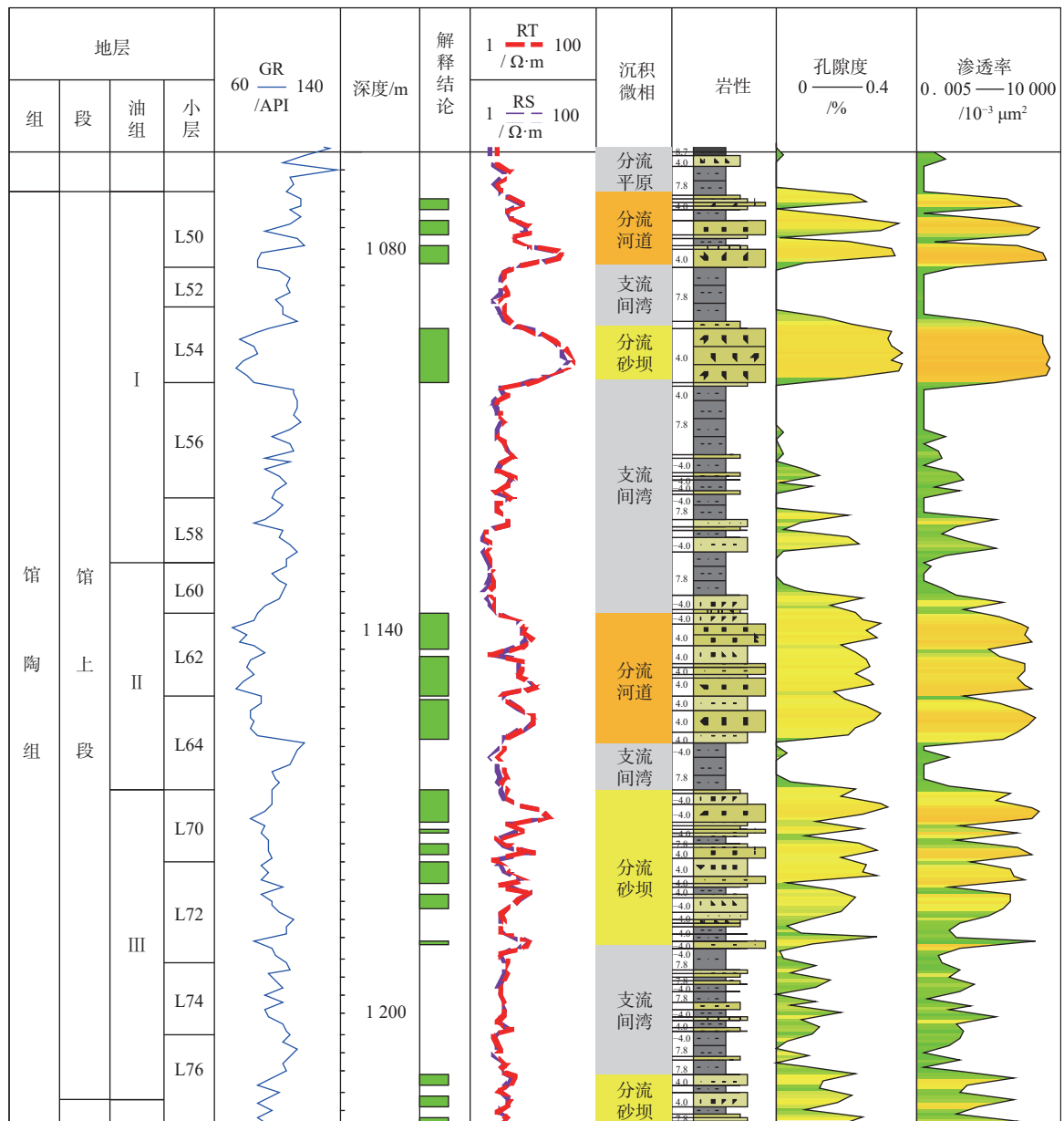


图 2 蓬莱 A 油田单井综合柱状图

Fig.2 Comprehensive histogram of single well in Penglai A Oilfield

突进的关键地质因素。

受沉积作用和成岩作用的共同影响,纵向上不同小层的物性,包括孔隙度、渗透率、泥质含量乃至孔隙结构都存在很大的差异性^[16-19]。因此,层间储层物性的差异性尤其是渗透率的差异性自然便成了层间非均质的主要特征。此外,还可以利用分层系数来定量表征储层层间非均质性,分层系数是指特定地层单元内砂层的层数,是反映储层垂向连通性的定量指标,与砂岩密度相结合,可以更加精确地刻画层间储层砂体分布的复杂程度^[10]。目前对于层间渗透率非均质性的表征常用的参数为渗透率变异系数(V_k)、渗透率突进系数(T_k)以及渗透率

级差(J_k)^[20-22]。W10、W11 和 W12 井为研究区东南部的一个典型注采井组,如表 1 所示,通过计算各单井小层平均渗透率,从宏观上把握储层纵向层间非均质性。统计结果表明,3 口井 L50 小层各自平均渗透率最好,其中, W11 井渗透率最高,达 $2\ 394 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。渗透率条件最差的为 W10 井的 L54 小层,平均渗透率仅 $215 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。通过计算各小层单井渗透率的平均值,进而可以利用渗透率变异系数(V_k)、渗透率突进系数(T_k)以及渗透率级差(J_k)的计算公式得到各井在 I 油组的非均质程度(表 1)。从计算结果来看,3 口井的变异系数均 > 1,突进系数基本上 > 3,级差接近 10。综合渗透率非

表 1 | 油组层间非均质性

Table 1 Interlayer heterogeneity of the Oil Formation I

油组	井名	小层	渗透率平均值/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	变异系数(V_k)	突进系数(T_k)	级差(J_k)	分层系数	非均质程度
	W10	L50	1 729	1.16	3.06	8.04	5	强
		L54	215					
		L58	483					
I	W11	L50	2 394	1.13	2.99	7.32	6	强
		L54	327					
		L58	654					
	W12	L50	2 084	1.18	3.09	8.51	4	强
		L54	245					
		L58	598					

均质性以及分层系数的量化结果,判断馆上段 I 油组非均质性强,各小层之间的渗透率差异性导致油气田开发过程中往往容易引起层间矛盾,出现高渗透层吸水能力强,动用程度高,容易水淹;而低渗透层由于吸水能力弱,水驱动用程度低,易形成剩余油富集区。

2.2 层间非均质性对注水开发的影响

层间非均质性对油田注水开发的影响巨大。理想情况下,水驱注入量与各油层的流动系数(kh/μ)值成正比,注入水的推进速度与流度(k/μ)成正比(式中: k 为渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; h 为油层厚度, m ; μ 为地层原油黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$)。因此,主力层由于厚度大,渗透率高,其吸水量、水线推进速度和产液量将远远高于非主力层,导致单层突进,油井较快见水,进而导致油井含水率快速上升乃至暴性水淹,而非主力层动用程度很低,严重影响油田注水开发效果。图 3 为对研究区东南部典型注采井组的分析,中间 W11 井为注水井,纵向 3 个产油层中,顶部 L50 小

层分流河道砂体储层渗透最好,厚度约为 14 m,该小层日注水量为 746 bbl/d;而 L54 小层和 L58 小层发育砂泥互层沉积,单一砂体厚度薄、储层物性相对较差,因而导致吸水能力相对较弱,L54 小层日注水 232 bbl/d, L58 小层日注水 324 bbl/d。W10 采油井在 L50 钻遇近 20 m 的厚层砂体,该层位日产液达 575 bbl/d,产水 374 bbl/d,含水率为 65.04%,而 L54 小层和 L58 小层由于砂体厚度薄,储层渗透率相对较低,吸水能力弱,受层间干扰的影响,开发效果较差,2 个砂层组的产液量分别为 258 bbl/d 和 243 bbl/d。W12 采油井在 L50 小层厚度 > 15 m, L54 小层厚度约为 10 m, L58 小层厚度约为 15 m。由于该井在 3 个小层的渗透率差异大,层间矛盾突出, L50 小层日产液达 452 bbl/d,产水则多达 331 bbl/d,含水率高 73.23%,水淹特征明显。L54 小层产液量最低只有 231 bbl/d, L58 小层日产液量为 316 bbl/d,含水率整体较低 (<40%)。生产井各小层的产液差异也说明了 3 个层的吸水能力各不相同,强烈的渗透率非均质性导致 L50 小层吸水能力

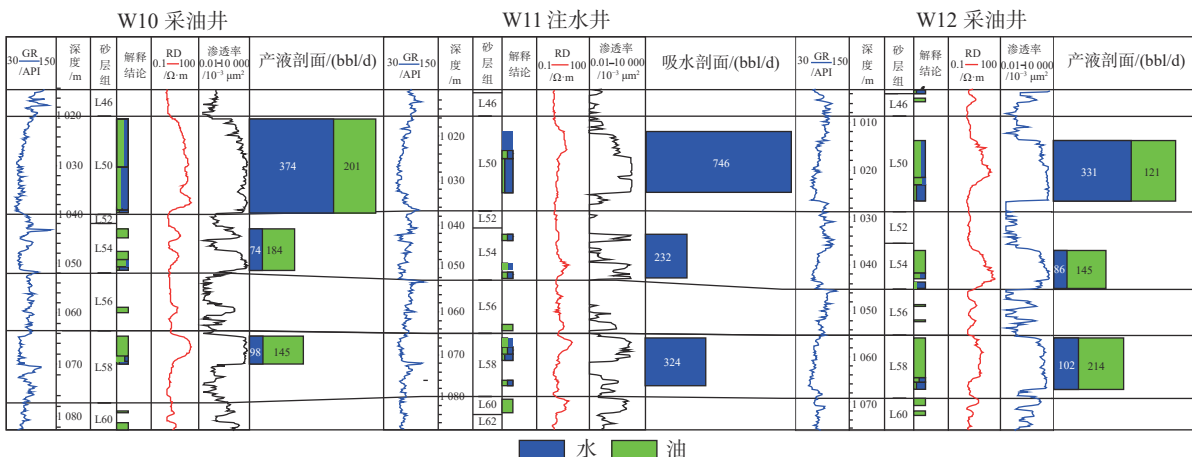


图 3 层间非均质性影响下的开发效果分析

Fig.3 Analysis of development effect under the influence of interlayer heterogeneity

强, 层间矛盾突出, 该小层整体动用程度高; 而下部的 L54 和 L58 这 2 个小层吸水能力弱, 油层动用程度低, 含水率也较低, 大量的剩余油富集在上述 2 个小层, 是下一步开发调整的重点层位。

3 平面非均质性及其对注水开发的影响

多层砂岩油藏不仅在纵向上存在着层间差异性, 即使是同一个小层, 由于平面相变频繁, 不同沉积微相、同一沉积微相不同部位储层物性也存在复杂的变异性。平面上储层性质的差异性, 尤其是渗透率的强非均质性是注水过程中平面渗流不均匀的根本原因, 注入水总是首先沿着渗透率高的部位向前推进, 与低渗透带存在明显的推进差异, 形成平面舌进的注水现象, 严重情况下可形成高渗条带的窜流通道, 影响注水的波及面积和驱油效率。本次研究以 L50 小层为例, 考虑利用渗透率等值线平面图、小层单井渗透率突进系数等值线平面图、小层单井渗透率级差等值线平面图以及剩余油饱和度平面图来剖析储层平面非均质性特征及其对开发的影响。图 4a 表明 L50 小层在研究区西北部的 W3、W4、W5 及 W6 井处, 中部的 W7 井处, 东部

的 W15 井和南部的 W13 井处的渗透率较好, 优质储层分区、分带特征明显, 主要是由于该小层多发育河口坝微相, 其平面几何形态在一定程度上影响了高渗透率储层的外部轮廓, 进而影响了注水开发过程中流体的平面方向性。图 4b 为 L50 小层渗透率突进系数等值线平面图, 图中反映 W5、W4、W7、W8、W13 井处的渗透率突进系数值较高, 突进系数高值区与渗透率的高值分布区有一定重叠、对应关系。图 4c 反映在研究区 W5、W6、W7、W8 井处渗透率级差较高, 同样, 渗透率级差高值分布区与突进系数和渗透率的高值分布区有很好的对应关系, 说明这些高值重叠区域的储层非均质性较强。为进一步明确平面非均质对油藏开发的影响, 通过对 L50 小层剩余油饱和度等值线平面图分析发现 (图 4d), 渗透率物性较好的区域, 水洗程度较高, 剩余油饱和度大多 $< 40\%$, 主要分布在 W5、W6、W3 以及 W7、W8 井区, 整体形成一个由 NW 向 SE 方向展布的高渗条带。说明渗透率、渗透率级差以及突进系数与剩余油饱和度具有明显的对应关系, 在渗透率高值区、强平面非均质性区, 水洗程度高、平面舌进现象明显, 方向性强; 低渗区注入水波及面积小, 油层动用程度低, 容易形成剩余油富集区。

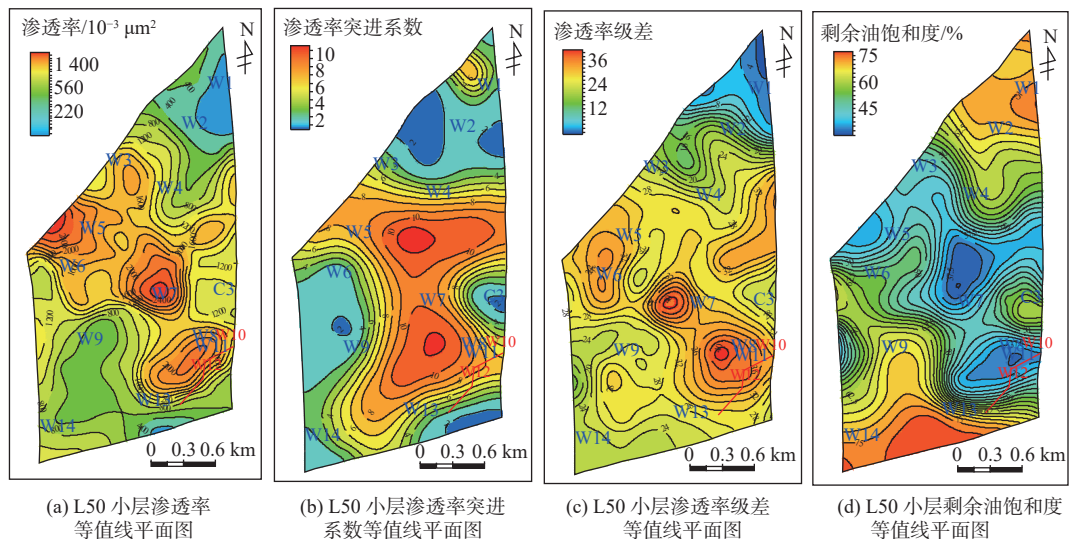


图 4 L50 小层平面非均质性及其对开发的影响

Fig.4 Plane heterogeneity of L50 sublayer and its impact on the development

4 层内非均质性及其对注水开发的影响

层内非均质性是指在一个单砂层内部物性的垂向变化, 是直接影响和控制单砂层内部注入水波

及体积的关键地质因素^[10,13]。层内非均质性是通过渗透率韵律性、层内夹层的密度以及渗透率的方向性体现出来的, 其中, 对注水开发影响最大的是渗透率的韵律性和高渗透层的位置以及层内渗透率的差异程度。I 油组为辫状河三角洲沉积, 储层

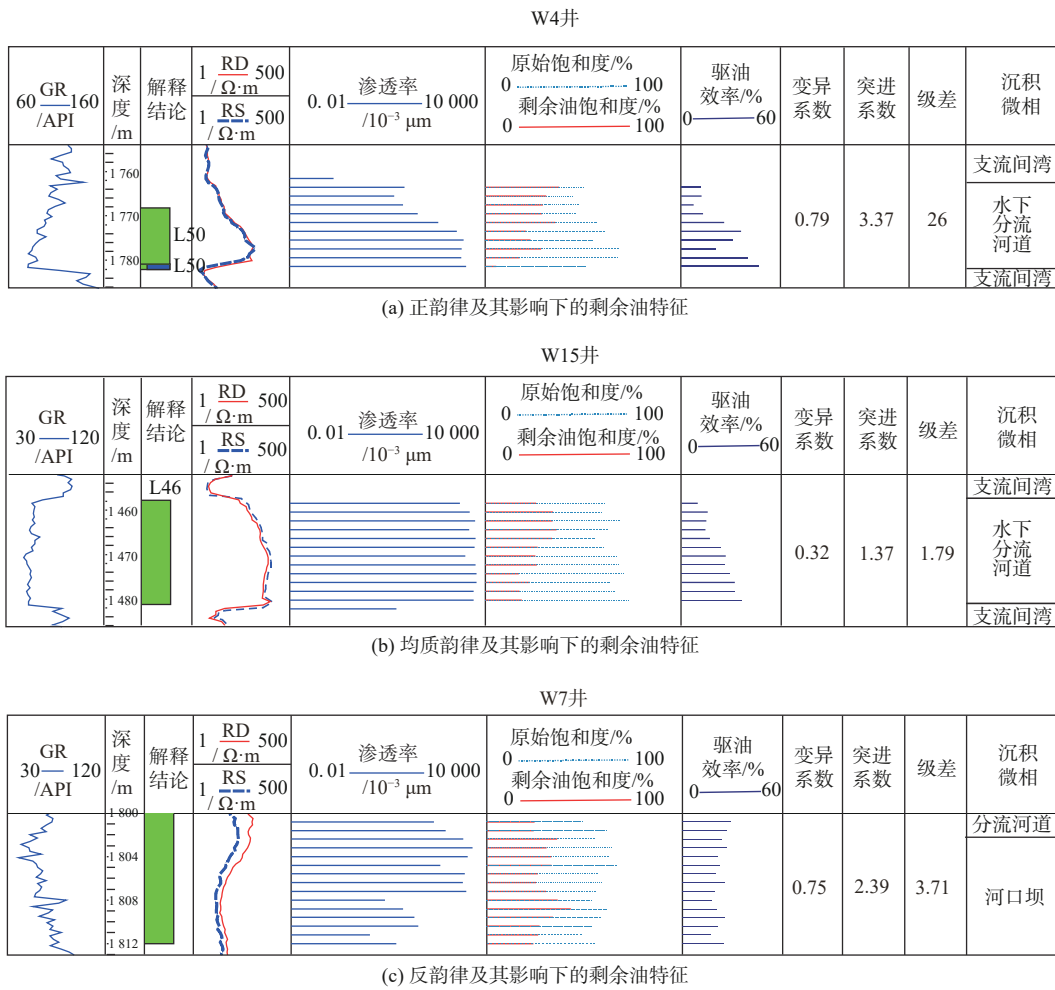


图 5 不同韵律特征下的水驱动用效果

Fig.5 Water-driven effect under different rhythms

微相测井曲线以箱形和钟形的分流河道为主。如图 5a 所示,钟形曲线特征一般为中高幅,向上逐渐变小,顶部渐变,底部突变。测井曲线形态代表了沉积粒度上细下粗,反映了碎屑沉积物的供应速度和强度从下到上逐渐减弱的特点,也反映了由强到弱的水动力条件,下部通常发育规模较大的板状或槽状交错层理,向上交错层理规模变小,顶部细砂岩、粉砂岩以波痕交错纹层为主,往往为水下分流河道沉积。层内渗透率变化呈现明显的正韵律性,最高渗透率段处于砂体的底部,向上渗透率均匀降低。通过 W4 井 L50 小层韵律层内渗透率非均质性研究发现,其变异系数>0.7,渗透率突进系数>3,渗透率级差达 26,显示了强层内非均质性的特征。由于 I 油组主要发育辫状河三角洲,反映水流水道的正韵律性特征在 I 油组内占 57.6%。这类渗透率韵律特征在注水开发过程中往往容易形成层内指进,图 5a 显示,在 W4 井 1 760~1 780 m 深度段,底部高渗层本身吸水能力强,加之注入水由于重力作

用优先沿底部渗流,使得该套储层底部水驱动用程度高,而顶部低渗层吸水能力弱,水驱效果差,层内波及厚度很小,水洗程度低,驱油效率均<10%,大量的剩余油富集于此。

箱形曲线整体幅度较高,顶、底部均为突变,反映岩性变化明显。砂岩段沉积物粒度分选较好,渗透率也呈现明显的箱型特征。这种储层韵律性特征也是水下分流河道微相的重要指示,在 I 油组内占 30.1%(图 5b)。以 W15 井 1 458~1 482 m 深度段为代表的均质韵律层为例,通过计算层内渗透率变异系数、层内突进系数以及级差发现,均质韵律层内渗透率非均质性弱。在注水开发过程中,注入水由于重力分异作用优先沿着底部层位进行渗流,导致均质韵律的底部水洗程度比顶部高,剩余饱和度显示,底部剩余油多<30%,顶部则相对较高,因而容易在均质韵律上部形成剩余油富集区。均质韵律虽然也存在底部开发效果好于顶部的特征,但总体驱油效率好于正韵律。渗透率反韵律特征在

一定程度上表明沉积物颗粒具有下细上粗的特征, 是河口坝微相的重要指示, 在研究区占 13.3%。如图 5c 的 W7 井 1 800~1 812 m 深度段, 储层下部储层渗透率差, 向上逐渐变好, 计算层内渗透率变异系数为 0.75, 层内渗透率突进系数为 2.39, 级差为 3.71, 显示了中等到强的层内渗透率非均质性。在油田注水开发过程中, 反韵律底部物性差, 上部物性好, 但由于油、水的重力分异原理, 注入水因重力作用先向底部流动, 从 W7 井剩余油饱和度来看, 该类型韵律层往往水驱较均匀, 其驱油效率也证实了水驱均匀的开发效果。

5 结论

(1) 蓬莱 A 油田 I 油组层间渗透率非均质性以及分层系数综合分析表明, 该油组层间非均质性程度强, 层间矛盾突出, 强烈的层间差异导致 L50 小层高渗层水驱动用程度高, L54、L58 等非主力层吸水能力弱, 水驱动用程度低, 大量的剩余油富集。

(2) 平面非均质性研究发现, 平面高渗透率区与渗透率突进系数、渗透率级差高值区以及剩余油饱和度低值区有明显的对应关系, 方向性明显。小层渗透率高值区、强平面非均质性区, 水洗程度高、平面舌进现象明显, 方向性强; 低渗区注入水波及面积小, 油层动用程度低, 容易形成剩余油富集区。

(3) 渗透率韵律性统计结果发现, 蓬莱 A 油田馆上段 I 油组正韵律占 57.6%, 均质韵律占 30.1%, 反韵律占 13.3%。注水开发证实以分流水道形成的正韵律储层上部易形成剩余油富集区, 底部水洗严重, 层内指进现象突出, 开发效果差; 均质韵律整体开发效果较好, 顶部有少量的剩余油富集; 反韵律虽然均匀水驱, 开发效果好, 但占比小。

参考文献:

- [1] 何子琼, 艳琴, 郭彬程, 等. 鄂尔多斯盆地靖安油田杨66井区延9₁储层非均质性[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2021, 36(1): 37-44.
- [2] HALDORSEN H H. Reservoir characterization procedures for numerical simulation[D]. Austin: University of Texas at Austin, 1983.
- [3] WEBER K J. How heterogeneity affects oil recovery [M]//LAKE L W, CARROLL H B. Reservoir characterization. Orlando: Academic Press, 1986.
- [4] 陈欢庆, 王珏, 杜宜静. 储层非均质性研究方法进展[J]. 高校地质学报, 2017, 23(1): 104-116.
- [5] 于翠玲, 林承焰. 储层非均质性研究进展[J]. 油气地质与采收率, 2007, 14(4): 15-18, 22, 111-112.
- [6] 郑奎, 卜广平, 张换果, 等. 胡154井区长4+5段储层非均质性及其对剩余油开发的影响[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(6): 85-96.
- [7] 何娟, 孙立春, 倪军娥, 等. 伊拉克M油田Asmari组B段混积岩储层特征及储层非均质性对开发的影响[J]. 中国海上油气, 2018, 30(4): 127-134.
- [8] 薛永安, 邓运华, 王德英, 等. 蓬莱19-3特大型油田成藏条件及勘探开发关键技术[J]. 石油学报, 2019, 40(9): 1125-1146.
- [9] 刘彦成, 罗宪波, 康凯, 等. 陆相多层砂岩油藏渗透率表征与定向井初期产能预测: 以蓬莱19-3油田为例[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(1): 97-103.
- [10] 张云鹏, 汤艳. 油藏储层非均质性研究综述[J]. 海洋地质前沿, 2011, 27(3): 17-22.
- [11] 封从军, 单启铜, 时维成, 等. 扶余油田泉四段储层非均质性及对剩余油分布的控制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(1): 1-7.
- [12] 窦之林, 董春梅, 林承焰. 孤东油田七区中馆4—馆6砂层组储层非均质性及其对剩余油分布的控制作用[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2002, 26(1): 8-10, 15.
- [13] 刘超, 张雪芳, 田博, 等. 渤海海域Z油田水驱开发储层物性变化规律[J]. 海洋地质前沿, 2021, 37(1): 61-67.
- [14] 尹志军, 鲁国永, 邹翔, 等. 陆相储层非均质性及其对油藏采收率的影响: 以冀东高尚堡和胜利永安镇油藏为例[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(1): 106-110, 117.
- [15] 严科, 杨少春, 任怀强. 储层宏观非均质性定量表征研究[J]. 石油学报, 2008, 29(6): 870-874, 879.
- [16] CARLSON M R. The effect of reservoir heterogeneity on predicted waterflood performance in the Doddsland Field[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1995, 34(10): 31-38.
- [17] AKHTAR K P, SHAHZADA S K. Reservoir characterization and multiscale heterogeneity analysis of cretaceous reservoir in Punjab Platform of Middle Indus Basin, Pakistan[J]. Arabian Journal for Science and Engineering, 2020, 45(6): 4871-4890.
- [18] 张娟, 张晓辉, 盖珊珊, 等. 鄂尔多斯盆地吴起地区延长组长4+5段储层非均质性特征[J]. 地质与勘探, 2019, 55(6): 1540-1548.
- [19] 刘杏, 祁祺, 彭宇, 芦丽菲, 等. 河西务构造带J11断块储层非均质性[J]. 地质科技情报, 2019, 38(2): 179-188.
- [20] 曹茜, 王志章, 王野, 等. 砂砾岩储层分布非均质性和质量非均质性研究: 以克拉玛依油田五2东区克上组为例[J]. 岩性油气藏, 2018, 30(2): 129-138.
- [21] 宫清顺, 刘占国, 庞旭, 等. 砂砾岩油藏储层非均质性及对剩余油分布影响: 以柴达木盆地昆北油田切12区为例[J]. 中国矿业大学学报, 2019, 48(1): 165-174.
- [22] YESTE L M, VARELA A N, VISERAS C, et al. Reservoir architecture and heterogeneity distribution in floodplain sandstones: key features in outcrop, core and wireline logs[J]. Sedimentology, 2020, 67(7): 3355-3388.

Reservoir heterogeneity and its influence on water injection development of Oil Formation I in the Upper Member of Guantao Formation of Penglai A Oilfield

LIU Yingxian, ZHANG Zhang, SHEN Chunsheng, MIAO Feifei, JIANG Lifu

(Bohai Oilfield Research Institute, Tianjin Branch of CNOOC Ltd., Tianjin 300452, China)

Abstract: Penglai A Oilfield is currently facing a series of production problems, such as rapid production decline, prominent interlayer interference, and serious water flooding of the main formation. To improve the development effect of oil formation I in the Upper Member of Guantao Formation of Penglai A Oilfield and clarify the distribution characteristics of remaining oil, research on the reservoir heterogeneity of the oil formation I and its impact on water injection development was carried out. Results show that the permeability heterogeneity and stratification coefficient reflect comprehensively the strong interlayer heterogeneity of the oil formation I. The strong interlayer difference resulted in the formation of high-permeability channel in the main layer of the oil formation I, resulting in the rapid rise of overall water cut and poor production of non-main layers. The study of the plane heterogeneity revealed an obvious corresponding relationship of the plane high-permeability area to the permeability breakthrough coefficient, the high-value area of permeability range, and the low value area of residual oil saturation. The tongue-shaped penetration phenomenon is obvious. The directionality is strong and the plane contradiction is clear. The intra-layer rhythm shows that the first oil formation in the Upper Member of Guantao Formation is dominated by positive rhythm, followed by homogeneous rhythm, and the anti-rhythm is less developed. Positive rhythm is easy to form bottom water flooding, and homogeneous rhythm has better oil displacement effect. Reservoir heterogeneity is the most critical geological factor affecting oilfield development. This study provided a geological basis for oilfield layered system development and well pattern adjustment.

Key words: Guantao Formation; reservoir heterogeneity; water injection development; remaining oil; Penglai A Oilfield