

王春伟, 韩淑乔, 杜焕福, 等. 东营凹陷低渗透岩性油藏储层非均质性特征及水驱剩余油分布规律[J]. 海洋地质前沿, 2024, 40(1): 36-43.  
WANG Chunwei, HAN Shuqiao, DU Huanfu, et al. Heterogeneity of low permeability lithologic reservoir and distribution of remaining water-driven oil in Dongying Sag[J]. Marine Geology Frontiers, 2024, 40(1): 36-43.

# 东营凹陷低渗透岩性油藏储层非均质性特征 及水驱剩余油分布规律

王春伟<sup>1</sup>, 韩淑乔<sup>2</sup>, 杜焕福<sup>1</sup>, 杨勇<sup>3</sup>, 孙鑫<sup>1</sup>, 董佑桓<sup>1</sup>, 刘继水<sup>4</sup>, 边旭<sup>4</sup>

(1 中石化经纬有限公司地质测控技术研究院, 青岛 266003; 2 中石油长庆油田分公司第三采油厂, 银川 750006;  
3 山东省煤田地质局第五勘探队, 济南 250100; 4 中石化胜利油田分公司中胜石油开发有限公司, 东营 257000)

**摘要:** 中国低渗油藏潜力巨大, 受控于地下储层特性及开发技术水平, 目前采出程度偏低。以东营凹陷 H67 块沙二段的低渗透岩性油藏为例, 运用地震、测井、岩芯、分析化验及生产动态资料, 分析了低渗透岩性油藏的储层非均质性特征, 描述了其对注水开发的影响, 阐明了剩余油的分布规律。研究表明, 低渗透油藏储层孔喉半径小, 平面与层内非均质性强, 主要体现在稳定展布的夹层及韵律砂层渗透性相差大, 平面上砂体及物性展布有明显的方向性; 受控于储层非均质性, 低渗透岩性油藏注水开发中存在地层能量不足、单井日液量低及平面水驱不平衡等特点, 水驱后剩余油储量丰度依然较大, 剩余油主要富集在层内及平面储层厚度大、物性差的区域。以上成果及认识对低渗透岩性油藏的开发具有重要的指导意义。

**关键词:** 低渗透; 岩性油藏; 储层非均质性; 注水开发; 剩余油; 东营凹陷

中图分类号: P744.4; P618.13 文献标识码: A DOI: 10.16028/j.1009-2722.2023.001

## 0 引言

近 10 年中国低渗、特低渗油藏新增探明储量达 80 亿 t, 是丰富的接替能源<sup>[1]</sup>, 但其储层孔径小、非均质性强, 依托现有的开发技术平均采收率不足 15%, 因此, 研究低渗油藏储层非均质性特征, 提高其采收率具有重要意义<sup>[2]</sup>。储层的非均质性作为其最重要的属性之一, 一直是油藏开发的重点研究工作。近年来, 前人应用地质成因分析、地质统计学等方法对低渗透油藏的储层非均质性开展了大量研究<sup>[3]</sup>。郑奎等<sup>[4]</sup>、王友净等<sup>[5]</sup>对鄂尔多斯盆地胡 154、AS 及 JA 油田低渗透三角洲前缘油藏进行了研究, 明确了动态裂缝及复合砂体内部结构对剩余

油开发的影响; 马永宁等<sup>[6]</sup>、夏东领等<sup>[7]</sup>重点针对鄂尔多斯盆地靖安、红河油田的低渗透河流相油藏的“储层质量、裂缝、含油性”进行了非均质性表征, 并建立了其与产能评价之间的关系; 焦红岩等<sup>[8]</sup>、何拓平等<sup>[9]</sup>分别对渤海湾盆地河 146 块及鄂尔多斯盆地华庆地区的低渗透深水浊积水道砂体进行储层非均质性研究, 探讨了储层构型划分及其对开发生产的影响。目前缺乏专门针对低渗透岩性油藏的储层非均质性特征及水驱剩余油分布规律的相关研究。

东营凹陷 H67 块沙二段低渗透岩性油藏剩余石油储量及剩余油饱和度较高, 具有较大的增产潜力, 但受到储层非均质性的影响, 注水开发中存在着油藏动用不平衡、水淹水窜与供液不足并存、整体驱油效率低等问题, 严重制约着该区油藏采收率的进一步提高。本次参考裘怿楠<sup>[10]</sup>的储层非均质性研究方法, 结合滑塌浊积砂体内部结构特点, 充分运用地震、测井、岩芯、分析化验及生产等动、静态资料, 从层间、层内、平面及微观 4 个方面分别描述储层非均质性特征, 明确储层非均质性对注水开

收稿日期: 2023-01-03

资助项目: 国家重点研发计划项目“油/水/固界面浸润调控智能流体提高采收率关键材料与机理研究”(2019YFA0708700); 中石化经纬有限公司重点项目“定测录导一体化”(JWKY2105)

第一作者: 王春伟(1988-), 男, 硕士, 工程师, 主要从事油气藏开发地质方面的研究工作。E-mail: 584019559@qq.com

发的影响, 阐明剩余油富集规律, 为提高采收率提供地质依据及建议。

### 1 油藏地质概况

H67 块位于渤海湾盆地济阳拗陷东营凹陷梁家楼-现河构造带中段(图 1a), 区块内部构造相对简单, 中间高, 向西北、东南逐渐降低, 内部无断层且地层较平缓, 地层倾角 < 5°(图 1b)。油层分布在沙二—沙三下段(图 1c), 沙二段储层为东南方向的

三角洲在向前推移过程中在湖盆前缘部分滑塌形成的浊积砂体<sup>[11]</sup>, 平面上呈朵叶状展布, 四周为砂体尖灭。储层孔隙度介于 11.8%~27.4%, 中值为 16.8%, 渗透率介于 (1~361) × 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>, 中值为 22.1 × 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>, 油藏埋深为 2 520~2 800 m, 含油面积为 4.3 km<sup>2</sup>, 为典型的低渗透岩性油藏。沙二段油藏经历早期弹性开采, 地层能量亏空严重, 2013 年改为注水开发。目前区块井网 2 注 4 采(图 1b), 含水率上升明显, 水驱控制范围内剩余油分布复杂, 整体采收程度低, 仅为 20.1%。

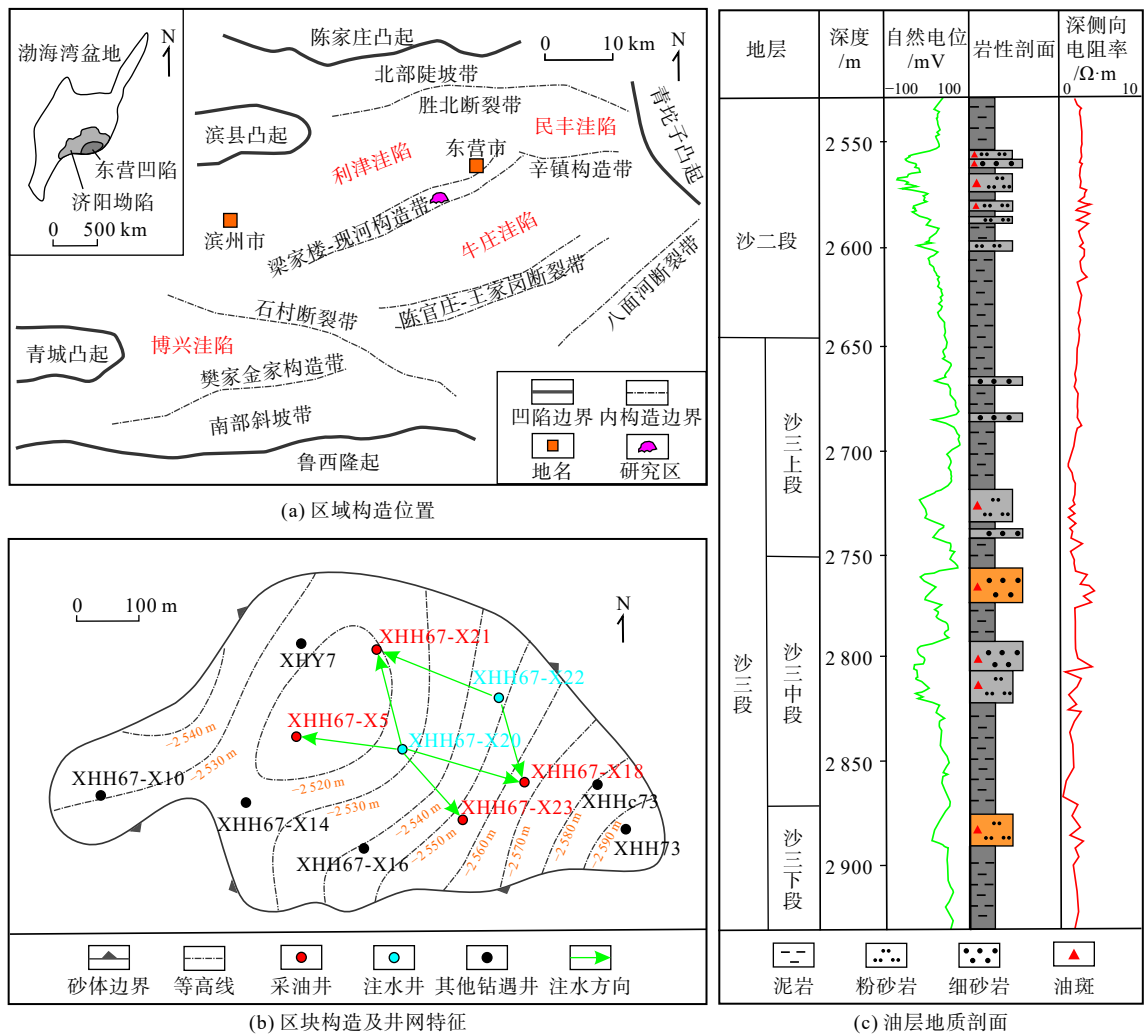


图 1 东营凹陷 H67 块油藏地质概况

Fig.1 Geological survey of Block H67 reservoir in Dongying Sag

### 2 储层非均质性特征

储层非均质性是储层内部岩性、物性、电性及含油性的不均一程度<sup>[12]</sup>。目前国内应用最广的是从层间、层内、平面、微观等传统方法来描述储层

的非均质性, 也有很多学者采用储层构型的表征方法对储层非均质性进行研究<sup>[13-14]</sup>。宋金鹏等<sup>[15]</sup>对浊积岩储层构型进行了研究与划分, 明确了 5 级构型单元为浊积岩复合体, 4 级构型单元为单期浊积体, 3 级构型单元为浊积体内部沉积单元。本次研究将对储层非均质性的表征方法进行有机融合, 明

确传统的层间、层内、平面非均质性与不同级别储层构型单元及界面的对应关系。

## 2.1 层间非均质性特征

层间非均质性是不同开采层位储层之间的差异,有效储层作为油藏赋存的载体,有效储层物性差异影响着层间的开发矛盾,其顶部和底部的隔层展布对于研究上下油层的连通性及储层内部流体的运动规律具有重要的意义。从 H67 块沙二段油层来看,层间隔层顶部对应于 4~5 级构型界面,具有不同规模及物性的层间含油砂体则对应为 4~5 级构型单元。因为浊流沉积具有突发性的特点,在深湖—半深湖普遍静水环境下,发生事件性的滑塌浊流沉积易导致大套泥质岩中发育透镜状的浊积砂体,所以埋藏较深的浊积砂岩油藏具有砂体规模

差别较大、物性普遍较差及顶底发育厚层泥岩隔层等特点。从东营凹陷 H67 块油层层间非均质参数统计(表 1)得知, H67 块油层之间非均质性有以下 3 个特点:

(1)层间隔层发育程度高。不同含油层系分隔性好,平均隔层厚度最大达 75 m,最小也有 17 m。

(2)层间砂体规模差异大。沙二段、沙三上段、沙三中段、沙三下段共 4 套含油层系有效储层平均厚度相差较大,其中,沙三中段有效储层厚度最大,达 25.2 m,沙二段有效储层厚度次之,沙三上段、沙三下段有效储层厚度最小,仅约 6 m,有效储层厚度与地质储量呈正相关关系。

(3)层间渗透率相差不大。渗透率介于(33.1~48.2) $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,对于纵向合注合采的井组层间干扰较小,不同层位采出程度差异较小。

表 1 东营凹陷 H67 块油层层间非均质参数统计

Table 1 Statistics of parameters on interlayer heterogeneity of Block H67 in Dongying Sag

地层	有效储层厚度/m		顶部隔层厚度/m	底部隔层厚度/m	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$		地质储量/ $10^4 \text{ t}$
	分布范围	平均值			分布范围	平均值	
沙二段	10.2~29.8	14.3	32	75	1.26~10.57	33.1	76.1
沙三上段	3.3~12.3	6.1	75	17	3.97~154.28	48.2	28.4
沙三中段	8.5~52.9	25.2	17	39	2.82~212.3	44.5	208.5
沙三下段	2.1~15.6	5.8	39	23	16.17~80.88	43.3	21.5

## 2.2 层内非均质性特征

层内非均质性为储层单层的内部结构及物性差异,其影响着层内的水淹厚度,控制着油水分布。层内夹层对应于浊积体的 3 级构型界面,夹层之间的韵律砂层则为 3 级构型单元。H67 块沙二段层内夹层及韵律砂层展布有以下特点:

(1)层内夹层展布稳定。在浊流沉积的短间歇期,水动力条件弱的深湖—半深湖环境会沉积不同规模的夹层,这些夹层对层内流体起一定的阻挡作用<sup>[16]</sup>,一般夹层分为泥质、钙质与物性夹层 3 种<sup>[17]</sup>,相比于其他成因储层,浊积储层内部夹层一般以泥质夹层为主,夹层发育数目较少但单个夹层展布稳定。研究区泥质夹层自然伽马及深、浅双侧向曲线向泥岩基线方向回返幅度超过 1/3,自然伽马值  $> 75 \text{ API}$ ,电阻率  $< 0.75 \Omega \cdot \text{m}$ ,钙质夹层深、浅双侧向曲线呈明显高值,电阻率  $> 3.5 \Omega \cdot \text{m}$ ,而物性夹层自然伽马曲线略有回返,且回返幅度低于 1/3,自然伽马值为 65~75 API。通过测井曲线识别(图 2c),结合对应区域的地震剖面反射轴特征(图 2b),明确

了沙二段层内发育 2 条稳定展布的夹层,钻遇率达 75%,纵向夹层密度 15%,夹层频率约为 0.05 条/m,单个夹层横向展布范围多超过 2 个井距,最大厚度为 2.3 m,平均厚度为 0.8 m,倾角为  $3.2^\circ \sim 5^\circ$ 。

(2)韵律砂层规模相差较大。从 H67 块沙二段单砂体内部夹层及韵律砂层展布可以看出,2 条稳定展布的夹层大体将含油单砂体内部分为 3 个韵律砂层(图 2a),不同韵律砂层基本被夹层分隔开且规模变化较大,中间砂层平均厚度较大,下部砂层其次,上部砂层平均厚度较小(表 2)。不同韵律砂层的内部碎屑颗粒大小在垂向上的变化特征不同<sup>[18-19]</sup>。对 H67 块沙二段储层韵律性统计得到,研究区以均质韵律及反韵律为主,占比分别为 45%、29%,正韵律、复合韵律占比分别为 14%、12%。

(3)储层结构控制下的渗透率差异大。H67 块沙二段层内被夹层分隔的 3 个韵律砂层具有不同的渗透性,下部砂层渗透率最高,上部砂层渗透率其次,突进系数均  $> 3$ ,变异系数均  $> 0.7$ ;中间砂层渗透率最低,突进系数 2.9,变异系数 0.68,层内渗透率非均质性整体较强(表 2)。

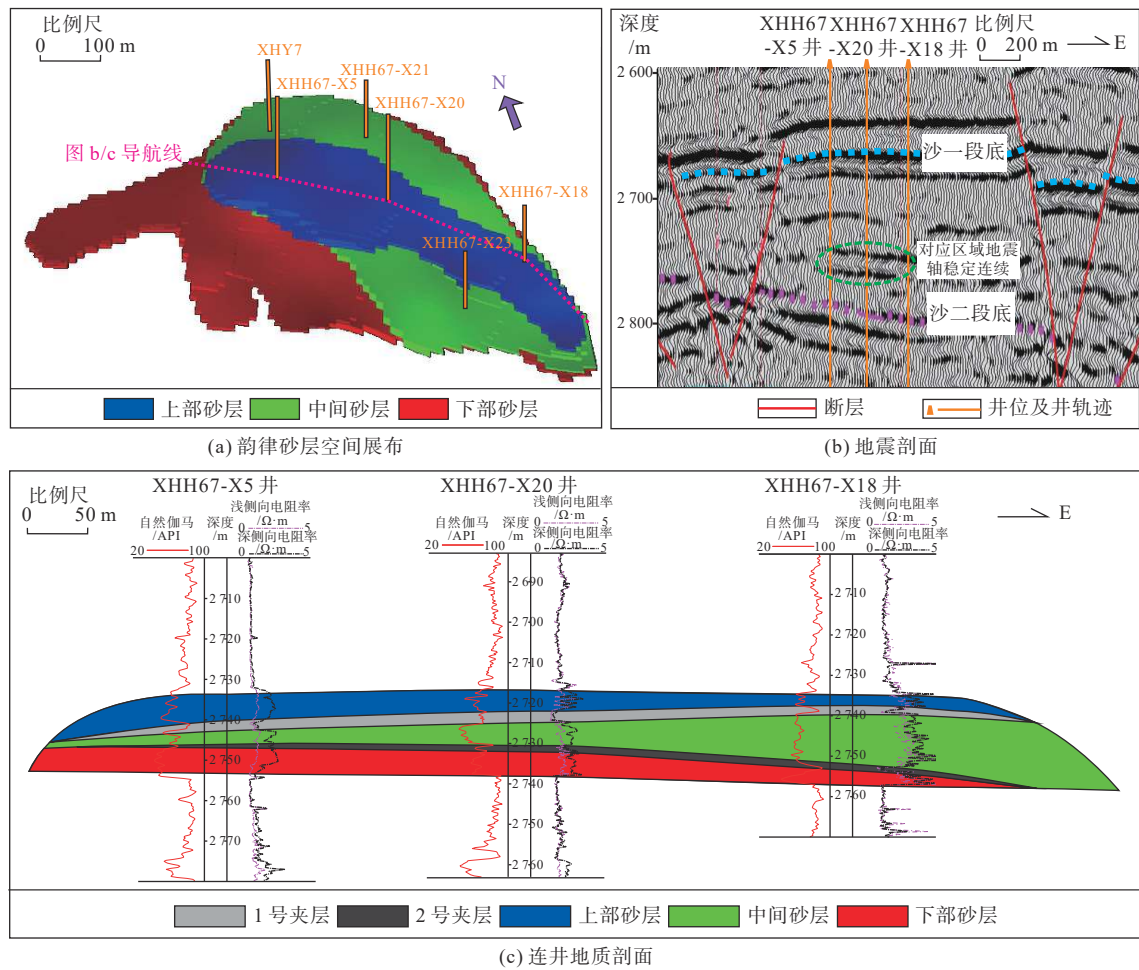


图 2 H67 块沙二段单砂体内部夹层及韵律砂层展布

Fig.2 Interlayer and rhythmic sand layer in single sand body of Sand II in Block H67

表 2 东营凹陷 H67 块层内非均质参数统计

Table 2 Statistics of parameters on heterogeneity in Block H67 in Dongying Sag

渗透层	韵律模式	砂体厚度/m		渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$		突进系数	变异系数	级差
		分布范围	平均值	分布范围	平均值			
上部砂层	均质韵律	2.2~8.2	3.9	3~109	37	3.0	0.71	34
中间砂层	均质韵律、反韵律	3.1~15.1	5.2	2~66	23	2.9	0.68	34.5
下部砂层	均质韵律、正韵律	3.4~8.7	4.1	5~203	67	3.1	0.79	39.6

### 2.3 平面非均质性特征

平面非均质性是指一个储层砂体的几何形态、规模、连续性以及砂体物性的平面变化及方向性,其直接关系注入水的平面波及效率<sup>[19]</sup>,主要研究 3~5 级构型单元在平面上的展布特征。研究区滑塌堆积成因的砂岩平面展布范围不大,埋藏不深且构造相对简单,沉积作用控制着平面砂体及物性展布。

(1) 平面上砂体展布有明显的方向性。H67 块沙二段油藏砂体平面呈朵叶状展布,长约 1 800 m,

宽约 850 m。近 EW 向砂体厚度较大,近 SN 向砂体厚度相对较小。砂体厚度中心在 XHH67-X18 井-XHH67-X20 井-XHH67-X5 井连线附近,最厚达 18 m,向四周变薄至尖灭(图 3a)。

(2) 平面上砂体及其渗透率展布规律具有一致性。受控于平面储层展布特征,平面储层渗透率变化大。渗透率高值位于 XHH67-X18 井附近,最大值为  $203 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,四周渗透率低。近 EW 方向渗透率相对高,近 SN 方向渗透率变化快,非均质性强(图 3b)。

(3) 井网整体适应性好。依据砂体的发育规模,



透油藏储层孔喉半径小,一方面决定着其注入水的水质要求高,另一方面影响着其注水量及注入压力。如果注入水中悬浮物的固体含量较高或者颗粒的直径中值较大,会引起堵塞储层<sup>[25]</sup>,造成注水更加困难。H67 块注水井压力高达 30 MPa、注水量长期低于 20 m<sup>3</sup>/d。

(2) 单井日产液低,地层能量不足。由于低渗透油藏地层吸水困难,长期生产导致地层能量逐渐产生亏空,动液面不断下降,表现出低液低能的开发特点。H67 块投产平均动液面由 1 439 m 下降至 1 700 m; 日产液长期较低,目前平均为 4.9 t/d; 累计注水 6×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>, 累计采液 8×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>, 累计注采比为 0.75, 地层能量亏空严重。

(3) 水淹水窜明显,平面水驱不均衡。虽然注水量不大,但由于储层本身的平面及层内非均质性强,造成注水时油井容易沿优势渗流通道发生水窜。H67 块油藏油井初始含水率均 < 10%, 伴随着水井开

始注水, XHH67-X5 井和 XHH67-X18 井含水率上升快, 含水率分别达到 45% 和 68%, 而 XHH67-X21 井和 XHH67-X23 井的含水率一直没有上升趋势。

### 3.2 剩余油分布规律

在动态分析成果和井间连通性认识基础上,依托区块投产以来的生产资料,通过修正井间传导率等参数完成水驱历史拟合得到油藏数值模拟的结果。从 H67 块沙二段油藏数值模拟参数符合率来看,区块整体拟合效果较好,目前区块平均含水率 47.2%, 拟合含水率 46.8% (图 5a), 实际累产油量 6.33×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>, 拟合累产油量 6.38×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup> (图 5b), 此外各单井的平均含水率、累产油量拟合误差均 < 8%。根据油藏数值模拟得到的剩余油分布状况,结合低渗透岩性油藏的注水开发特征,重点分析层内与平面非均质性对剩余油分布的影响(层间非均质性较弱),给出下一步提高采收率的方法与建议。

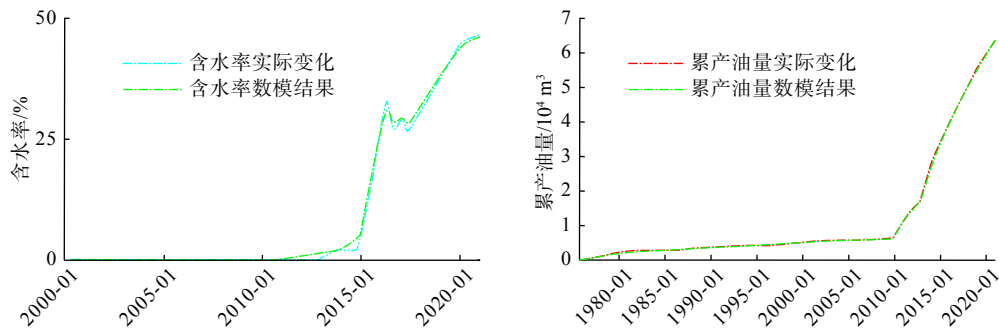


图 5 H67 块沙二段油藏数值模拟符合率

Fig.5 Matching rate of numerical simulation parameters of Sand II in Block H67

(1) 层内剩余油分布规律 层内不同渗透带之间的夹层起到一定隔挡作用,下部砂层物性相对较好,中间砂层与上部砂层渗透带物性相对较差,同时由于注入水的重力作用,注入水容易沿下部砂层突进,而中间砂层与上部砂层吸水较少,造成剖面上吸水不平衡<sup>[26-27]</sup>。油藏数值模拟结果显示(图 6d),下部砂层含油饱和度相对低,中间砂层与上部砂层含油饱和度相对高,反映受层内非均质性影响,下部砂层水驱程度高,而中间砂层与上部砂层水驱效果差,剩余油富集在物性相对差的韵律砂层,如 XHH67-X18 井上、中渗透带。

(2) 平面剩余油分布规律 油藏数值模拟结果显示(图 6a、b、c),平面上剩余油饱和度整体较大,水驱控制范围外剩余油饱和度高,水驱控制范围内剩余油饱和度受砂体厚度差异及注水波及的

影响分布不均。在储层物性好的油水井间水淹程度相对较高,地层压力与剩余油饱和度较低,物性差的边缘区域虽然地层压力与剩余油饱和度高,但储层厚度小,剩余储量丰度小,所以平面上剩余油主要集中在储层厚度大、物性相对较差区域,如 XHH67-X20 井南部。

综上所述,H67 块沙二段低渗透岩性油藏剩余油储量丰度大,局部含油饱和度较低,石油增产潜力大。针对低渗透岩性油藏注水困难及地层能力不足的问题,建议采取石油工艺措施,先通过酸化作业对储层孔隙中堵塞的悬浮物进行清理,再通过压裂作业制造人工裂缝,增加储层的吸水能力,最大化地增加注水量,补充地层能量。针对水驱不均衡的现象,在酸化、压裂作业后可对相应的注水井实施调驱调剖,改变注水主流线,扩大水驱波及范围,达到最终提高采收率的目的。

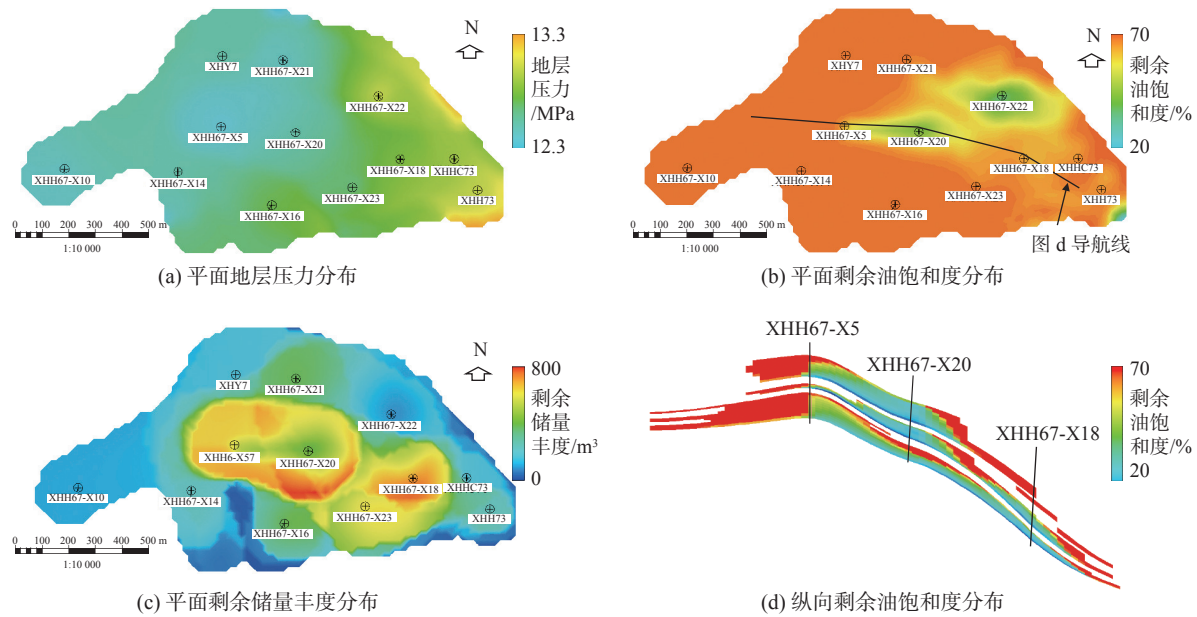


图6 H67块沙二段油藏数值模拟结果

Fig.6 Numerical simulation results of Sand II in Block H67

## 4 结论

(1) H67块沙二段低渗透岩性油藏储层孔喉半径小,层间非均质性较弱,平面与层内非均质性较强。具体体现在层内夹层展布稳定、韵律砂层规模相差较大、储层结构控制下的渗透率差异大;平面砂体展布有明显的方向性,渗透率与砂体展布规律具有明显的一致性,井网整体适应性好。

(2) 受低渗透岩性油藏储层非均质性的影响,在注水开发中存在地层吸水困难、单井日产液低、地层能量不足及平面水驱不均衡等特点。

(3) 数值模拟结果显示,水驱后整体剩余油储量丰度大,局部含油饱和度较低,石油增产潜力大。层内剩余油富集在物性相对差的韵律砂层,平面剩余油主要集中在储层厚度大、物性相对较差区域。建议采取酸化、压裂及调驱调剖的工艺措施提高采收率。

### 参考文献:

[1] 周能武,卢双舫,王民,等.中国典型陆相盆地致密油成储界限与分级评价标准[J].石油勘探与开发,2021,48(5):939-949.  
 [2] 罗群,高阳,张泽元,等.中国与美国致密油形成条件对比研究[J].石油实验地质,2022,44(2):199-209.  
 [3] 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.  
 [4] 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.

[5] 王友净,宋新民,李佳鸿,等.特低渗透油藏动态裂缝非均质性和复合砂体内部构型对开发的意义[J].西北大学学报(自然科学版),2018,48(1):123-131.  
 [6] 马永宁,魏龙杰,吴珍珍,等.靖安油田杨66井区延10储层非均质性及流动单元[J].西安石油大学学报(自然科学版),2022,37(4):1-9.  
 [7] 夏东领,伍岳,夏冬冬,等.鄂尔多斯盆地南缘红河油田长8致密油藏非均质性表征方法[J].石油实验地质,2021,43(4):704-712.  
 [8] 焦红岩.湖泊相积水道储层构型特征及其对开发生产的影响:以东营凹陷现河油区河146井区沙三中亚段为例[J].东北石油大学学报,2018,42(6):73-84.  
 [9] 何拓平,李元昊,陈朝兵,等.深水重力流储层宏观非均质性控制因素:以华庆地区长6<sub>3</sub>为例[J].西北地质,2020,53(1):178-188.  
 [10] 裘烽楠.油气储层评价技术[M].北京:石油工业出版社,1991.  
 [11] 王俊杰,吴胜和,肖淑明,等.东营凹陷沙三中亚段浊积砂岩储层微观孔喉分布特征[J].中国石油大学学报(自然科学版),2021,45(4):12-21.  
 [12] 曾晓华,周伟,肖大志,等.北部湾盆地涠西南凹陷W区流沙港组储层非均质性研究及应用[J].海洋地质前沿,2021,37(3):50-59.  
 [13] 杨棵,朱筱敏,刘宇,等.浊积岩和砂质碎屑流岩关键识别标志及辽河盆地岩心实例[J].古地理学报,2020,22(3):483-492.  
 [14] 于倩男,刘义坤,刘学,等.非均质低渗透储层渗流特征实验研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2018,40(3):105-114.  
 [15] 宋金鹏,林承焰,任丽华,等.湖相滑塌浊积岩储层构型精细解剖[J].断块油气田,2018,25(1):6-10.  
 [16] 潘石坚,刘伟新,王华,等.南海珠江口盆地Y油田文昌组五段

- 低渗透储层特征及物性控制因素[J]. 海洋地质前沿, 2022, 38(4): 71-79.
- [17] 王春伟. 辫状河储层非均质性特征与剩余油分布[J]. 复杂油气藏, 2022, 15(1): 48-52.
- [18] 张新春, 陆文明, 李林地, 等. A油田深水浊积岩剩余油分布研究[J]. 非常规油气, 2021, 8(4): 26-35.
- [19] 王辉, 王美霞, 白聪萍, 等. 子长油田子128井区长6储层非均质性及其影响因素[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2022, 37(4): 17-25.
- [20] 岳亮, 孟庆强, 刘自亮, 等. 致密砂岩储层物性及非均质性特征: 以四川盆地中部广安地区上三叠统须家河组六段为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(3): 597-609.
- [21] 赵思远, 唐后军, 肖胜东, 等. 低渗透油藏注水层位合理射开参数研究: 以鄂尔多斯盆地张柴窑子区长6油藏为例[J]. 非常规油气, 2021, 8(5): 106-114.
- [22] 罗宪波, 唐洪, 张章, 等. 平行水平井网水驱剩余油分布规律实验研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2022, 44(1): 100-112.
- [23] 赵思远, 贾自力, 吴长辉, 等. 低渗透油藏注水诱发裂缝实验研究: 以鄂尔多斯盆地吴起吴仓堡9油藏为例[J]. 非常规油气, 2021, 8(3): 73-79, 89.
- [24] 龙盛芳, 王玉善, 李国良, 等. 苏里格气田苏49区块盒8下亚段致密储层非均质性特征[J]. 岩性油气藏, 2021, 33(2): 59-69.
- [25] 张政, 杨胜来, 袁钟涛, 等. 低渗透油藏压裂定向井非线性渗流模型产能计算[J]. 非常规油气, 2022, 9(1): 71-76.
- [26] 张洪军, 李二党, 牛海洋, 等. 低渗透岩性油藏长期水驱储层特征变化规律[J]. 特种油气藏, 2019, 26(6): 78-81.
- [27] 冯洋, 杨国旗, 李颖涛, 等. 基于砂岩岩心模型的微观水驱油渗流规律和剩余油赋存状态实验[J]. 非常规油气, 2022, 9(4): 98-106.

## Heterogeneity of low permeability lithologic reservoir and distribution of remaining water-driven oil in Dongying Sag

WANG Chunwei<sup>1</sup>, HAN Shuqiao<sup>2</sup>, DU Huanfu<sup>1</sup>, YANG Yong<sup>3</sup>, SUN Xin<sup>1</sup>,  
DONG Youhuan<sup>1</sup>, LIU Jishui<sup>4</sup>, BIAN Xu<sup>4</sup>

(1 Geosteering and Logging Research Institute, Sinopec Matrix Co., Ltd., Qingdao 266003, China;

2 No. 3 Oil Production Plant, PetroChina Changqing Oilfield Company, Yinchuan 750006, China;

3 The Fifth Prospecting Team, Shandong Bureau of Coal Geology, Jinan 250100, China;

4 Zhongsheng Petroleum Development Co., Ltd., Shengli Oilfield, Dongying 257000, China)

**Abstract:** The potential of low permeability reservoir in China is huge, which is controlled by the characteristics of underground reservoir and the level of development technology. Taking the low permeability lithologic reservoir of Sha-2 Member (Sand II), Block H67, Dongying Sag as an example, the reservoir heterogeneity characteristics of the low permeability lithologic reservoir were analyzed by seismic, logging, core analysis, and dynamic production data. The heterogeneity characteristics of low permeability lithologic reservoirs were analyzed, and its influence on water injection development was described. Results show that the pore radius of low permeability reservoir is small, and the heterogeneity of materials between at-plane and in-layer is strong as indicated by a large difference in permeability between stably distributed interlayer and rhythmic sand layer, and the horizontal distribution of physical property of the sand body presented obvious directivity. Affected by reservoir heterogeneity, the water injection development of low-permeability lithological reservoirs was characteristic of insufficient stratigraphic energy, low daily fluid volume per well, and uneven horizontal water injection, while the remaining oil reserves after water injection remains abundant. The remained oil is concentrated in mainly the reservoir layers and areas with large reservoir thickness and poor physical properties. The above results and understanding have important guiding significance for the development of low-permeability lithological reservoirs.

**Key words:** low permeability; lithologic reservoir; reservoir heterogeneity; water injection development; residual oil; Dongying Sag