https://doi.org/10.3799/dqkx.2023.032



低渗砂砾岩储层三元孔隙结构特征及其渗流机理与 改善水驱对策

彭小东¹,张 辉¹,汪新光²,赵 楠¹,王 磊^{2,6},张恒荣², 杨朝强²,储莎莎³,孙 雷⁴,杨 宇⁵

1. 中海石油(中国)有限公司海南分公司,海南海口 570311

2. 中海石油(中国)有限公司湛江分公司,广东湛江 524057

3. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院,河北廊坊 065007

4. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室,四川成都 610500

5. 成都理工大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室,四川成都 610059

6. 中国地质大学资源学院,湖北武汉 430074

摘 要:针对低渗砂砾岩与砂岩储层产能测试结果差异大的问题,以北部湾盆地乌石凹陷流沙港组低渗砂砾岩储层为主要研 究对象,通过设计室内岩心实验开展了微观孔隙结构、微观渗流能力、微观渗流特征和改善水驱提高采收率策略研究.研究发 现,乌石凹陷流沙港组低渗砂砾岩储层具有三元孔隙结构特征,大孔喉和微小孔喉更加发育,导致"高气测渗透率、低液测渗透 率、低驱油效率"的渗流特征和"大孔喉富含注入水、中吼喉富含剩余油、微小孔喉富含原始束缚水"的剩余油微观分布特征,提 高微观波及系数、增加中孔喉动用率是提高采收率的关键,建议采用注低价高矿化水转变润湿性和不稳定注水发挥渗吸作用 的策略改善水驱效果、提高最终采收率.

关键词:低渗油藏;砂砾岩;孔隙结构;微观渗流机理;剩余油微观分布;低价高矿化水驱;不稳定注水;石油地质. 中图分类号: P618.13 文章编号: 1000-2383(2023)08-2960-19 收稿日期:2023-02-02

Enhanced Water-Drive Recovery Based on Microscopic Seepage Mechanism for Low Permeability Glutenite Reservoir with Ternary Pore-Throat Structure Characteristics of WS Field

Peng Xiaodong¹, Zhang Hui¹, Wang Xinguang², Zhao Nan¹, Wang Lei^{2,6}, Zhang Hengrong², Yang Chaoqiang², Chu Shasha³, Sun Lei⁴, Yang Yu⁵

1. Hainan Branch of CNOOC Ltd., Haikou 570311, China

2. Zhanjiang Branch of CNOOC Ltd., Zhanjiang 524057, China

3. Petro China Research Institute of Petroleum Exploration & Development-Langfang, Langfang 065007, China

4. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China

基金项目:国家科技重大专项"大型油气田及煤层气开发"课题"南海西部海域低渗油藏勘探开发关键技术"(No. 2016ZX05024-006);中国海 洋石油有限公司重大科技专项"南海西部油田上产2000万方关键技术研究"(No. CNOOC-KJ135ZDXM38ZJ).

作者简介:彭小东(1987-),男,高级工程师,主要从事油气藏工程和油气田开发研究工作. E-mail: 41294776@qq.com

引用格式:彭小东,张辉,汪新光,赵楠,王磊,张恒荣,杨朝强,储莎莎,孙雷,杨宇,2023.低渗砂砾岩储层三元孔隙结构特征及其渗流机理与改 善水驱对策.地球科学,48(8):2960-2978.

Citation: Peng Xiaodong, Zhang Hui, Wang Xinguang, Zhao Nan, Wang Lei, Zhang Hengrong, Yang Chaoqiang, Chu Shasha, Sun Lei, Yang Yu, 2023. Enhanced Water-Drive Recovery Based on Microscopic Seepage Mechanism for Low Permeability Glutenite Reservoir with Ternary Pore-Throat Structure Characteristics of WS Field. *Earth Science*, 48(8):2960–2978.

5. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu, 610059, China
6. School of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

Abstract: In view of the large difference in productivity test results between low-permeability glutenite pay zone and sandstone pay zones, taking the low-permeability glutenite reservoir of Liushagang Formation in Wushi Sag of Beibu Gulf Basin as the main research object, the research on microscopic pore structure, microscopic seepage capacity, microscopic seepage characteristics and strategies for improving water flooding effect to enhance oil recovery was carried out through the indoor core experiments. The results show that the low-permeability glutenite reservoir has the characteristics of ternary pore structure, and the large pore throat and micro pore throat are more developed, resulting in the seepage characteristics of "high gas permeability, low liquid permeability, and low oil displacement efficiency" and the post-displacement fluid microscopic distribution characteristics of "large pore throat is rich in injection water, medium throat is rich in remaining oil, and micro pore throat is rich in original bound water". The key to improve the recovery factor of low permeability glutenite reservoir is to improve the microscopic sweep coefficient to increase the utilization rate of medium pore throat crude oil. It is suggested to change wettability by injecting low valent and high salinity water and utilize imbibition role by unsteady water injection to improve water flooding effect and enhance oil recovery.

Key words: low permeability reservoir; glutenite; complex pore structure; microscopic percolation mechanism; micro-distribution of residual oil; low valent and high salinity water flooding; unsteady water injection; petroleum geology.

南海西部海域低渗原油探明地质储量占原油 探明地质储量的30%,有效动用率仅34%.低渗储 量主要分布在北部湾盆地涠西南凹陷和乌石凹陷 的流沙港组地层,以乌石17油田流砂港组三段(以 下简称流三段)、乌石16油田流砂港组二段(以下简 称流二段)和涠洲7油田流三段为典型代表.开发及 生产实践表明,尽管同为低渗砂岩油藏,但由于粒 度组成、黏土矿物类型及分布、胶结作用及胶结物 含量不同等,不同区域的低渗储层表现出不同的孔 隙结构特征和渗流特征(袁晓蔷等,2019;刘哲宇 等,2020;赵楠等,2020a).其中又以乌石17油田流 三段的砂砾岩储层最为特殊,其压汞的分形特征曲 线不符合直线特征(赵楠等,2020a),孔渗相关性差 (张冲,2019),测井曲线表现为低阻特征(张恒荣 等,2018;杨毅等,2019),饱和度模型不符合阿尔奇 公式(张恒荣等,2018),同样气测渗透率条件下探 井测试得到的比采油指数以及有效渗透率与测井 渗透率的比值也更低.前人对乌石17油田流三段储 层的研究主要集中在物性主控因素及分布规律(曾 小明等,2016a,2017;彭志春等,2017;袁晓蔷等, 2017;姚光庆和姜平,2021)、微观孔隙结构特征(彭 小东等,2020;赵楠等,2020b)、测井渗透率解释(张 冲,2019)、低阻成因(张恒荣等,2018;杨毅等, 2019)、测井含水饱和度解释(张恒荣等,2018)、水 敏评价(雷昊等,2017;王磊等,2019)、注水/注气驱 替效果评价(孙雷等,2017;赵楠等,2020a)等方面, 未对低渗砂砾岩与砂岩储层微观孔隙结构、微观渗 流能力、微观渗流特征和剩余油微观分布差异及原 因开展深入分析.本次研究以乌石17油田流三段低 渗砂砾岩储层为研究对象,以乌石16油田流二段和 涠洲7油田流三段低渗砂岩储层为对比对象,开展 了低渗砂砾岩储层微观孔隙结构和微观渗流机理 研究,最后提出了该类储层改善水驱、提高采收率 的策略.对推动乌石区亿吨级低渗油藏产能建设具 有指导意义,对其他类似低渗砂砾油藏开发具有参 考意义.

1 研究区概况

南海西部陆相低渗油藏主要分布在北部湾盆地 的乌石凹陷和涠西南凹陷的流沙港组地层.以乌石17 油田流三段、乌石16油田流二段和涠洲7油田流三段 为典型代表(图1,表1,图2). 乌石17油田位于北部湾 盆地乌石凹陷东北侧,其流三段地层为近物源的扇三 角洲沉积,油藏中部埋藏深度约2500~2800m,岩石 类型主要为岩屑砂岩,储层岩性复杂,从极细粒一砾 岩均有分布,以砂砾岩为主,成份成熟度和结构成熟 度低,泥质杂基和胶结物含量低,物性较差,为中孔中 低渗储层,孔隙度分布范围7.2%~23.8%,平均15.9%, 渗透率分布范围 0.05~131.45 mD,平均 17.68 mD. 乌 石16油田位于乌石凹陷东部,其流二段地层以滨浅湖 沉积为主,埋藏中深约2500~3100m,岩石类型主要 为长石石英砂岩和岩屑石英砂岩,岩性以中一细砂岩 为主,成分成熟度和结构成熟度中等,泥质和胶结物 含量较高,为中孔中低渗和低孔特低渗储层,孔隙度 分布范围 6.7%~21.4%,平均 15.0%,渗透率分布范 围 0.05~52.04 mD,平均 8.88 mD. 涠洲 7 油田位于涠



表1 研究区储层特征对比

研究区	沉积环境	岩石类型	成岩相	物性
乌石17油田流三段	扇三角洲沉积	岩屑砂砾岩、含砾中粗砂岩	强压实、极弱胶结、强溶蚀	中孔中低渗
乌石16油田流二段	滨浅湖沉积	长石石英中、细砂岩	中等压实、中等胶结、中等溶蚀	中孔中低渗和低孔特低渗
涠洲7油田流三段	浅水扇三角洲沉积	长石石英含砾中粗砂岩、细砂岩	强压实、弱胶结、中等溶蚀	特低孔特低渗

西南凹陷南部斜坡,其流三段地层为浅水扇三角洲沉 积,埋藏中深约2500~3000m,岩石类型主要为长石 石英砂岩,次为石英砂岩,岩性以含砾中粗砂岩和细 砂岩为主,成分成熟度中等一高,结构成熟度低,胶结 物含量低,泥质含量较高,为特低孔特低渗储层,孔隙 度分布范围3.6%~14.5%,平均9.2%,渗透率分布范 围0.05~4.00 mD,平均0.85 mD.

乌石17油田流三段储层的粒度概率累积曲线 以三段式为主,以滚动次总体含量为主,一般在 50%左右,分选中等,粒度区间在-2~0φ,跳跃次 总体含量约10%,含量最少,粒度区间0~3φ,悬浮 次总体含量约40%,分选较差,粒度较细(图3a).乌 石16油田流二段储层粒度概率累积曲线以两段式 为主,该类曲线由高斜率的跳跃和悬浮次总体组 成,粒度概率区间在1~8φ之间,跳跃总体含量较 少,斜率较高,大于60°,悬浮组分占优势,含量为 10%~90%,与跳跃组分的交点约为2~3 φ(图3). 涠洲7油田流三段储层粒度累计概率曲线以较平缓 三段式为主,部分为两段式,含滚动、跳跃和悬移3 种组分,分选中等-较差,粒度呈双峰分布,以粗组 分为主,正偏度,峰度中等(图3c).

2 微观孔隙结构特征

流三段储层具有"三低"的岩石学特征:成份成 熟度低、结构成熟度低、泥质和胶结物含量低.陆屑 成熟度指数分布在1.7%~9.5%之间.通过对岩心 进行全岩定量分析(表2,表3)发现,乌石17油田流 三段砂砾岩的石英含量为88.3%、粘土矿物含量为 7.1%、钾长石含量为3.3%,乌石16油田流二段的 石英含量为78.2%、粘土矿物含量为14.6%、斜长石 含量为4.4%,涠洲7油田流三段砂岩的石英含量为 73.3%、粘土矿物含量为15.2%、钾长石含量为





Fig. 2 Comparison of typical cores a. 乌石 17 油田流三段; b. 乌石 16 油田流二段; c. 涠洲 7 油田流三段



Fig. 3 Grain size probability curve a. 乌石 17油田流三段;b. 乌石 16油田流二段;c. 涠洲 7油田流三段

表2 非粘土矿物含量对比表

Table 2 Comparison table of non clay mineral content

-++ F	岩性		非粘土矿物含量(%)							
开区		石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	铁白云石	黄铁矿	菱铁矿	重晶石
乌石17油田流三段	砂砾岩	88.3	3.3	0.2	0.6	0.0	0.3	0.0	0.2	0.0
乌石16油田流二段	砂岩	78.2	1.3	4.4	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
涠洲7油田流三段	砂岩	73.3	7.4	0.0	3.1	0.0	0.1	0.3	0.5	0.2

表3 粘土矿物含量和类型对比表

Table 3 Comparison of clay mineral contents and types

# F	岩性	粘土矿物含量(%)				伊/蒙混	粘土矿物总	
开区		伊利石	高岭石	绿泥石	伊/蒙混层	蒙皂石层	伊利石层	含量(%)
乌石17油田流三段	砂砾岩	45.4	10.7	6.5	37.5	20.9	79.1	7.1
乌石16油田流二段	砂岩	27.6	46.2	8.9	17.3	-	-	14.6
涠洲7油田流三段	砂岩	69.7	8.4	9.8	12.1	9.7	90.3	15.2

7.4%,砂砾岩的石英含量高于砂岩,粘土矿物含量 仅为砂岩的一半左右.乌石17油田流三段砂砾岩的 粘土矿物以伊利石和伊/蒙混层为主,分别占45.4% 和37.5%,伊/蒙混层中蒙皂石层含量占20.9%;乌 石16油田流二段砂岩的粘土矿物以高岭石为主,占 46.2%;涠洲7油田流三段砂岩的粘土矿物以伊利 石为主,占69.7%,伊/蒙混层含量仅12.1%,其中蒙 皂石层含量仅占9.7%.由乌石17油田流三段砂砾 岩扫描电镜图4可知,伊利石一般以片状、丝缕状充 填孔隙、胶结碎屑颗粒,伊蒙混层常呈片丝状、蜂窝 状附着于颗粒表面(图4).



 图4 砂砾岩岩心粘土矿物扫描电镜图

 Fig. 4 SEM of clay minerals in glutenitecore

 a.粒间孔隙充填钾长石、丝片状伊利石,WS17-9井2778.41m;b.颗粒间被蜂窝状伊/蒙混层充填,WS17-9井2777.70m





乌石17油田流三段砂砾岩储层成岩作用表现 为强压实、极弱胶结、强溶蚀.乌石17油田流三段砂 砾岩储层含有较多的长石和岩屑等不稳定组分,且 处在中成岩A期,往外排出来大量的有机酸,加上 流三段断裂发育可以通过断层沟通流二段成熟烃 源岩排出的酸性流体,表现为强溶解特征(曾小明 等,2016b). 通过孔隙类型定量分析发现(图5),乌 石17油田流三段砂砾岩储层次生孔隙占82.9%,以 铸模孔为主,占50.3%,其次为长石粒内溶孔和屑粒 内溶孔,分别占11.7%和10.6%.乌石16油田流二 段砂岩次生孔隙占60.9%,以铸模孔和长石粒内溶 孔为主,分别占19.4%和19.2%,其次为高岭石微 晶溶孔,占8.8%. 涠洲7油田流三段砂岩次生孔隙 占 64.0%,以长石粒内溶孔和粒间溶孔为主,分别占 比 27.7% 和 14.1%, 其次为岩屑粒内溶孔, 占 11.8%. 砂砾岩储层的溶解作用比砂岩储层强,对孔 隙和喉道有扩大作用.长石的溶蚀是首先沿着晶面 溶蚀,再沿着矿物解理面溶蚀,最后沿矿物边缘溶

蚀,从而导致大量的次生微孔存在(图6)(陈思芮等,2019).此外,长石与有机酸的反应过程中会生成水铝矿及伊利石等新矿物并充填于孔隙之间,形成次生粘土微孔(陈思芮等,2019).

孔隙结构是指岩石所具有的孔隙和喉道的几 何形态、大小、分布及其相互连通关系.利用CT扫 描和矿物扫描图像分析对孔隙结构进行可视化分 析(张恒荣等,2020).由2.5 cm、4 mm 直径柱塞岩样 的多级CT 扫描切片图和Qemscan矿物扫描电镜图 分析发现,砂砾岩岩心表现出大孔+微孔的复杂分 布特征,伊利石等粘土矿物架桥于大孔隙导致粘土 微孔大量发育,长石沿节理分布形成大量次生微孔 (图7);而砂岩岩心则表现出以大孔为主的特征,且 以粒间孔为主,微孔隙发育较少.

利用高压压汞对孔隙结构特征进行了分析.高 压压汞实验的最高压力可达400 MPa,测定的孔喉 直径分布范围为0.003 6 nm~950 μm.从高压压汞 实验结果可以看出,砂砾岩岩心的进汞曲线表现出 明显的三平台特征(图8a),孔喉半径分布表现出三 峰式的特征,3个峰值孔喉半径分别位于0.04 μm、 1 μm和5 μm(图8b),而砂岩岩心的进汞曲线则表 现为单平台特征(图8a),表现为经典的压汞曲线特 征,孔喉半径则表现为以单峰为主的特征,峰值孔 喉半径位于1.4 μm(图8b),说明砂砾岩的大孔喉和 微小孔喉相比砂岩更加发育.通过进汞分形特征曲 线可以看出,砂砾岩岩心表现出三平台五段式折线 特征,说明具有多重分形特征,砂岩岩心进汞分形



图 6 砂砾岩铸体薄片次生孔隙照片 Fig. 6 Photos of secondary pores in thin section of glutenitecore a.铸模孔、长石粒内溶孔,WS17-9井,2774.6m;b.岩屑粒内溶孔,WS17-9井,2779.8m



图 7 砂砾岩岩心 CT 扫描和 Qemscan 矿物扫描图像 Fig. 7 CT and Qemscan images of glutenite core a. 2.5 cm 直径柱塞岩心 CT 扫描切片,WS17-9井 2 774.35 m;据张恒荣等(2020);b. Qemscan 矿物扫描图,WS17-9井,2 779.35 m

特征曲线则表现为三段式特征,但主体部分主要为 经典的一段式特征,对应的砂砾岩岩心部分则为三 段式特征(图8c).

砂砾岩岩石孔隙类型简化为3类(图9):I类孔 隙:光滑大孔,以粒间孔为主,粘土矿物含量少,连 通性好,渗流能力强,是油的主要存储空间,孔隙中 的水以水膜水为主;II类孔隙:大孔+微孔,存在较 大孔隙,同时发育粘土矿物微孔和溶蚀微孔,岩石 颗粒之间易于充填细小颗粒及泥质杂基,渗透性较 差,粘土易吸附水,且被油分隔孤立;III类孔隙:以 小孔隙为主,由大量微孔隙组成,粘土质点充填于 粒间孔隙,使原始粒间孔隙变成许多被松散泥质质 点分割的微细孔隙,渗透性最差,油少,以束缚水为 主,水的连通性好,油滴被水所分隔孤立.3种孔隙 类型可以理解为岩心孔隙的3种组合方式,II类孔 隙是I类孔隙和III类孔隙的一种组合.乌石16油田 及涠洲7油田低渗砂岩岩心以I类孔隙为主,表现一 元孔隙结构特征. 乌石17油田低渗砂砾岩岩心同时 存在3种孔隙类型,表现为三元孔隙结构特征,孔隙 结构复杂,孔喉非均质性强,大孔隙和微孔隙更加 发育.

3 微观单相渗流特征

3.1 气测渗透率

渗透率是多孔介质的一种性质,是允许流体通 过能力的度量.当通过的流体为气体时,测试所得 的渗透率即为气测渗透率;当通过的流体为液体 时,测试所得的渗透率即为液测渗透率.气测渗透 率实验所用气体为氮气,氮气与岩石不会发生反 应.水测渗透率实验所用水为标准盐水复配的地层 水,并根据速敏实验确定合理驱替速度为0.05 mL/ min,避免速敏现象干扰.

通过28个砂砾岩和55个砂岩岩心的气测渗透 率和孔隙度关系图10可知,同样孔隙度条件下,砂 砾岩岩心的气测渗透率整体明显大于砂岩;砂砾岩 岩心的孔渗相关性差,回归系数仅0.37,砂岩的孔渗 相关性好,回归系数达到0.79.









基于修正的 Kozeny-Carman 方程(李传亮, 2007)(式1),利用恒速压汞实验结果对差异原因进 行了分析.

$$k = \frac{\phi R_{\rm pt}^2 r_{\rm p}^2}{2(1+R_{\rm pt}^4)(1+R_{\rm pt}^2)\tau^2},$$
(1)

其中:

$$R_{\rm pt} = \frac{r_{\rm p}}{r_{\rm t}},\tag{2}$$

式中:k为渗透率(μ m²); ϕ 为孔隙度度(f); r_p 为孔道 半径(μ m); r_t 为喉道半径(μ m); R_{pt} 为孔喉比(无因 次); τ 为迂曲度(无因次).

由恒速压汞实验结果可知,孔隙度相近的情况 下,砂砾岩岩心的孔道半径分布与砂岩岩心的基本 相同(图11a),但砂砾岩岩心的喉道半径分布明显 大于砂岩岩心(图11b),说明砂砾岩岩心的孔喉半 径比明显小于砂岩岩心(图11c).且砂砾岩的主流 喉道半径明显大于砂岩岩心(图11d),单位体积孔 隙的喉道个数明显小于砂岩岩心(图11d),单位体积孔 隙的喉道个数明显小于砂岩岩心(图11d),单位体积孔 隙的喉道个数明显小于砂岩岩心(图11f),隙时砂砾岩上心的迂 曲度小于砂岩岩心(图11f).原因是砂砾岩由于本



图 11 岩心恒速压汞实验结果对比

Fig. 11 Comparison of experimental results of core constant rate mercury injection a. 岩心孔道半径分布频率对比;b. 岩心喉道半径分布频率对比;c. 岩心孔喉半径比平均值对比;d. 岩心主流喉道半径对比;e. 岩心单位体积孔 隙有效喉道个数对比;f. 岩心迂曲度对比

身颗粒粒度粗、粒间孔喉大,再加上强溶解作用对 孔隙和喉道的扩大作用,形成了大孔喉更加发育的 孔隙结构特征,最终导致了砂砾岩气测渗透率更高.

3.2 水测渗透率

采用实际地层水矿化度配置标准盐水开展了 水测渗透率实验,通过9个砂砾岩和22个砂岩岩心 的水测渗透率与气测渗透率关系图12可知,同样气 测渗透率条件下,砂砾岩岩心的水测渗透率要小于 砂岩岩心,差值随气测渗透率的增加而增加.

由离心前后的岩心核磁共振实验(图13)可知, 砂砾岩岩心离心前的核磁共振曲线以双峰为主,砂 岩岩心离心前核磁共振曲线以单峰为主;离心后两









Fig. 14 Comparison of core centrifugal movable water saturation

类岩心的核磁共振曲线都以单峰为主,主要位于离 心前核磁共振曲线左峰位置,说明离心后的束缚水 主要赋存在小孔隙中.砂砾岩岩心的可动流体饱和 度为54.28%,计算得到T。截止值为11.57 ms,砂岩 岩心的可动流体饱和度为64.73%,计算得到T2截 止值为9.64 ms. 由此可知, 砂砾岩岩心的小孔隙占 比更高、可动流体饱和度更低、束缚水饱和度更高. 大量离心束缚水饱和度研究也可以证实该结论,由 图 14 可知,同样气测渗透率条件下,砂砾岩岩心的 可动流体饱和度整体上要明显小于砂岩岩心.原因 是砂砾岩发育大量以伊利石和伊/蒙混层为主的粘 土微孔以及强溶蚀作用形成的次生微孔,导致砂砾 岩岩心相比砂岩岩心束缚水饱和度更高、束缚水膜 厚度更大(李福垲,1980;朱国华,1988;张恒荣等, 2020)、参与水相流动的有效孔喉减少更多,进而导 致了水测渗透率更低.

微观水驱油两相渗流特征 4

两相渗透率 4.1

通过非稳态油水相渗实验开展砂砾岩和砂岩 岩心的两相渗流能力对比发现(图15),同样气测渗 透率条件下,砂砾岩岩心束缚水饱和度条件下的油 相渗透率和残余油饱和度条件下的水相渗透率均 明显小于砂岩岩心.

通过3个区块探井产能测试结果对比可知,乌 石17油田流三段砂砾岩储层的比采油指数低于同 样气测渗透率条件下乌石16油田流二段和涠洲7 油田流三段砂岩储层(图16a),试井渗透率与测井 渗透率的比值也表现出同样的规律(图16b).

通过相渗实验特征参数对比可知,砂砾岩岩心 的束缚水饱和度分布在55%上下,砂岩岩心的束缚 水饱和度分布在45%上下(图17a);砂砾岩岩心的 等渗点含水饱和度分布在65%上下,砂岩岩心的等 渗点含水饱和度分布在55%上下(图17b). 说明砂 砾岩岩心的亲水性整体强于砂岩.

利用核磁共振法对岩心开展润湿性定量评价 (杨正明等,2017),以混合润湿指数作为确定岩石 润湿性的定量指标,公式为:

$$MI_{wo} = \frac{S_{ws} - S_{os}}{S_{ws} + S_{os}},$$
(3)

式中:MIwo为混合润湿指数(无因次);Sws为核磁共 振图谱亲水面积(m²);S_{os}为核磁共振图谱亲油面 积(m²).

由核磁润湿性评价结果可知(图17c),砂砾岩 岩心混合润湿指数介于0.50~0.79之间,平均0.70, 表现为强亲水特征;砂岩岩心混合润湿指数介于 0.16和0.83之间,表现为弱亲水一强亲水特征,平

핟



均值为0.52,代表亲水特征.

利用 USBM 驱替法(陈蓉等,2001) 对砂砾岩岩 心开展润湿性定量评价(图 17d),根据实验结果计 算的 USBM 指数 $\log \frac{A_1}{A_2} = 0.72$,表现为强亲水特 征.其中: A_1 为油驱水所得的压力曲线的包络面积; A_2 为紧接着再用水驱油所得压力曲线的包络面积.

由于润湿性对碎屑岩岩心的油水两相渗流能 力有明显的影响,亲水性越强,束缚水饱和度越高, 束缚水层厚度越厚,两相渗流能力越低(蒋明煊, 1995;陈涛平等,2009;王友启等,2017).砂砾岩岩 心亲水矿物含量较砂岩高(表2,表3),且砂砾岩发 育大量粘土微孔和次生微孔,导致砂砾岩岩心的亲 水性整体强于砂岩,从而导致其两相渗流能力低于 砂岩.

4.2 两相渗流特征对比

4.2.1 水驱油相渗特征 选取气测渗透率分别为 3.35×10⁻³ μm²和 4.93×10⁻³ μm²的砂砾岩岩心和

砂岩岩心进行非稳态相渗实验结果对比发现,砂砾 岩岩心的含水上升快于砂岩岩心,砂岩岩心的含水 上升呈"厂"型,而砂砾岩岩心的含水上升近乎呈 "直线"型,缺少高含水阶段的平台段和见水初期的 缓慢上升段(图 18a);砂砾岩岩心驱油效率低于砂 岩岩心,砂岩岩心的驱油效率在 5PV 内随着驱替倍 数的增加而增加,而砂砾岩岩心的驱油效率在驱替 1PV 之后基本不随驱替倍数的增加而增加(图 18b).说明增大驱替倍数对提高砂砾岩采收率效果 不明显.

对多个岩心样品的相渗实验结果进行统计分 析发现,驱油效率整体随渗透率的增加而增加,但 砂砾岩岩心的驱油效率整体明显低于同样气测渗 透率的砂岩(图18c);整体上岩心的驱油效率与束 缚水饱和度呈先增加后减小的趋势,当束缚水饱和 度为40%时,驱油效率最高,当束缚水饱和度大于 40%后,束缚水饱和度越高,驱油效率越低(图 18d).





a. 相渗束缚水饱和度;b. 相渗等渗点含水饱和度;c. 核磁共振法润湿性定量评价;d. USBM法润湿性定量评价

砂砾岩相比常规孔隙结构砂岩,大孔喉和微小 孔喉更加发育.大孔喉发育导致主流喉道半径更 大、注水突进更快,微观波及系数低;粘土微孔喉和 次生微孔喉发育导致高束缚水饱和度、强亲水润湿 性和严重贾敏效应,非优势孔喉的油难以被动用. 最终导致砂砾岩岩心驱油效率较砂岩岩心低.

4.2.2 水驱动用及剩余油分布特征 为了进一步分析驱油效率差异,开展了基于真实岩心的微观渗流可视化实验.采用反射式显微放大方式对真实岩心薄片(1 cm×1 cm×0.3 cm)水驱油微观渗流特征进行连续观测.岩心初始饱和未染色地层水,再饱和采用油溶红染色的透明油制成的模拟油,最后采用甲基蓝染色的地层水驱替模拟油.水驱油实验驱替压力4 MPa,回压3 MPa,围压压力5 MPa,驱替速率0.08 mL/min.

砂岩标准岩心的孔隙度为 20.3%、渗透率为 44.62×10⁻³ μ m²,制作的岩心薄片实测渗透率为 2.22×10⁻³ μ m²,砂砾岩标准岩心孔隙度为 19.0%、 渗透率为 49.06×10⁻³ μ m²,制作的岩心薄片实测渗 透率为 0.03×10⁻³ μ m².由图 19可知:(1)模拟油进 入砂岩岩心后,迅速在岩心薄片表面均匀蔓延,基

本填充了整个岩心孔隙;模拟油进入砂砾岩岩心 后,由于岩石的非均质性影响,只填充了整个岩心 的连通孔隙,图像右下方区域未被填充;(2)染色地 层水驱替模拟油完成时,砂岩岩心基本被水饱和, 计算的残余油饱和度为5.72%,驱替效率为 88.33%,剩余油主要为滞留在孔喉中非连续相的油 滴残余油;砾岩岩心被水部分饱和,计算的残余油 饱和度为61.08%,驱替效率为41.50%,剩余油由主 要为滞留在孔喉中的呈连续相的柱状残余油.

4组12块岩心薄片驱替实验计算结果图20显示,砂砾岩岩心的残余油饱和度明显高于砂岩岩心,驱油效率明显低于砂岩岩心.

为了进一步定量分析水驱动用规律和剩余油 分布差异,利用核磁共振技术(许长福等,2011)进 行了研究.定义 $T_2 \leq 10 \text{ ms}$ 为小孔、 $10 \text{ ms} < T_2 \leq 100 \text{ ms}$ 为中孔、 $T_2 > 100 \text{ ms}$ 为小孔、 $10 \text{ ms} < T_2 \leq 100 \text{ ms}$ 为中孔、 $T_2 > 100 \text{ ms}$ 为大孔.由图21 可知:(1)饱 和水状态的 T_2 分布反映岩心孔喉分布特征,砂砾岩 岩心表现为双峰特征,砂岩岩心表现为单峰特征; (2)饱和油状态的 T_2 分布反映束缚水状态下油在孔 喉中分布特征,油主要分布在大一中孔喉中,束缚 水主要分布在中一小孔喉中,砂砾岩岩心小孔喉以



Fig. 18 Comparison of core relative permeability test results a. 含水率与采出程度曲线;b.驱油效率与注入体积倍数曲线;c. 驱油效率与渗透率;d.驱油效率与束缚水饱和度

	表 4	不同水驱倍	数下岩心水	、驱油核磁	驱替结果	对比		
Table 4	Compariso	on of NMR di	splacement	results of v	vater flood	ling in	different	ΡV

岩性	渗透率(10 ⁻³ µm ²)	乙胺 库(1/)	核磁驱油效率(%)				
		11际度(70)	10PV	15PV	20PV	25PV	
砂岩	5.19	18.62	50.01	50.21	50.31	50.36	
砂砾岩	23.97	17.89	30.51	30.86	30.93	31.07	
砂砾岩	13.30	18.58	39.74	40.04	40.10	40.16	

水为主,含油饱和度明显低于砂岩岩心;(3)水驱油 状态的 T₂分布反映水驱后剩余油在孔喉中分布特 征,砂砾岩岩心驱替出的油主要都是来自大孔喉, 剩余油主要分布在大一中孔喉中,小孔喉中的油排 出较少;而砂岩岩心驱替出的油主要都是来自大一 中孔喉,剩余油主要分布在中孔喉中,小孔喉中的 油排出相对较多.复杂孔隙结构低渗砂砾岩的水驱 剩余油微观分布特征可以总结为"大孔喉富含注入 水、中孔喉富含剩余油、微小孔喉富含原始束缚水".

4.3 高倍水驱特征

4.3.1 高倍水驱对驱油效率的影响为了研究高倍水驱和高压注水对采收率的影响,开展了不同水驱倍数和不同注水压力下的岩心水驱油核磁共振实验.实验发现,驱替10PV后继续增加驱替倍数至

25PV或者驱替压力由 6 MPa提高至 10 MPa, 岩心 采出程度增加不明显(表4). 这是因为在第一次驱 替时,水已经形成了渗流优势通道, 后面再增加驱 替倍数或者注入压力, 水几乎都是沿着优势通道突 进,并没有波及到剩余油部分.

4.3.2 高倍水驱对孔隙结构影响 为了进一步分 析高倍水驱对驱油效率的影响,对3个砂砾岩岩心 和5个砂岩岩心开展了高倍(50PV左右)地层水驱 替前后岩心孔隙结构变化实验.通过驱替前后的核 磁共振曲线图22可以看出,砂砾岩岩心高倍水驱后 孔隙结构非均质性增加,大孔喉变大、小孔喉变小, 可动流体饱和度减小,大孔和微孔所占比例增加, 中孔所占比例减小,而砂岩岩心高倍水驱后孔隙结 构整体变好,可动流体饱和度增加,大孔所占比例



图 19 真实岩心的微观渗流可视化实验电子显微镜照片数字图像识别图

Fig. 19 Digital recognition image of electron microscope photos in microscopic seepage visualization experiment of real core a.砂岩岩心饱和模拟油完成时,模拟油在砂岩岩心薄片均匀蔓延,基本填充了整个岩心孔隙;b.砂岩岩心地层水驱完成时,砂岩岩心基本被水 饱和,剩余油主要为滞留在孔喉中非连续相的油滴残余油;c.砂砾岩岩心饱和模拟油完成时,由于非均质性影响,模拟油只填充了整个砂砾岩 岩心的连通孔隙;d.砂砾岩岩心地层水驱完成时,砾岩岩心被水部分饱和,剩余油由主要为滞留在孔喉中的呈连续相的柱状残余油



增加,中微孔所占比例减小.

通过扫描电镜照片图 23 可以看出:(1)砂砾岩 高倍水驱前泥质分散状充填于颗粒间,高倍水驱后 颗粒间充填的分散泥质由于冲刷作用明显减少,岩 石颗粒变得光滑;高倍水驱前颗粒间多被伊/蒙混 层、伊利石、自生石英等充填,高倍水驱后颗粒间充 填的自生石英、伊利石、伊/蒙混层中可见脱落碎屑

等;(2)砂岩高倍水驱前泥质比较光滑地充填于颗 粒间,结构比较致密,高倍水驱后颗粒间充填的泥 质由于冲刷作用变得分散,明显可见脱落的痕迹; 高倍水驱前颗粒间被书页状高岭石充填,高倍水驱 后高岭石变得混乱,粒间孔隙相互连通部分变得 干净.



a. 砂砾岩岩心 k=7.29×10⁻³ μm²; b. 砂岩岩心 k=6.88×10⁻³ μm²

因此,高倍注水会进一步扩大低渗砂砾岩油藏 渗流优势孔喉、堵塞非渗流优势孔喉,针对中高渗 油藏普遍有效的强采强注以及提液增油等措施(纪 淑红等,2012)对低渗砂砾岩油藏改善水驱效果不 明显.

5 砂砾岩油藏改善水驱提高采收率策略

5.1 注低价高矿化水转变润湿性

大量实验和理论分析证明,弱亲水油藏的采收 率最高(蒋明煊,1995;陈涛平等,2009;王友启等, 2017).通过调整注入水的离子组成和矿化度,可以 改变油藏岩石表面润湿性,地层水矿化度越高,亲 水性就越弱(李海涛等,2017;林梅钦等,2018;Al-Saedi and Flori,2018).复杂孔隙结构低渗砂砾岩储 层由于粘土微孔喉和次生微孔喉发育导致高束缚 水饱和度和强亲水润湿性,进而导致低液测渗透率 和低驱油效率.因此,注入高矿化水可以使砂砾岩 储层的润湿性由强亲水转变为弱亲水,从而改善水 驱开发效果.

采用标准盐水配置不同矿化度的注入水,选取 2块岩心分别开展注入水矿化度减小和增加两种类 型的水驱油实验(王磊等,2019),得到不同矿化度 条件下的相渗曲线和含水上升曲线.由图24可知, 当注入水矿化度由地层水降低到蒸馏水时,最高水 相相对渗透率、无水采出程度和采收率逐渐降低; 当注入水矿化度由地层水增加到3倍地层水时,最 高水相相对渗透率和采收率逐渐增加,但3倍地层 水矿化度和1倍地层水矿化度的无水采出程度小于 2倍地层水矿化度,且3倍地层水矿化度和1倍地层 水矿化度的含水上升曲线基本重合.综合分析认 为,2倍地层水矿化度水改善水驱油效果最好.

考虑到海上注水开发油田一般采用海水作为 注入水水源,但海水中含有高浓度的硫酸根离子, 容易与地层水反应生成难以处理的硫酸钡锶垢(宋 吉锋等,2019).南海西部目前已经实现了纳滤海水



图 23 地层水高倍驱替前后扫描电镜对比

Fig. 23 Comparison of SEM before and after high power water flooding

a.砂砾岩高倍水驱前(×80);b.砂砾岩高倍水驱后(×100);c.砂砾岩高倍水驱前(×600);d.砂砾岩高倍水驱后(×800)e.砂岩高倍水驱前(× 100);f.砂岩高倍水驱后(×100);g.砂岩高倍水驱前(×4000);h.砂岩高倍水驱后(×1600)





Fig. 24 Experimental results of water flooding with different salinity water

a. 矿化度减小时的相渗曲线(王磊等, 2019); b. 矿化度减小时的含水上升曲线; c. 矿化度增加时的相渗曲线(王磊等, 2019); d. 矿化度增加时的含水上升曲线

注水开发的工业化应用(宋吉锋等,2019),因此,可 在纳滤海水技术去除海水中硫酸根等二价离子的 基础上定量添加 KCl 形成低价高矿化水, 既避免结 垢又能转变润湿性改善水驱油效果.



Fig. 26 Comparison between water flooding experiment and water flooding experiment after well plugging a. 含水率对比曲线;b. 驱油效率对比曲线

5.2 优化注水方式发挥渗吸作用

复杂孔隙结构砂砾岩储层具有近似双孔双渗 介质的渗流特征,注入水沿着大孔喉快速突进、水 窜严重,非优势孔喉的油难以动用、微观波及系数 低.形成"大孔喉富含注入水、中吼喉富含剩余油、 微小孔喉富含原始束缚水"的剩余油分布特征.且 常规的高倍水驱方式增油效果差.

通过地层水渗吸实验可以发现,随着渗吸时间 的增加,渗吸效率逐渐增加,渗吸3d后,渗吸速度 变缓,渗吸5d后,渗吸效率达到总效率的80%且渗 吸逐渐趋于平衡,渗吸30d后,渗吸效率增长缓慢 实验结束(图25a);岩心的孔隙度或渗透率越大,最 终渗吸效率越高(图25);同样孔隙度条件下,砂砾 岩岩心的平均渗吸效率要好于砂岩岩心(图25b).

利用同一块岩心开展水驱油和闷井后水驱油 的对比实验,闷井后的水驱油实验包括见水前闷井 和见水后闷井两种,分别在注入0.14PV和0.19PV 水后开始闷井,闷井时间为5d.由图26可知,闷井 后含水上升变慢,驱油效率增加,见水前焖井提高 驱油效率4.38%,见水后焖井提高驱油效率3.47%.

因此,可以采用"初期脉冲注水、中含水阶段周 期注水、高含水阶段异步注采"的不稳定注水策略, 充分利用渗吸作用动用中孔喉中的剩余油,改善水 驱开发效果.脉冲注水(苏彦春和朱志强,2019;房 娜等,2020)通过不断调整注水量造成地层压力的 不断波动,在补充地层能量的同时,减少因贾敏效 应导致的卡断残余油,提高大孔喉的驱油效率,同 时在一定程度上发挥渗吸作用动用中孔喉的剩余 油,延长无水采油期.周期注水(苏彦春和朱志强, 2019;房娜等,2020)通过周期性开关注水井,抑制 注入水在优势渗流通道中形成连续水相,减弱水 窜,同时进一步促进渗吸作用,延缓中含水阶段含 水上升.异步注采(苏彦春和朱志强,2019;房娜等, 2020) 在注水井注水时关停采油井、采油井开采时 停注注水井,在已经发生水窜、非优势孔喉剩余油 难以动用的情况下,扩大水驱波及系数,扩大渗吸

作用范围和时间,提高高含水阶段的采收率.

6 结论

(1)乌石区流三段低渗砂砾岩储层具有三元孔 隙结构特征,与常规孔隙结构砂岩相比,砂砾岩的 大孔喉和微小孔喉更加发育.大孔喉发育导致主流 喉道半径更大、气测渗透率更高、注水突进更快、驱 油效率更低,粘土微孔喉和次生微孔喉发育导致束 缚水饱和度更高、润湿性更亲水、液测渗透率和微 观波及系数更低,最终导致乌石区流三段低渗砂砾 岩储层具有"高气测渗透率、低液测渗透率、低驱油 效率"特征.

(2)低渗砂砾岩水驱剩余油微观分布特征为 "大孔喉富含注入水、中吼喉富含剩余油、微小孔喉 富含原始束缚水".提高采收率的关键是增加中孔 喉动用率提高微观波及系数.高倍水驱或高压注水 提高采收率效果不明显.建议采用注低价高矿化水 转变润湿性和不稳定注水充分发挥渗吸作用的策 略改善水驱效果、提高最终采收率.

References

- Al-Saedi, H., Flori, R., 2018. Enhanced Oil Recovery of Low Salinity Water Flooding in Sandstone and the Role of Clay. *Petroleum Exploration and Development*, 45(5):869-873 (in Chinese with English abstract).
- Chen, R., Qu, Z.H., Zhao, Y., 2001. Research Status of Reservoir Wettability and Its Influence on Oil Recovery. *China Offshore Oil and Gas (Geology)*, 15(5):350-355(in Chinese with English abstract).
- Chen, S.R., Qu, X.Y., Li, J.J., et al., 2019. Dissolution of Feldspar by Organic Acids Expelled from Thermal Evolution of Shale: Taking the Fourth Member of Shahejie Formation in Damintun Depression as an Example. *Chinese Science and Technology Papers*, 14(1):116-123(in Chinese with English abstract).
- Chen, T.P., Cui, Z.S., Zhang, X.J., 2009. Experimental Study on the Influence of Wettability on the Recovery of Low-Permeability Reservoirs. *Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition*, 24(6):42-45(in Chinese with English abstract).
- Fang, N., Jiang, G.H., Cheng, Q., et al., 2020. Optimization of Water Injection in Fractured Reservoir under Different Water Breakthrough Modes. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 27(5):633-637(in Chinese with English abstract).
- Ji, S.H., Tian, C.B., Shi, C.F., et al., 2012. Re-Understanding

of Water Flooding Efficiency in High WaterCut Stage. *Petroleum Exploration and Development*, 39(3):338–345 (in Chinese with English abstract).

- Jiang, M.X., 1995. The Influence of Reservoir Rock Wettability on Recovery Factor. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, (3): 25-31(in Chinese with English abstract).
- Lei, H., Ma, Y.X., Zhang, H., et al., 2017. Water Sensitive Mechanism of Wushi 17-2 Low-Permeability Glutenite Reservoir and its Influence on Oil-Water Two-Phase Flow. *Complex Oil and Gas Reservoirs*, 10(1): 55-59(in Chinese with English abstract).
- Li, C.L., 2007. The Effect of Pore-Throat Ratio on Formation Permeability. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 14(5): 78-79+87(in Chinese with English abstract).
- Li, F.K., 1980. The Influence of Clay Minerals in Sandstone Reservoirs on Reservoir Properties. *Petroleum Exploration* and Development, (6): 67-79(in Chinese with English abstract).
- Li, H.T., Ma, Q.R., Li, D.H., 2017. Microscopic Mechanisms of Low Salinity Water Injection Technology for Sandstone Reservoir EOR. *Oil Drilling & Production Technology*, 39(2): 151–157(in Chinese with English abstract).
- Lin, M.Q., Hua, Z., Li, M.Y., 2018. Surface Wettability Control of Reservoir Rocks by Brine. *Petroleum Exploration and Development*, 45(1):136-144(in Chinese with English abstract).
- Liu, Z.Y., Li, Y.Q., Leng, R.X., et al., 2020. The Effect of Pore Structure on Enhanced Oil Recovery of Conglomerate Reservoirs with Surface-Polymerized Binary Combination Flooding. *Petroleum Exploration and Development*, 47(1): 129–139(in Chinese with English abstract).
- Peng, X.D., Zhang, H., Wang, X.G., et al., 2020. Reservoir Characteristics and Comprehensive Evaluation of Wushi A Glutenite Reservoir. *Frontiers of Marine Geology*. 36(8): 50-56(in Chinese with English abstract).
- Peng, Z.C., Yang, L., Wang, X.G., et al., 2017. Research on Main Controlling Factors of Glutenite Reservoir Properties of the Third Member of Liushagang Formation in Wushi 17
 -X Oilfield, Beibu Gulf Basin. Science Technology and Engineering, 17(10): 6-12(in Chinese with English abstract).
- Song, J.F., Xie, S.Y., Zheng, H.A., et al., 2019. Research and Application of Marine Nanofiltration Water Treatment Technology. *Industrial Water Treatment*, 39(2):86-88, 105(in Chinese with English abstract).
- Su, Y.C., Zhu, Z.Q., 2019. Percolation Characteristics and Unstable Water Injection Strategy of Fractured Buried Hill Reservoir: Taking the Buried Hill Reservoir in Bohai

JZ25–1S Oilfield as an Example. *China Offshore Oil and Gas*, 31(6):78–85(in Chinese with English abstract).

- Sun, L., Wei, J., Li, H., et al., 2017. Evaluation of Water/ Gas Injection Long Core Displacement Effect in Low – permeability Glutenite Reservoirs and Selection of Options. *Reservoir Evaluation and Development*, 7(6): 26-33(in Chinese with English abstract).
- Wang, L., Zhang, H., Peng, X.D., et al., 2019. Water-Sensitive Damage Mechanism of Low-Permeability Glutenite Reservoir and Optimization of Injected Water Source. *Petroleum Exploration and Development*, 46(6): 1-11(in Chinese with English abstract).
- Wang, Y.Q., Yu, H.M., Nie, J., et al., 2017. Study on the Relative Permeability Curve of Chemical Flooding Based on the Theory of Expanded Capillary Number. *Oil and Gas Geology*, 38(2):379-384(in Chinese with English abstract).
- Xu, C.F., Liu, H.X., Qian, G.B., et al., 2011. Microscopic Water Drive Mechanism of Karamay Conglomerate Reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 38(6): 725-732(in Chinese with English abstract).
- Yang, Y., Yuan, W., Yang, D., et al., 2019. Microgenetic Mechanism of Low-Resistivity Oil Layers in Wushi Sag, Beibu Gulf Basin. Journal of Southwest Petroleum University: Natural Science Edition, 41(4):81-89(in Chinese with English abstract).
- Yang, Z.M., Huang, H., Luo, Y.T., et al., 2017. A New Method for Testing the Mixed Wettability of Tight Oil Reservoirs and Its Application. Acta Petrolei Sinica, 38(3): 318-323(in Chinese with English abstract).
- Yao, G.Q., Jiang, P., 2021. Method and Application of Reservoir "Source-Route-Sink-Rock" System Analysis. *Earth Science*, 46(8): 2934-2943(in Chinese with English abstract).
- Yuan, X.Q, Yao, G.Q., Jiang, P., et al., 2017. Provenance Analysis for Liushagang Formation of Wushi Depression, Beibuwan Basin, the South China Sea.*Earth Science*, 42 (11):2040-2054(in Chinese with English abstract).
- Yuan, X.Q., Yao, G.Q., Yang, X.H., 2019. Constraints of Authigenic Clay Minerals on Deep Reservoirs in Wenchang A Sag. *Earth Science*, 44(3): 909-918(in Chinese with English abstract).
- Zeng, X. M., Zou, M.SH., Zhang, H., et al., 2016a. The Main Controlling Factors and Distribution Law of Reservoir Physical Properties in the Third Member of Liushagang Formation in the East Area of Wushi Sag, Beibu Gulf Basin. *Petroleum Geology and Experiment*, 38(6):757-764(in Chinese with English abstract).
- Zeng, X.M., Zhang, H., Zou, M.S., et al., 2017. Reservoir

Classification Evaluation Based on Petrophysical Facies: Taking the Second Oil Group of the Third Member of the Eocene Liushagang Formation in the East Area of Wushi Sag, Beibu Gulf Basin as an Example. *Journal of Palaeogeography*, 19(4):703-712(in Chinese with English abstract).

- Zeng, X.M., Zhang, H., Zou, M.S., et al., 2016b. Provenance Analysis of the Third Member of Liu Member in the East Area Of Wushi Sag, Beibu Gulf Basin and Its Control on Reservoir Physical Properties. *Geological Science and Technology Information*, 35(6):69-75(in Chinese with English abstract).
- Zhang, C.H., 2019. Based on the Cause Analysis and Logging Evaluation of the Low Permeability of Offshore Glutenite. Logging Technology, 43(5): 524-530(in Chinese with English abstract).
- Zhang, H.R., He, S.L., Ding, L., et al., 2020. Analysis of the Low Resistivity of the Gravel-Bearing Sandstone Reservoir in the Third Member of the Wu Oil Field. *China Offshore Oil and Gas*, 32(3): 69-76(in Chinese with English abstract).
- Zhang, H.R., He, S.L., Zheng, X.W., et al., 2018. A New Method for Interpreting Water Saturation of Low-Resistivity Oil Layers with Complex Pore Structure. Journal of Southwest Petroleum University (Natural Science Edition), 40 (1): 97-103(in Chinese with English abstract).
- Zhao, N., Wang, L., Huang, J., et al., 2020a. Comparison of Fractal Characteristics and Genetic Analysis of Low— Permeability Reservoirs with Different Lithologies. *China Offshore Oil & Gas*, 32(1): 87—94(in Chinese with English abstract).
- Zhao, N., Wang, L., Sun, L., et al., 2020b. Indoor Evaluation of Gas Injection Development for Low-Permeability Reservoirs with Different Injected Gases. *Science Technology* and Engineering, 20(4): 1379-1385(in Chinese with English abstract).
- Zhu, G. H., 1988. The Influence of Clay Minerals on the Properties of Mesozoic Sandstone Reservoirs in the Shaan -Gan-Ning Basin and its Significance. *Petroleum Exploration and Development*, (4): 24-33(in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- Al-Saedi H., Flori R., 2018. 砂岩储集层低矿化度水驱提高采 收率机理及黏土对采收率的影响.石油勘探与开发,45 (5):869-873.
- 陈蓉,曲志浩,赵阳,2001.油层润湿性研究现状及对采收率 的影响.中国海上油气(地质),15(5):350-355.

- 陈思芮,曲希玉,李吉君,等,2019. 泥页岩热演化所排有机酸 对长石的溶蚀作用—— 以大民屯凹陷沙四段为例.中国 科技论文,14(1):116-123.
- 陈涛平,崔志松,张晓娇,2009. 润湿性对低渗透油层采收率 影响的实验研究.西安石油大学学报:自然科学版,24(6): 42-45.
- 房娜,姜光宏,程奇,等,2020.裂缝性油藏不同见水模式下的 注水优化.断块油气田,27(5):633-637.
- 纪淑红,田昌炳,石成方,等,2012.高含水阶段重新认识水驱 油效率.石油勘探与开发,39(3):338-345.
- 蒋明煊, 1995. 油藏岩石润湿性对采收率的影响. 油气地质与 采收率, 2(3):25-31.
- 雷昊,马勇新,张辉,等,2017.乌石17-2低渗砂砾岩油藏水
 敏机理及对油水两相渗流的影响.复杂油气藏,10(1): 55-59.
- 李传亮,2007. 孔喉比对地层渗透率的影响.油气地质与采收 率,14(5):78-79+87.
- 李福垲, 1980. 砂岩油层中粘土矿物对储层性质的影响. 石油 勘探与开发, (6):67-79.
- 李海涛,马启睿,李东昊,2017.低矿化度注水提高砂岩储集 层采收率的微观机理.石油钻采工艺,39(2):151-157.
- 林梅钦,华朝,李明远,2018.利用盐水调节油藏岩石表面润 湿性.石油勘探与开发,45(1):136-144.
- 刘哲宇,李宜强,冷润熙,等,2020. 孔隙结构对砾岩油藏聚表 二元复合驱提高采收率的影响. 石油勘探与开发,47(1): 129-139.
- 彭小东,张辉,汪新光,等,2020. 乌石 A 砂砾岩油藏储层特 征及综合评价.海洋地质前沿.36(8):50-56.
- 彭志春,杨丽,汪新光,等,2017.北部湾盆地乌石17-X油田 流沙港组三段砂砾岩储层物性主控因素研究.科学技术 与工程,17(10):6-12.
- 宋吉锋,谢思宇,郑华安,等,2019.海上纳滤水处理技术研究 与应用.工业水处理,39(2):86-88,105.
- 苏彦春,朱志强,2019.裂缝性潜山油藏渗流特征及不稳定注 水策略——以渤海锦州25-1南油田潜山油藏为例.中国 海上油气,31(6):78-85.
- 孙雷,魏瑾,李浩,等,2017. 低渗砂砾岩油藏注水/注气长岩 心驱替效果评价及方案优选. 油气藏评价与开发,7(6): 26-33.

- 王磊,张辉,彭小东,等,2019.低渗透砂砾岩油藏水敏伤害机 理及注入水水源优选.石油勘探与开发,46(6):1-11.
- 王友启,于洪敏,聂俊,等,2017.基于扩展毛管数理论的化学 驱相渗曲线研究.石油与天然气地质,38(2):379-384.
- 许长福,刘红现,钱根宝,等,2011.克拉玛依砾岩储集层微观 水驱油机理.石油勘探与开发,38(6):725-732.
- 杨毅, 袁伟, 杨冬, 等, 2019. 北部湾盆地乌石凹陷低阻油层微 观成因机理, 西南石油大学学报:自然科学版, 41(4):81-89.
- 杨正明,黄辉,骆雨田,等,2017.致密油藏混合润湿性测试新 方法及其应用.石油学报,38(3):318-323.
- 姚光庆,姜平.2021.储层"源一径一汇一岩"系统分析的思路 方法与应用.地球科学,46(8):2934-2943.
- 袁晓蔷,姚光庆,姜平,等,2017北部湾盆地乌石凹陷东部流 沙港组物源分析.地球科学,42(11):2040-2054.
- 袁晓蔷,姚光庆,杨香华,等,2019.自生粘土矿物对文昌A凹 陷深部储层的制约.地球科学,44(3):909-918.
- 曾小明,张辉,邹明生,等,2016a.北部湾盆地乌石凹陷东区 流三段物源分析及其对储层物性的控制.地质科技情报, 35(6):69-75.
- 曾小明,张辉,邹明生,等,2017.基于岩石物理相的储集层分 类评价:以北部湾盆地乌石凹陷东区始新统流沙港组三段Ⅱ油组为例.古地理学报,19(4):703-712.
- 曾小明, 邹明生, 张辉, 等, 2016b. 北部湾盆地乌石凹陷东区 流沙港组三段储层物性主控因素及分布规律. 石油实验 地质, 38(6):757-764.
- 张冲.2019.基于海上砂砾岩低渗透率成因分析及测井评价. 测井技术,43(5):524-530.
- 张恒荣,何胜林,丁磊,等,2020.乌石油田流三段含砾砂岩油 层低阻成因分析.中国海上油气,32(3):69-76.
- 张恒荣,何胜林,郑香伟,等,2018.复杂孔隙结构低阻油层含 水饱和度解释新方法.西南石油大学学报(自然科学版), 40(1):97-103.
- 赵楠, 王磊, 黄俊, 等, 2020a. 不同岩性低渗储层分形特征对 比及成因分析. 中国海上油气, 32(1): 87-94.
- 赵楠, 王磊, 孙雷, 等, 2020b. 不同注入气体下低渗油藏注气 开发室内评价. 科学技术与工程, 20(4): 1379-1385.
- 朱国华, 1988. 粘土矿物对陕甘宁盆地中生界砂岩储层性质的 影响及其意义. 石油勘探与开发, (4):24-33.