

文章编号: 0253-2697(2024)02-0403-09 DOI:10. 7623/syxb202402006

压驱技术高压降吸附提高采收率机理

王凤娇^{1,2} 徐 贺¹ 刘义坤¹ 杜庆龙³ 张 栋^{1,2}

(1. 东北石油大学提高油气采收率教育部重点实验室 黑龙江大庆 163318; 2. 大庆石油管理局博士后工作站 黑龙江大庆 163453;
3. 大庆油田有限责任公司勘探开发研究院 黑龙江大庆 163712)

摘要:以大规模压裂为基础的“压驱”技术,应用于特高含水老油田取得了显著的提高采收率效果。为进一步明确压驱技术对压驱剂驱油效率的影响,对高压作用下其在储层多孔介质表面的吸附损耗展开研究。通过开展常压/高压动态吸附实验,对比分析压驱过程压驱剂在岩心表面动态吸附量变化情况;结合常规压汞和扫描电镜测试,阐明了高压降吸附机理;通过反向压驱物理模拟实验,明确了高压降吸附作用对压驱提高采收率的影响。研究表明,压驱剂在岩心表面的动态吸附量随驱替压差升高而呈现降低趋势;驱替压差分别为 0.5 MPa、1.0 MPa、1.5 MPa 条件下,压驱剂在岩心表面的动态饱和吸附量分别较驱替压差为 0.1 MPa 时降低 40.67%、62.17% 和 72.38%;高压作用下岩心孔隙结构发生改变,平均孔隙半径增加,流体渗流阻力降低,渗流速度升高,压驱剂在岩心表面的动态饱和吸附量降低;高压降吸附作用可提高压驱剂驱油效率,为常压条件下的 1.96 倍;因此,压驱过程中高压作用可有效降低压驱剂在地层内的动态吸附量从而提高驱油效率。研究成果对压驱技术矿场应用阶段进一步提高采收率具有重要的指导意义。

关键词:压驱;高压驱替;动态吸附量;孔隙半径分布;提高采收率

中图分类号:TE357

文献标识码:A

The mechanism of hydraulic fracturing-assisted oil displacement technique applied to enhance oil recovery by high-pressure reduced adsorption

Wang Fengjiao^{1,2} Xu He¹ Liu Yikun¹ Du Qinglong³ Zhang Dong^{1,2}

(1. Laboratory of Enhanced Oil Recovery of Ministry of Education, Northeast Petroleum University, Heilongjiang Daqing 163318, China; 2. Postdoctoral Research Center, Daqing Oilfield Company Limited, Heilongjiang Daqing 163453, China; 3. Exploration and Development Research Institute, Daqing Oilfield Company Limited, Heilongjiang Daqing 163712, China)

Abstract: The hydraulic fracturing assisted oil displacement (HFAD) technique, which is based on large-scale hydraulic fracturing, has been applied to the old oilfields with extra high water cut, achieving a remarkable effect of enhanced oil recovery (EOR). To further clarify the impact of HFAD technique on the oil displacement efficiency of HFAD agents, the paper investigates the adsorption loss of HFAD agents on the porous media surface under high pressure. Firstly, by carrying out dynamic adsorption experiments under ordinary pressure and high pressure conditions, changes in the dynamic adsorption capacity of HFAD agents on the core surface during HFAD process were compared and analyzed. In combination with conventional mercury injection experiment and scanning electron microscope (SEM) test, the mechanism of reduced absorption under high pressure was clarified. Then the impact of high-pressure reduced adsorption on enhanced oil recovery by HFAD technique was confirmed by the physical simulation experiment of reverse hydraulic fracturing-assisted oil displacement. Research shows that the dynamic adsorption capacity of HFAD agents on the core surface is decreased with the increase of the displacement pressure difference. When the displacement pressure differences are 0.5 MPa, 1.0 MPa and 1.5 MPa, the dynamic saturated adsorption capacity of HFAD agents on the core surface is decreased by 40.67%, 62.17% and 72.38%, respectively, as compared with that under the displacement pressure difference of 0.1 MPa. At a high pressure, the core pore structure is changed, i. e., the average pore radius and seepage velocity are increased, fluid seepage resistance is decreased, and the dynamic saturated adsorption capacity of HFAD agents on core surface is reduced. Additionally, the oil displacement efficiency of HFAD agents can be improved by reduced absorption under high pressure, which is 1.96 times higher than that under ordinary pressure. In conclusion, high displacement pressure in the HFAD process can effectively reduce the dynamic ad-

基金项目:国家自然科学基金项目“振击压驱方法孔隙流体瞬态聚能微观力学机制及渗流机理研究”(No. 52374035)、国家自然科学基金项目“压裂-渗流-驱油方法多场耦合渗流机理研究”(No. 52074087)和中国博士后科学基金项目“基于溶质迁移的压裂-渗流-驱油方法多场耦合渗流机理研究”(2021M690528)资助。

第一作者:王凤娇,女,1988年9月生,2017年获东北石油大学博士学位,现为东北石油大学石油工程学院教授、博士生导师,主要从事油气多尺度渗流机理及提高采收率技术等方面的研究工作。Email:wangfengjiao@nepu.edu.cn

通信作者:刘义坤,男,1963年8月生,1999年获大庆石油学院博士学位,现为东北石油大学石油工程学院教授、博士生导师、提高油气采收率教育部重点实验室主任,主要从事特高含水油田提高采收率技术研究。Email:liuyikun111@126.com

sorption capacity of HFAD agents in reservoirs, thus improving the oil displacement efficiency. The research results are of important guiding significance for further EOR in the field application stage of HFAD technique.

Key words: hydraulic fracturing-assisted oil displacement; high pressure displacement; dynamic adsorption capacity; pore radius distribution; enhanced oil recovery

引用:王凤娇,徐贺,刘义坤,杜庆龙,张栋.压驱技术高压降吸附提高采收率机理[J].石油学报,2024,45(2):403-411.

Cite:WANG Fengjiao,XU He,LIU Yikun,DU Qinglong,ZHANG Dong.The mechanism of hydraulic fracturing-assisted oil displacement technique applied to enhance oil recovery by high-pressure reduced adsorption[J].Acta Petrolei Sinica,2024,45(2):403-411.

为解决特高含水油田中一低渗透储集层物性差、剩余油分布零散、注入水低效无效循环严重等诸多技术瓶颈,笔者研究团队与大庆油田共同提出以大规模压裂为基础的“压驱”技术^[1-5]。该技术借助水力压裂手段,将压驱剂直接泵注至中一低渗透储集层形成长裂缝,压驱剂向裂缝沿程上下储层渗流并驱洗原油。研究表明,其提高采收率的主要机理为高压增能、扩大化学剂波及体积及提高驱油效率等。笔者针对压驱过程高压降吸附机理展开研究,并探究其对压驱技术提高采收率效果的影响。

在化学剂驱油过程中药剂在岩心表面发生严重的吸附损耗,降低化学剂有效浓度从而影响驱油效率,并大幅度提高化学驱开发成本^[6-9]。因此,抑制化学剂在多孔介质表面的吸附是提高化学驱采收率的有效途径之一^[10]。对于表面活性剂驱油而言,其可通过吸附作用改善储层润湿性^[11-13],但表面活性剂的吸附耗损主要发生在近井地带,且该部分损失大多为“无效损耗”^[14-15]。这会降低表面活性剂的有效浓度,影响其波及体积,使其无法对储层润湿性进行有效改善,从而大幅度影响驱油效率^[16]。为提高表面活性剂的有效浓度,降低表面活性剂在储层多孔介质表面的吸附耗损,很多学者对其影响因素及抑制方法展开研究。研究表明,表面活性剂吸附主要受表面活性剂类型、浓度、矿化度、pH值、温度等因素影响^[17];表面活性剂在岩心中的饱和吸附量主要受比表面积、孔喉半径和岩心性质影响;比表面积越大、孔喉半径越小、岩心孔渗物性越差,化学剂在岩心表面的吸附滞留损失越严重^[18-21]。目前,降低表面活性剂吸附损耗的方法主要包括:①多种表面活性剂进行复配;②加入比主试剂更易吸附的药剂作为牺牲剂^[22-25]。提高驱替液的注入速度也可有效降低其动态吸附量^[26-27]。在压驱过程中,压驱剂大排量快速泵入地层形成裂缝,提供高速流动通道,可以有效降低压驱剂在近井地带的吸附滞留。高注入压力条件下,压驱剂渗流速度显著升高,与岩石接触时间大大降低,其在岩心表面达到动态吸附平衡时间缩短。此外,高压驱替还易诱发岩心微观孔隙结构的改变,故考虑压驱高压过程可降低压驱剂在岩心表面的吸附损耗。

笔者以表面活性剂作为压驱剂,首先开展动态吸附实验,对比分析常压/高压驱替条件下压驱剂在岩心表面的动态吸附量变化。结合压汞实验和SEM测试,研究压驱高压过程岩心微观孔隙结构的变化情况,进而确定其对岩心动态饱和和吸附量的影响。最后,通过反向压驱物理模拟实验确定高压降吸附作用提高采收率效果。

1 实验

1.1 实验样品

压驱剂:①水,大庆油田萨中开发区回注水,矿化度为3681 mg/L;②石油磺酸盐(质量分数为0.3%),油水界面张力为0.34 mN/m。海明1622溶液(0.004 mol/L)、亚甲基蓝溶液(0.036 g/L)、百里酚蓝溶液(0.07 g/L)、稀硫酸(10%)、氯仿。

实验岩心:贝雷岩心1-1—1-4(共4块),岩心长度约为10 cm,直径约为2.5 cm,渗透率为73~81 mD;贝雷岩心2-1—2-4(共4块),岩心尺寸为4.5 cm×4.5 cm×30 cm,渗透率为100~110 mD;实验中依据压驱矿场施工参数,以注采井距200 m为例,反向压驱施工时,泵注排量为3.5~5.0 m³/min,形成水平裂缝,裂缝长度约为70 m(约为井距的1/3),裂缝高度约为5 cm,将贝雷岩心2-1—2-4预置岩心总长度1/3的裂缝(图1)。

实验用原油:由大庆油田萨中开发区中一低渗透储集层采出的脱气、脱水原油与煤油混合而成,黏度为9.75 mPa·s(45℃)。

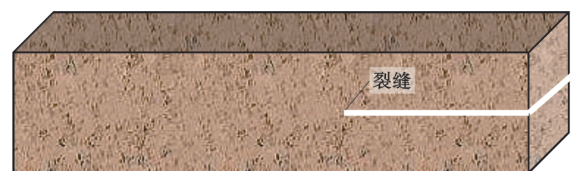


图1 岩心预置裂缝示意

Fig. 1 Schematic diagram of core with artificial fracture

1.2 实验仪器

主要设备为Quanta450场发射环境扫描电镜(SEM),常规压汞仪, HBYQ-2耐高温高压岩心流动试验装置(该设备配套有双缸恒速恒压泵、活塞容器、压力传感器、岩心夹持器以及恒温箱);辅助设备有手摇泵、真

空泵、计时器、搅拌器、电子天平、具塞量筒、微量滴定管、计量试管等。

1.3 实验设计

1.3.1 压驱剂动态吸附实验

基于达西定律,通过相似性准则将实验室模拟条件类比到矿场实际工况^[28]。岩心驱替实验模拟裂缝中压驱剂在储层发生渗滤的过程,流体渗流速度与驱替压力梯度正相关。当驱替压力梯度相同时,压驱剂在柱状岩心横截面上的渗流过程与无限大地层中纵向上的渗滤过程等效,即压驱剂在柱状岩心横截面的渗流速度与地层中压驱剂的实际渗流速度等效。等效关系为:

$$K_x \Delta p_x / \mu_x L_x = \frac{q}{A_\phi} = K_M \Delta p_M / \mu_M L_M \quad (1)$$

物理模拟中,岩心的渗透率、压驱剂黏度均与矿场

实际条件相同,从而得到驱替压差与岩心长度的等效关系:

$$\Delta p_x / \Delta p_M = L_x / L_M \quad (2)$$

根据大庆油田萨中开发区矿场监测数据:注入压力分别为 5 MPa、10 MPa、15 MPa 时,压驱施工后,缝内压力分别为 15 MPa、20 MPa、25 MPa,该区域原始地层压力为 10 MPa,即缝内流体渗滤压差分别为 5 MPa、10 MPa、15 MPa,压驱剂渗滤区间为 1 m(以厚度为 2 m 的储层为基准,在储层中部造缝),岩心长度均近似为 0.1 m,则实验中岩心两端驱替压差分别为 0.5 MPa、1.0 MPa、1.5 MPa。补充常压注入实验组作为对照,驱替压差为 0.1 MPa。压驱剂动态吸附实验共计 4 组,实验方案见表 1,实验装置如图 2(阀门 b 右端连接 A 部分)。

表 1 压驱剂动态吸附实验基本参数

Table 1 Basic parameters for dynamic adsorption experiment of HFAD agents

岩心编号	岩心长度/m	直径/m	孔隙度/%	渗透率/mD	驱替压差/MPa	注入压力/MPa	围压/MPa	压驱剂类型
1-1	0.098	0.025	18.43	73.8	0.1	0.1	3	石油磺酸盐
1-2	0.101	0.025	18.58	75.1	0.5	0.5	3	石油磺酸盐
1-3	0.099	0.025	19.32	80.4	1.0	1.0	3	石油磺酸盐
1-4	0.105	0.225	18.80	77.4	1.5	1.5	3	石油磺酸盐

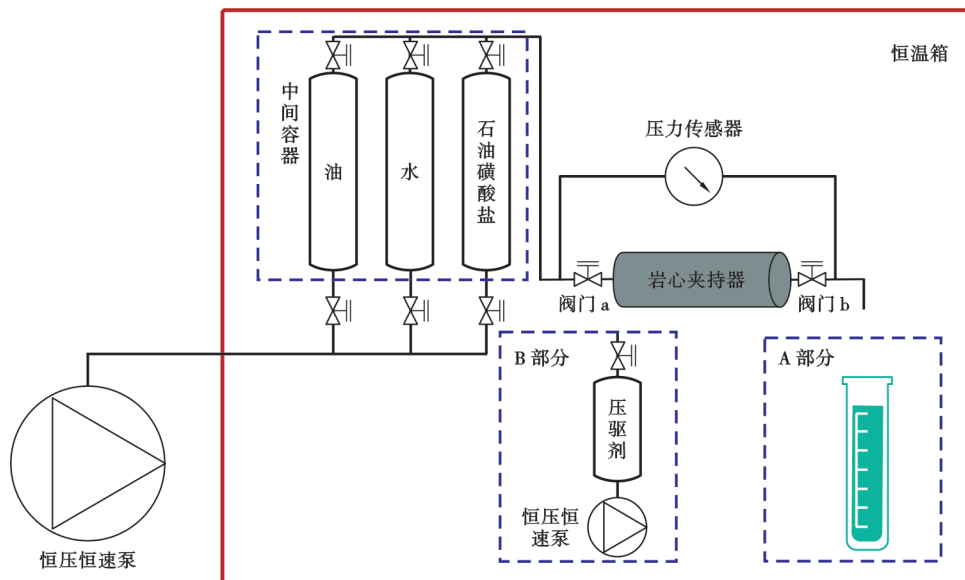


图 2 实验装置

Fig. 2 Experimental device diagram

实验步骤为:①将岩心放入岩心夹持器抽真空饱和水,计算孔隙体积及孔隙度;②开启压驱剂活塞容器上部对应阀门以及岩心夹持器两端阀门 a 和 b,随后开启恒速恒压泵,按表 1 中实验方案恒压注入压驱剂,直至采出液中表面活性剂浓度恢复至初始浓度;③采用酸性两相滴定法对压驱剂进行浓度测试,并计算表面活性剂浓度;④更换岩心重复步骤①—步骤③,直至

完成表 1 中所有实验方案。

表面活性剂浓度为:

$$C = \frac{AVc_0M}{1000V_1\rho_0} \times 100\% \quad (3)$$

压驱剂动态吸附量^[29]为:

$$\Gamma = \frac{C_0V_0 - \sum C_iV_i}{m} \quad (4)$$

压驱剂浓度测试中,以 10%的稀硫酸溶液提供酸性环境,以氯仿作为萃取剂,以亚甲基蓝(阳离子染料)和百里酚蓝(阴离子染料)作为指示剂。使用海明 1622(阳离子型表面活性剂)滴定压驱剂(石油磺酸盐:阴离子型表面活性剂)。滴定前,压驱剂与亚甲基蓝形成蓝色络合物,与百里酚蓝混合使下层有机相呈浅紫灰色,上层混合指示剂呈紫色。滴定过程中,海明 1622 与压驱剂反应,上层紫色逐渐变浅。海明 1622 滴定过量时,上层几乎无色,过量的海明 1622 与百里酚蓝形成溶于氯仿的黄色络合物,与亚甲基蓝混合使下层有机相呈黄绿色,滴定到达终点。

1.3.2 孔隙结构测试

为研究不同驱替压差条件下岩心孔隙结构变化对吸附量的影响,在动态吸附实验的基础上,分别采用常规压汞仪和 SEM 对动态吸附实验后的岩心 1-1—1-4 进行孔隙结构测试。

常规压汞仪测量步骤:①岩心烘干。②测量目标岩心的物理性质,包括用气体、体积、质量和密度测量的渗透率。③将靶芯装入压汞仪,在设定压力下进行压汞。④压力稳定后,记录压力和汞注入量;提高注入压力,并重复上述实验步骤。

扫描电镜(SEM)测试步骤:①用滴定管吸收少量岩心碎屑,均匀涂于清洁固定的样品箱内,连续保存;②将制备好的样品快速转移到 E7400 制冷平台,然后缓慢倒入液氮中进行冷冻和抽真空,然后快速加热;③将样品置于一定的真空高压电场中,高压电场使空气电离,然后在样品表面涂覆一层导电金属膜;④将样品置于扫描电子显微镜下,并在样品室中进行观察。

1.3.3 反向压驱实验

常规水驱结束后,关闭注入端,通过采出端反向注入压驱剂;反向压驱结束后,注入端恢复常规注水,采出端恢复采油。实验目的在于量化评价压驱过程中高压降吸附作用提高采收率效果,共设计 4 组实验方案(表 2)。实验步骤为:①将岩心放入岩心夹持器抽真空饱和水,计算孔隙体积及孔隙度;②以 0.1 mL/min 的泵注速度饱和油至采出端无水产出,计算含油饱和度;③以 0.3 mL/min 的泵注速度水驱至采出端含水率达到 98%;④关闭阀门 a,阀门 b 末端连接 B 部分,按表 2 中的实验方案回注 10%孔隙体积压驱剂后关闭阀门 b;⑤阀门 b 末端连接 A 部分,打开阀门 a、b,以 0.3 mL/min 的泵注速度水驱至采出端含水率达到 98%;⑥更换岩心重复步骤 ①—步骤 ⑤,直至完成表 2 中全部实验方案。

表 2 反向压驱实验方案

Table 2 Reverse HFAD experimental schemes

岩心编号	孔隙度/%	渗透率/mD	含油饱和度/%	回注压力/MPa	围压/MPa	压驱剂类型
2-1	23.99	106.7	73.9	0.1	3	水
2-2	24.10	104.2	72.5		3	石油磺酸盐
2-3	23.73	105.1	72.3	1.0	3	水
2-4	24.26	102.9	73.2		3	石油磺酸盐

2 实验结果及分析

2.1 压驱剂动态吸附实验测试结果

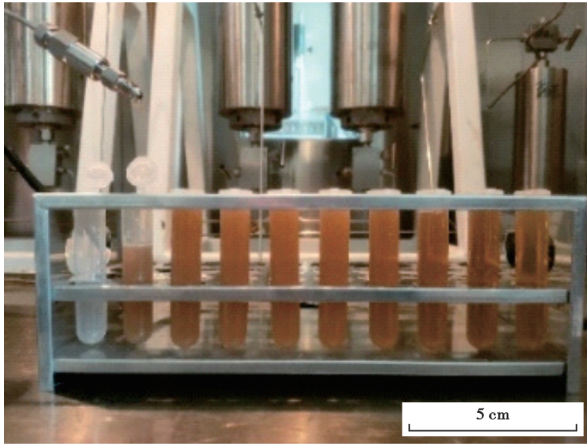
采出液浓度测试结果如图 3 所示。其中,图 3(a)为动态吸附实验采出液收集过程,图 3(b)为表面活性剂浓度测试滴定过程。

图 4 为采出液中压驱剂浓度随注入量变化情况,图 5 为压驱剂吸附量随注入量变化情况。综合分析图 4 和图 5 可以看出:①采出液中压驱剂浓度随注入量的增加逐渐恢复至初始浓度,压驱剂在岩心表面上的吸附量随注入量的增加逐渐达到最大值,此时压驱剂在岩心内达到动态吸附平衡状态,吸附量为动态饱和吸附量,且驱替压差越高,压驱剂在岩心内达到动态吸附平衡所用时间越短。②相对于常压注入,高压注入压驱剂可使其在岩心表面的动态饱和吸附量降低;且当压驱剂在岩心表面的动态饱和吸附量降低到一定程度后,继续增大驱替压差,其降低压驱剂动态饱和吸附量

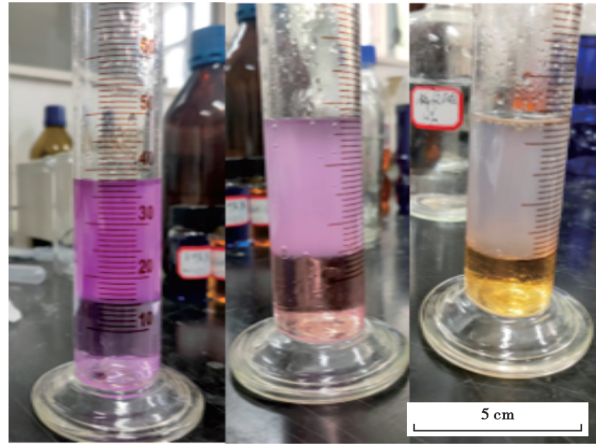
幅度减缓。③当驱替压差为 0.1 MPa、0.5 MPa、1.0 MPa、1.5 MPa 条件下,压驱剂在岩心表面的动态饱和吸附量分别为 0.9596 mg/g、0.5693 mg/g、0.3630 mg/g、0.2650 mg/g,动态饱和吸附量值随驱替压差的升高呈下降趋势;在驱替压差分别为 0.5 MPa、1.0 MPa、1.5 MPa 条件下,压驱剂的动态饱和吸附量分别较驱替压差为 0.1 MPa 时降低 40.67%、62.17%、72.38%。分析高压降吸附原因认为:在高注入压力条件下,压驱剂在多孔介质内的渗流速度增加,压驱剂与岩心表面的接触时间减少,压驱剂在岩心表面达到动态吸附平衡的时间缩短,使压驱剂溶质不易被吸附在岩心内,压驱剂在岩心表面的动态饱和吸附量降低。

2.2 高压降吸附机理分析

通过不同驱替压差条件下岩心孔隙结构测试结果(图 6—图 8)可以看出:在驱替压差为 0.1 MPa 条件下,岩心孔隙半径主要分布在 4.0~6.3 μm ,最大孔隙半径为 10.82 μm ,平均孔隙半径为 4.736 μm 。其对应



(a) 采出液收集



(b) 表面活性剂浓度测试

图 3 采出液收集及其浓度测试

Fig. 3 Produced fluid collection and its concentration test

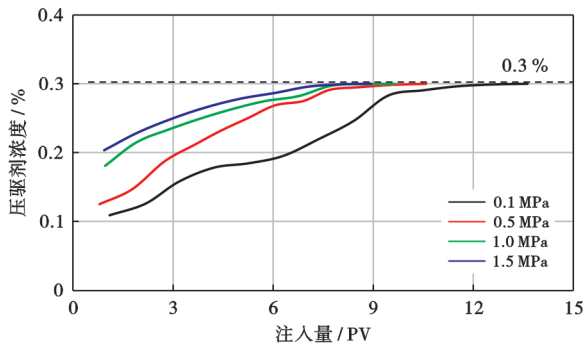


图 4 采出液压驱剂浓度变化曲线

Fig. 4 HFAD agent concentration variation curves of produced fluid

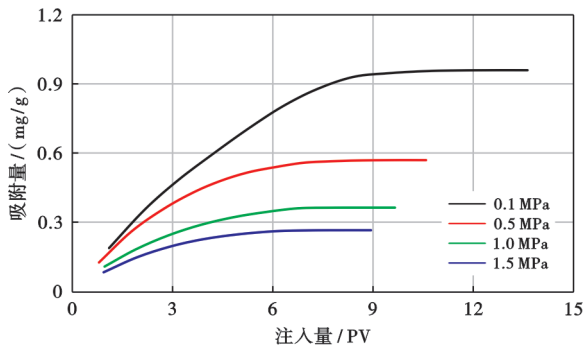


图 5 驱替过程压驱剂动态吸附量变化曲线

Fig. 5 Dynamic adsorption capacity variation curves of HFAD agent during displacement process

的 SEM 测试结果[图 8(a)]表明,岩心主要成分完整,无长石损坏或腐蚀,孔喉细小且连通性较差,压驱剂溶质极易滞留在岩心细小孔喉内,此时吸附耗损严重,压驱剂动态饱和吸附量较高。在驱替压差为 0.5 MPa 条件下,岩心孔隙半径主要分布在 6.3~10.0 μm ,最大孔隙半径为 13.35 μm ,平均孔隙半径为 5.42 μm ,孔

隙半径小幅度增加。其对应的 SEM 测试结果[图 8(b)]表明,岩心表面被轻微破坏,孔喉连通情况有所改善,但孔隙结构整体变化不大,药剂吸附量受岩心孔隙结构变化影响不大。此时,降吸附作用主要受高压增加流体渗流速度影响,压驱剂渗流速度增加,压驱剂在岩心表面达到动态吸附平衡时间缩短,动态饱和吸附量降低。在驱替压差为 1.0 MPa 条件下,岩心孔隙半径主

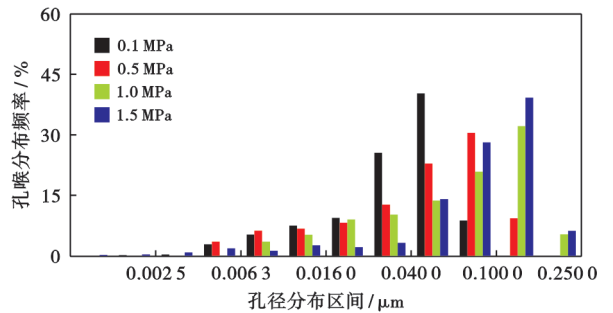


图 6 不同驱替压差条件下岩心孔隙半径分布结果

Fig. 6 Core pore radius distribution results under different displacement pressure differences

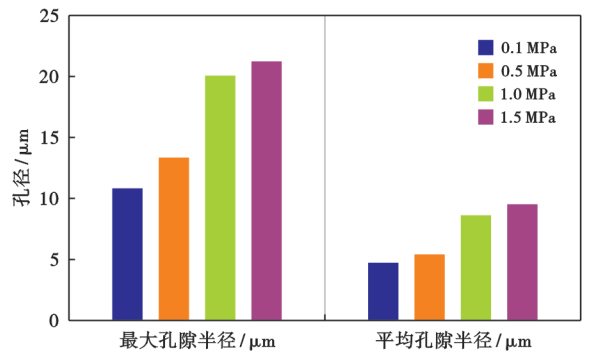


图 7 不同驱替压差条件下岩心孔隙参数测量结果

Fig. 7 Core pore parameter measurement results under different displacement pressure differences

要分布在 $10.00 \sim 16.00 \mu\text{m}$, 最大孔隙半径为 $20.06 \mu\text{m}$, 平均孔隙半径为 $8.62 \mu\text{m}$, 孔隙半径显著升高。其对应的 SEM 测试结果[图 8(c)]表明, 在高压注入冲刷下, 颗粒间胶结物迁移到岩心其他部位, 连通的孔隙和喉道数量增加, 孔喉半径增加, 流体渗流阻力减小, 渗流速度增加, 压驱剂在岩心内的通过能力得到改善。因此, 压驱剂溶质不易被吸附在多孔介质表面, 压驱剂的动态饱和和吸附量显著降低。在驱替压差为 1.5 MPa 条件下, 岩

心孔隙半径仍主要分布在 $10.00 \sim 16.00 \mu\text{m}$, 最大孔隙半径为 $21.23 \mu\text{m}$, 平均孔隙半径为 $9.53 \mu\text{m}$, 相对于 1.0 MPa 驱替压差其孔喉半径增大幅度明显降低, 且孔喉半径分布区间变大。其 SEM 测试结果[图 8(d)]表明: 在高压条件下, 孔喉半径进一步扩大, 孔喉连通性得以改善, 但周围细小孔隙有所增加, 压驱剂在岩心内部细小孔隙中通过能力变差, 压驱剂溶质被吸附在新产生的细小孔隙表面, 高压降吸附效果减弱。

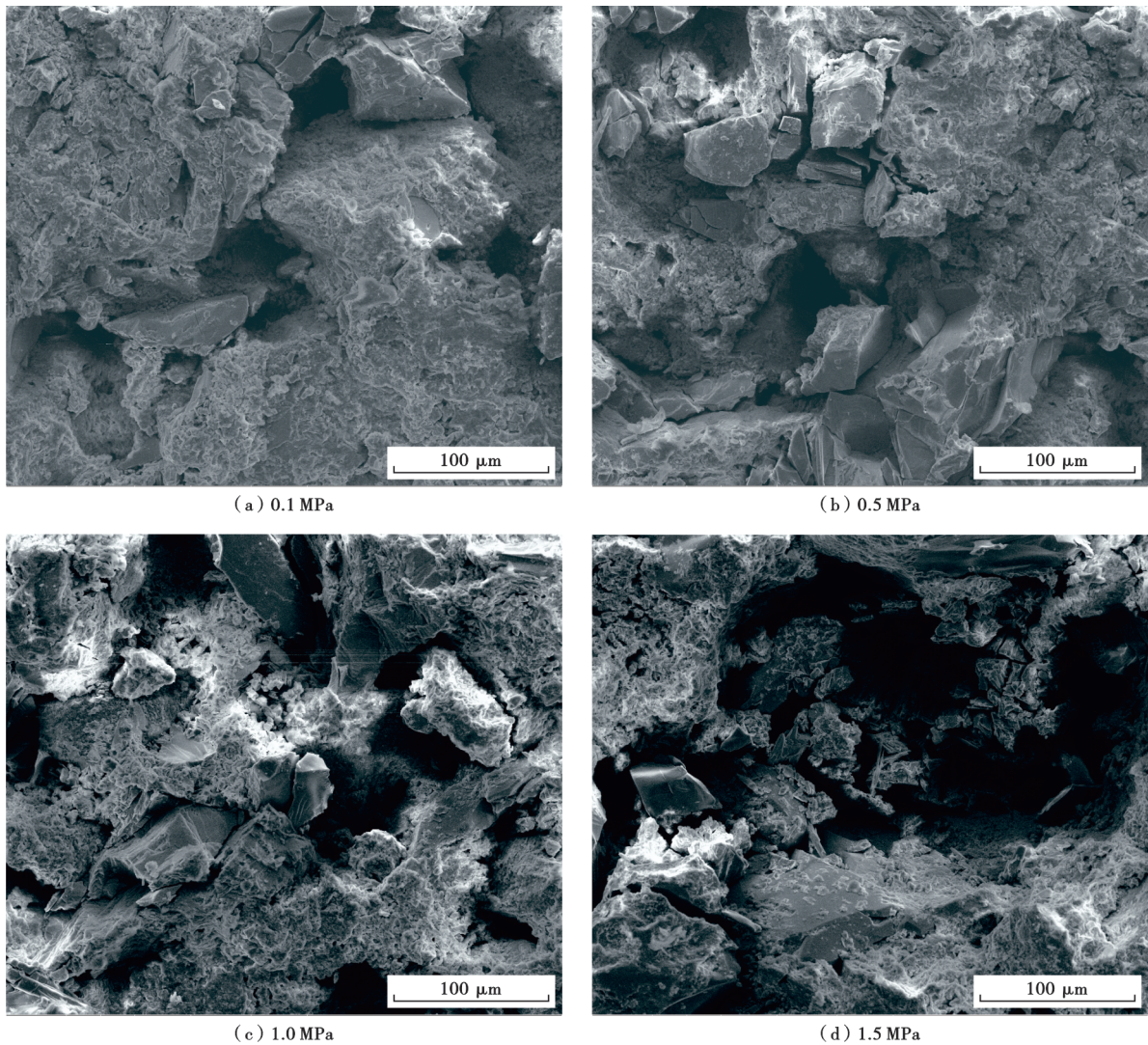


图 8 不同驱替压差条件下岩心孔隙结构变化情况

Fig. 8 Variations of core pore structure under different displacement pressure differences

综上所述, 压驱技术高压条件下流体渗流速度增加, 同时岩心孔隙结构发生改变, 孔喉连通性得到改善, 孔喉半径增大, 压驱剂在岩心表面的动态饱和和吸附量降低, 即压驱剂在注入端附近的吸附量低, 注入的压驱剂可更均匀地分布在整個岩心, 压驱剂有效浓度和利用效率提高, 其降低界面张力效果和改变岩石润湿性效果增强。在二者协同作用下, 原油在岩石表面的黏附功降低, 附着在岩石表面的原油更易被剥离。同

时, 分散功和毛细管阻力降低, 油滴更易被分散成小油滴且其通过狭窄孔喉的阻力降低, 残余油更易被驱动, 压驱剂驱洗效果增强, 驱油效率提高。

2.3 压驱降吸附提高采收率效果评价

由不同驱替方案采出程度变化曲线(图 9)可知: ①2-1 号实验, 常规水驱采收率为 35.84% , 常压条件下以水作为压驱剂回注, 在水驱的基础上进一步扩大了水相波及体积, 但由于回注压力较小, 在注入量达到

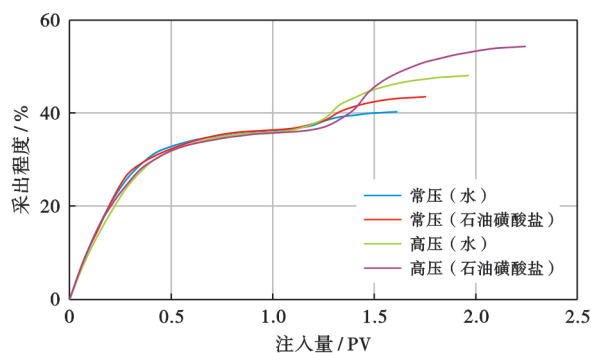


图 9 不同驱替方案采出程度变化曲线

Fig. 9 Variation curves of recovery degree for different displacement schemes

1.6 倍孔隙体积时停止产油,仅较水驱提高采收率 4.07%。②2-2 号实验,常规水驱采收率为 36.3%,常压条件下以石油磺酸盐作为压驱剂回注,在扩大水相波及体积的同时提高了水相洗油效率,注入量提升至 1.8 倍孔隙体积,驱油效果得到改善,较水驱提高采收率 7.18%。③2-3 号实验,常规水驱采收率为 35.84%,高压条件下以水作为压驱剂回注,在高压作用下岩心孔喉半径增大,流体渗流阻力减小,水相波及体积大幅度提高,注入量进一步提升至 2 倍孔隙体积,驱油效率显著升高,较水驱提高采收率 12.2%。④2-4 号实验,常规水驱采收率为 35.83%,高压条件下以石油磺酸盐作为压驱剂回注,在高压作用下压驱剂渗流阻力降低,压驱剂波及范围增大,同时压驱剂在岩心表面的动态饱和吸附量大幅度降低,压驱剂利用率提高,洗油能力增强,注入量提高至约 2.3 倍孔隙体积,较水驱提高采收率 18.29%。常压下反向回注压驱剂较常压反向回注水提高采收率 3.11%,即常压下压驱剂自身可提高采收率 3.11%;高压下反向回注压驱剂较高压反向回注水提高采收率 6.09%,即高压下压驱剂自身可提高采收率 6.09%。在回注等量压驱剂的情况下,高压下压驱剂自身的提高采收率效果可达到常压下的 1.96 倍。这是由于压驱技术可降低压驱剂(石油磺酸盐)在注入端附近的吸附耗损,使其更为均匀地分布于整个岩心,从而增强压驱剂降低界面张力效果和改变岩石润湿性效果,提高压驱剂驱洗效率。因此,高压降吸附作用可使压驱剂驱油效率提高 1.96 倍。

3 结 论

(1) 压驱技术的高压作用可降低压驱剂在岩心表面的动态饱和吸附量;驱替压差分别为 0.5 MPa、1.0 MPa、1.5 MPa 条件下,压驱剂的动态饱和吸附量分别较驱替压差为 0.1 MPa 时降低 40.67%、62.17%、72.38%。压

驱技术可显著降低压驱剂的吸附损耗,提高驱油效率,降低开发成本。

(2) 在高压驱替过程,压驱剂通过高速渗流进入储层使岩心微观孔隙结构发生改变,平均孔道半径增加,流体渗流阻力降低,其在岩心表面的动态饱和吸附量降低,有效浓度升高,使其降低界面张力及改变润湿性效果增强。在二者协同作用下,附着在岩石表面的原油更易被剥离并分散成小油滴,残余油更易被驱动,提高压驱剂驱洗效率。

(3) 在常压/高压条件下,压驱剂(石油磺酸盐)驱油作用分别可提高采收率 3.11%、6.09%,即在高压降吸附作用下,压驱剂驱油效率可达常压下的 1.96 倍。因此,高压降吸附作用是压驱技术提高采收率的另一重要机理。

符号注释: K_x —储层实际渗透率, mD; Δp_x —矿场尺度缝内流体渗滤压差, MPa; μ_x —矿场实际压驱剂黏度, mPa·s; L_x —油层实际厚度, m; q —体积流量, m³/s; A_\dagger —真实渗流面积, m²; K_M —岩心渗透率, mD; Δp_M —岩心两端驱替压差, MPa; μ_M —室内压驱剂黏度, mPa·s; L_M —岩心长度, m; A —修正系数; C —表面活性剂质量浓度, mg/L; V —滴定消耗海明溶液的体积, mL; c_0 —海明溶液的浓度, mol/L; M —石油磺酸盐平均当量, g/mol; V_1 —采出液取样体积, mL; ρ_0 —采出液密度, g/cm³; Γ —动态吸附量, mg/g; C_0 —表面活性剂溶液初始浓度, mg/L; C_i —表面活性剂溶液采出液浓度, mg/L; V_0 —表面活性剂溶液注入体积, mL; V_i —表面活性剂溶液采出液体积, mL; m —岩心质量, g。

参 考 文 献

- [1] 刘义坤,王凤娇,汪玉梅,等. 中低渗透储集层压驱提高采收率机理[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(4): 752-759.
LIU Yikun, WANG Fengjiao, WANG Yumei, et al. The mechanism of hydraulic fracturing assisted oil displacement to enhance oil recovery in low and medium permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(4): 752-759.
- [2] 李宜强,何书梅,赵子豪,等. 基于剩余油动用规律的高含水油藏水驱扩大波及体积方式实验[J]. 石油学报, 2023, 44(3): 500-509.
LI Yiqiang, HE Shumei, ZHAO Zihao, et al. Experiment on enlargement of swept volume by water flooding in high water cut reservoir based on the remaining oil displacement law[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(3): 500-509.
- [3] 王顺,王敬,刘慧卿,等. 表面活性剂辅助残余油剥离机制的分子模拟[J]. 石油学报, 2023, 44(3): 518-533.
WANG Shun, WANG Jing, LIU Huiqing, et al. Molecular simulation on the detachment mechanism of residual oil with the aid of surfactant[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(3): 518-533.
- [4] 马玉娟. 大庆长垣油田三类油层压裂驱油提高采收率技术及其

- 应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2021, 40(2): 103-109.
- MA Yujuan. Application of fracturing-flooding EOR technique in type III oil reservoirs in Daqing Placanticline oilfield[J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(2): 103-109.
- [5] 何金钢, 王洪卫. 三类油层压裂驱油技术设计及效果研究[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2018, 40(5): 95-104.
- HE Jingang, WANG Hongwei. Design and effect of fracture-flooding in class III oil reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2018, 40(5): 95-104.
- [6] 于芳, 范维玉, 南国枝, 等. 石油磺酸盐组分的结构与性能关系[J]. 石油学报(石油加工), 2008, 24(2): 204-210.
- YU Fang, FAN Weiyu, NAN Guozhi, et al. Relation between structure and property of fractions of petroleum sulfonate[J]. Acta Petrolei Sinica(Petroleum Processing Section), 2008, 24(2): 204-210.
- [7] 刘静, 蒲春生, 郑黎明, 等. 低频谐振波降低表面活性剂吸附特性的研究[J]. 应用基础与工程科学学报, 2013, 21(5): 946-952.
- LIU Jing, PU Chunsheng, ZHENG Liming, et al. Research on decreasing adsorption characteristics of surfactant under low frequency resonance wave[J]. Journal of Basic Science and Engineering, 2013, 21(5): 946-952.
- [8] BELHAJ A F, ELRAIES K A, SHUHILI J A, et al. Static adsorption evaluation for anionic-nonionic surfactant mixture on sandstone in the presence of crude oil at high reservoir temperature condition[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2022, 25(2): 261-272.
- [9] 李蔚, 马挺, 李国强, 等. 微生物与化学剂体系结合提高驱油效率的实验研究[J]. 南开大学学报: 自然科学版, 2006, 39(6): 98-100.
- LI Wei, MA Ting, LI Guoqiang, et al. The laboratory study on displacement efficiency with microbial and chemical system[J]. Acta Scientiarum Naturalium Universitatis Nankaiensis, 2006, 39(6): 98-100.
- [10] 韩方, 刘卫东, 从苏男, 等. 降低表面活性剂吸附的研究进展[J]. 应用化工, 2020, 49(10): 2568-2572.
- HAN Fang, LIU Weidong, CONG Sunan, et al. Research progress on reducing surfactant adsorption[J]. Applied Chemical Industry, 2020, 49(10): 2568-2572.
- [11] 韩旭, 王正茂, 姜国庆, 等. 无碱中相复合驱体系实验[J]. 石油学报, 2023, 44(7): 1140-1150.
- HAN Xu, WANG Zhengmao, JIANG Guoqing, et al. Experiment of alkali-free composite oil displacement system with middle-phase microemulsion[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(7): 1140-1150.
- [12] LIU Zilong, ZHAO Ge, BREWER M, et al. Comprehensive review on surfactant adsorption on mineral surfaces in chemical enhanced oil recovery[J]. Advances in Colloid and Interface Science, 2021, 294: 102467.
- [13] 魏兵, 王怡文, 赵金洲, 等. 固液界面特征对致密/页岩储层渗吸行为的影响——以延长组 7 段 + 8 段致密储层和龙马溪组页岩为例[J]. 石油学报, 2023, 44(10): 1683-1692.
- WEI Bing, WANG Yiwen, ZHAO Jinzhou, et al. Influence laws of solid-liquid interface characteristics on the imbibition behaviors of tight/shale reservoirs: a case study of tight reservoirs in Member 7 and 8 of Yanchang Formation and shale reservoirs in Longmaxi Formation[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(10): 1683-1692.
- [14] 刘刚, 侯吉瑞, 李秋言, 等. 二类油层中三元复合驱体系的损耗及有效作用距离[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2015, 39(6): 171-177.
- LIU Gang, HOU Jirui, LI Qiuyan, et al. Chemicals loss and effective distance of ASP flooding in second-class oil layers[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2015, 39(6): 171-177.
- [15] 付青春. 三元复合驱吸附滞留规律[J]. 特种油气藏, 2022, 29(2): 115-121.
- FU Qingchun. Adsorption and retention law of ASP flooding[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(2): 115-121.
- [16] HAZARIKA K, GOGOI S B. Adsorption of surfactant during chemical enhanced oil recovery[J]. Journal of Surfactants and Detergents, 2023, 26(4): 593-603.
- [17] KUMAR A, MANDAL A. Critical investigation of zwitterionic surfactant for enhanced oil recovery from both sandstone and carbonate reservoirs: adsorption, wettability alteration and imbibition studies[J]. Chemical Engineering Science, 2019, 209: 115222.
- [18] 段友智, 李阳. 磺酸盐驱油体系在多孔隙砂岩中的滞留与吸附损耗[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2011, 35(5): 143-145.
- DUAN Youzhi, LI Yang. Retention and adsorption loss of sulfonate displacement system in porous formation sand[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2011, 35(5): 143-145.
- [19] 李柏林, 张莹莹, 代素娟, 等. 大庆萨中二类油层对三元驱油体系的吸附特性[J]. 东北石油大学学报, 2014, 38(6): 92-99.
- LI Bailin, ZHANG Yingying, DAI Sujuan, et al. Adsorption properties of ASP flooding system for the central Saertu sub reservoir in Daqing[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2014, 38(6): 92-99.
- [20] 吕建荣, 陈丽华, 霍进, 等. 砾岩油藏二元复合驱油体系各组分吸附规律[J]. 油田化学, 2018, 35(3): 492-498.
- LÜ Jianrong, CHEN Lihua, HUO Jin, et al. Absorption of each chemical component during the process of surfactant/polymer flooding in conglomerate reservoir[J]. Oilfield Chemistry, 2018, 35(3): 492-498.
- [21] 张云, 谢坤, 康晓东, 等. 疏水缔合聚合物 AP-P4 在 SZ36-1 油田油藏储层条件下静吸附和解吸附规律研究[J]. 油田化学, 2016, 33(3): 468-471.
- ZHANG Yun, XIE Kun, KANG Xiaodong, et al. Research on static adsorption and desorption of hydrophobic associating polymer AP-P4 under the Formation condition of SZ36-1 reservoir[J]. Oilfield Chemistry, 2016, 33(3): 468-471.
- [22] SHAMSIJAZEYI H, HIRASAKI G J, VERDUZCO R. Sacrificial agent for reducing adsorption of anionic surfactants[R]. SPE 164061, 2013.
- [23] LI Daoshan, LU Shouliang, LIU Yi, et al. The effect of biosurfactant on the interfacial tension and adsorption loss of surfactant in ASP flooding[J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2004, 244(1/3): 53-60.
- [24] ZHANG Shubiao, YAN Jie, QI Huimian. Interfacial tensions of

- phenyltetradecane sulfonates for enhanced oil recovery upon the addition of fatty acids[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2005, 47(3/4): 117-122.
- [25] 毛小倩, 扈福堂, 朱秀雨, 等. 低渗高盐油藏两性离子-阴离子表面活性剂复配驱油协同效应研究[J]. *西安石油大学学报: 自然科学版*, 2022, 37(3): 100-106.
MAO Xiaoqian, HU Futang, ZHU Xiuyu, et al. Study on Synergistic effect of amphoteric and anionic surfactants in compound flooding of low-permeability and high-salt oil reservoirs[J]. *Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition*, 2022, 37(3): 100-106.
- [26] 施雷庭, 朱诗杰, 叶仲斌, 等. 多孔介质中不同缔合能聚合物的吸附滞留研究[J]. *应用化工*, 2019, 48(8): 1786-1790.
SHI Leitong, ZHU Shijie, YE Zhongbin, et al. Adsorption and retention of polymers with different associative energy in porous media[J]. *Applied Chemical Industry*, 2019, 48(8): 1786-1790.
- [27] 李强, 康晓东, 姜维东, 等. 疏水缔合聚合物储层动态滞留规律及其影响因素——以渤海 A 油田油藏条件为例[J]. *西安石油大学学报: 自然科学版*, 2018, 33(5): 90-94.
LI Qiang, KANG Xiaodong, JIANG Weidong, et al. Dynamic retention law of hydrophobically associating polymer in reservoir and its influencing factors: taking reservoir conditions in Bohai A oilfield as an example[J]. *Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition*, 2018, 33(5): 90-94.
- [28] 王敬, 刘慧卿, 张景, 等. 井网对溶蚀孔洞型储集层水驱开发特征的影响实验[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(6): 1035-1042.
WANG Jing, LIU Huiqing, ZHANG Jing, et al. Experiments on the influences of well pattern on water flooding characteristics of dissolution vug-cave reservoir[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(6): 1035-1042.
- [29] WANG Fengjiao, XU He, LIU Yikun, et al. Research on the adsorption law of HFAD agents on the surface of porous media during hydraulic fracturing-assisted oil displacement in low-permeability reservoirs[J]. *Langmuir*, 2023, 39(50): 18614-18620.
- (收稿日期 2022-08-24 改回日期 2023-08-27 编辑 王培玺)
- (上接第 389 页)
- [31] 李翎, 魏斌, 贺铎华. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层的测井解释[J]. *石油与天然气地质*, 2002, 23(1): 49-54.
LI Ling, WEI Bin, HE Duohua. Log interpretation of ordovician carbonate reservoirs in Tahe oilfield[J]. *Oil & Gas Geology*, 2002, 23(1): 49-54.
- [32] 妥建军, 贾春明, 熊婷, 等. 最大似然法在断层识别中的应用[C]//SPG/SEG 南京 2020 年国际地球物理会议论文集(中文). 南京: 中国石油学会物探专业委员会, 2020: 906-909.
TUO Junjun, JIA Chunming, XIONG Ting, et al. Application of maximum likelihood method in fault identification[C]//Proceedings of the SPG/SEG Nanning, Proceedings of the 2020 International Geophysical Conference. Nanjing: Society of Petroleum Geophysicists, Chinese Petroleum Society, 2020: 906-909.
- [33] 肖广锐, 李尧, 段新意, 等. 叠前绕射波分离与成像在潜山裂缝储层中的应用[C]//2021 油气田勘探与开发国际会议论文集(上册). 青岛: 西安石油大学, 2021: 90-91.
XIAO Guangrui, LI Yao, DUAN Xinyi, et al. Application of prestack diffraction wave separation and imaging in fractured reservoir in buried hill[C]//Proceedings of the 2021 International Conference on Exploration and Development of Oil and Gas Fields (Volume 1). Qingdao: Xi'an Shiyou University, 2021: 90-91.
- [34] 贾万丽, 刘洋, 于敏捷, 等. 分频地震属性优化与预测[C]//CPS/SEG 北京 2018 国际地球物理会议暨展览电子论文集. 北京: 中国石油学会物探专业委员会, 2018: 774-777.
JIA Wanli, LIU Yang, YU Minjie, et al. Frequency division seismic attribute optimization and prediction[C]//Proceedings of the CPS/SEG Beijing, Electronic Proceedings of the 2018 International Geophysical Conference and Exhibition. Beijing: Society of Petroleum Geophysicists, Chinese Petroleum Society, 2018: 774-777.
- [35] 李源, 蔡忠贤. 塔里木盆地塔河油田主体区海西早期岩溶台面划分及洞穴层对比[J]. *古地理学报*, 2016, 18(4): 560-568.
LI Yuan, CAI Zhongxian. Division of karst platform architecture and cave levels correlation in the Early Hercynian, Tahe oilfield, Tarim Basin[J]. *Journal of Palaeogeography*, 2016, 18(4): 560-568.
- [36] 姜应兵, 李兴娟. 塔里木盆地塔河油田 TH12402 井区中下奥陶统古岩溶洞穴发育模式[J]. *古地理学报*, 2021, 23(4): 824-836.
JIANG Yingbing, LI Xingjuan. Development model of paleokarst caves in the Middle-Lower Ordovician of TH12402 well area in Tahe oilfield, Tarim Basin[J]. *Journal of Palaeogeography*, 2021, 23(4): 824-836.
- (收稿日期 2023-02-13 改回日期 2023-09-05 编辑 雷永良)