

浅层水平缝油藏底部注水研究

冯晓伟¹ 石立华² 张 恒¹ 吴东军¹ 高飞龙¹

1. 延长油田股份有限公司七里村采油厂, 陕西 延安 717100;
2. 陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院, 陕西 西安 710065

摘 要: 延长东部油田主力油层平均中深 670 m、平均渗透率 0.3~0.5 mD, 为特超低渗浅层油藏, 油井压裂时易形成水平裂缝, 致使注水开发过程中油井出现快速水淹, 造成油井产量大幅下降, 采收率低。针对这一问题, 在对水平缝注水渗流特征、压裂水平缝油井水淹规律和底部注水机理研究的基础上, 提出了底部注水开发方式, 并应用渗透率变异系数、突进系数、级差 3 个参数综合表征水窜层位与非水窜层位特征, 为底部注水选层提供依据; 通过室内核磁共振在线测试及岩心流动驱替实验, 结合油藏数值模拟和现场示踪剂测试等综合手段, 对注水参数进行了优化。开展底部注水先导性试验的 3 个井组单井产油量由 0.054 t/d 提高到 0.179 t/d, 含水率由 15% 下降到 10%, 地层压力提高了 0.18 MPa, 预测最终采收率提高了 2.1 个百分点, 取得了较好效果。研究表明, 当渗透率变异系数 < 0.5、突进系数 < 1.5、渗透率级差 < 5, 注入速度为 0.06 mL/min, 注水压力 7 MPa 时, 注水开发效果最好。底部注水能够有效解决浅层水平缝油藏注水开发效果不佳的问题, 为同类油藏的高效注水开发提供了参考。

关键词: 浅层水平缝油藏; 底部注水; 自发渗吸; 驱替; 矿场实践

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2024.03.014

Study on bottom water injection in shallow horizontal fractured reservoirs

FENG Xiaowei¹, SHI Lihua², ZHANG Heng¹, WU Dongjun¹, GAO Feilong¹

1. Qili Village Oil Production Plant of Yanchang Oilfield Co., Ltd., Yan'an, Shaanxi, 717100, China;
2. Research Institute of Yanchang Petroleum (Group) Co., Ltd., Xi'an, Shaanxi, 710065, China

Abstract: The primary oil layer of the Yanchang East Oilfield are situated with an average depth of 670 meters and possess an average permeability of 0.3 ~ 0.5 mD. This marks it as an ultra-low permeability shallow oil reservoir. Horizontal fractures are easily formed during oil well fracturing, resulting in rapid water flooding when water injection development is conducted. This results in a significant decrease in oil well production and low recovery rate. To address this challenge, a bottom water injection development method is proposed based on the study of the characteristics of horizontal fracture water injection seepage, the water flooding pattern of fractured horizontal fracture oil wells, and the mechanism of bottom water injection. Three parameters, specifically permeability variation coefficient, breakthrough coefficient, and grade difference, are applied to comprehensively characterize the characteristics of water

收稿日期: 2023-11-22

基金项目: 国家自然科学基金项目“致密油藏同井缝间注采机理研究”(U1762101); 陕西省自然科学基金基础研究计划“致密砂岩储层微观孔喉结构及薄膜流动对渗吸规律的影响”(2023-JC-YB-423); 陕西省自然科学基金基础研究计划“页岩油储层微-纳米孔喉系统量化表征及对可动流体赋存状态控制机理研究”(2022JQ-290)

作者简介: 冯晓伟(1988-), 男, 湖北荆州人, 高级工程师, 硕士, 主要从事低渗致密油藏注水开发研究和现场应用方面的研究。
E-mail: 521133142@qq.com

通信作者: 石立华(1983-), 男, 河南孟州人, 教授级高级工程师, 博士, 主要从事油气藏渗流理论与应用、非常规油气提高采收率研究等研究工作。E-mail: slhhjn2008@163.com

breakthrough and non-water breakthrough layers, thereby providing a basis for bottom water injection layer selection. Indoor nuclear magnetic resonance online testing and core flow displacement experiments are conducted in conjunction with reservoir numerical simulation and on-site tracer testing to optimize the water injection parameters. The individual well oil production of the three well groups conducting bottom water injection pilot tests rose from 0.054 t/d to 0.179 t/d. The water content decreased from 15% to 10%, the formation pressure grew by 0.18 MPa, and the predicted final recovery rate escalated by 2.1 percentage points, delivering impressive results. Research has shown that the water injection development effect is optimal when the coefficient of variation of permeability is less than 0.5, the breakthrough coefficient is less than 1.5, the permeability level difference is less than 5, the injection rate is 0.06 mL/min, and the injection pressure is 7 MPa. Bottom water injection can effectively solve the issue of poor water injection development effect in shallow horizontal fracture reservoirs, providing reference for efficient water injection development in reservoirs of the same nature.

Keywords: Shallow horizontal fractured oil reservoir; Bottom water injection; Spontaneous imbibition; Displacement; Field practice

0 前言

裂缝形态对油藏的渗流规律、油井产量及注水开发效果都会产生较大影响,且不同形态的裂缝影响程度也不尽相同。国内外研究表明,不同深度油层压裂裂缝形态具有复杂特征,一般认为600 m深度的储层多为水平缝,600~1 200 m深度常为复杂缝,深度1 000 m以上主要为垂直缝,现阶段国内外油藏中仍以垂直缝为主^[1-4]。Hartsoek J H等人^[2]利用数值模拟方法研究了储层非均质性及裂缝对油井生产动态的影响;首次建立了水平缝渗流型,研究了储层特征、流体物性、注采井距对单井产量的影响;Dunn M D等人^[3]通过模拟裂缝面堵塞和热应力引起的裂缝增长,预测注入井裂缝长度的单井模型与油藏模拟器相结合,模拟裂缝随时间动态增长,准确反映了注水井裂缝发育过程,制定合理的注水压力和合理的注水速度。

国内学者曾联波^[4]对不同构造类型低渗透砂岩储层裂缝的成因类型、形成机理、分布特征及其发育规律进行了系统论述,对裂缝在低渗透砂岩油藏注水开发中的应用进行了分析;蔡建超^[5]从自发渗吸理论模型建立、自发渗吸宏观规律和微观机理三方面对多孔介质自发渗吸展开分析并提出了科学问题;龚学忠^[6]运用数值模拟方法对压裂水平缝增注措施效果进行了分析与评价,建立了考虑水平裂缝的油水两相数值模型;彪仿俊^[7]采用数值模拟技术建立了水平裂缝参数优化模型,研究了裂缝半径、裂缝导流能力对油井产量及含水上升规律的影响;余浩^[8]、李莉^[9]、郭粉转等人^[10]研究了水平裂缝注水开发特征及水窜机理,建立了采油井和注水井水平裂缝的数值模型,优化了不同裂缝半径和导流能力对油井产量、采出程度及含水率的影响程度;姜汉桥^[11]、束青林等人^[12]、颜圣松等人^[13]分析了储层渗流

规律优势通道的识别与预警,评价了深部调剖与表面活性剂驱、气驱相结合的调剖—驱油方法在特低渗油藏水驱后治理窜流、提高波及效率的可行性;石立华^[14-17]、杨正明^[18]、刘红英等人^[19]利用高压大模型物理模拟系统、核磁共振及微流控实验等技术,研究驱替和渗吸作用的大小及渗吸作用的传播距离,揭示了致密储集层微观渗吸机理;赵思远^[20]、邸士莹^[21]、李留杰等人^[22]通过室内实验及数值模拟手段研究了低渗致密油藏动态裂缝变化规律及延展特征,并提出了相对应的合理注水参数。以上学者对压裂水平缝的研究主要集中在渗流规律、数值模拟等方面,且成果大多建立在理想条件下,对有关水平缝注水效果、水淹水窜规律、注水参数优化方面的研究较少。

延长东部油田位于鄂尔多斯盆地陕北斜坡的东部,主要目的层为延长组长6油层,该类油藏埋深浅,平均油藏中深670 m,储层物性差,孔隙度为7%~9%,渗透率为0.3~0.5 mD,孔喉中值半径0.127 μm ,上覆垂向地层压力相对较小,压裂过程中人工裂缝沿水平层理面延展,水平裂缝系统较发育,储层非均质性强,水平渗透率与垂向渗透率差异大,注水开发过程中油井更易出现短时间内快速水淹,且水淹方向多向化、呈连片分布,治理难度大,面临“裂缝易水窜、基质驱不动”的难题,平均单井产油量仅为0.16 t/d,综合含水率74%,大量原油滞留在地层中无法有效动用,采出程度低。针对该类油藏注水开发特征,在对水平缝注水渗流特征、压裂水平缝油水淹规律和底部注水机理研究的基础上,提出了底部注水开发方式,并采用渗透率变异系数、突进系数、级差3个参数综合表征水窜层位与非水窜层位特征,为底部注水选层提供依据,在基础上通过室内核磁共振在线测试及岩心驱替实验,结合油藏数值模拟和现场示踪剂测试等综合手段,对注水参数进行了优化。

1 水平缝注水开发生产特征

1.1 水平缝注水渗流特征

水平缝油藏在注水开发阶段,储层中部到井筒及裂缝内均发生流体流动,储层内流体不断向裂缝内补充,使得油井裂缝压力不断增加,当裂缝压力高于地层压力时,水驱前缘推进速度加快,由于注水井的水驱前缘(即

高渗通道)与水平缝接触几率和接触面要远远大于与垂直缝的接触几率和接触面,水平缝井较垂直缝井容易水窜,造成油井快速水淹,很难通过堵水调剖等措施进行治理,见图 1。通过研究区油井见效时间与见水时间关系曲线可以看出,水淹油井的见效时间和见水时间快于全区水平,水平缝的存在加剧了油井的水淹程度,见图 2。

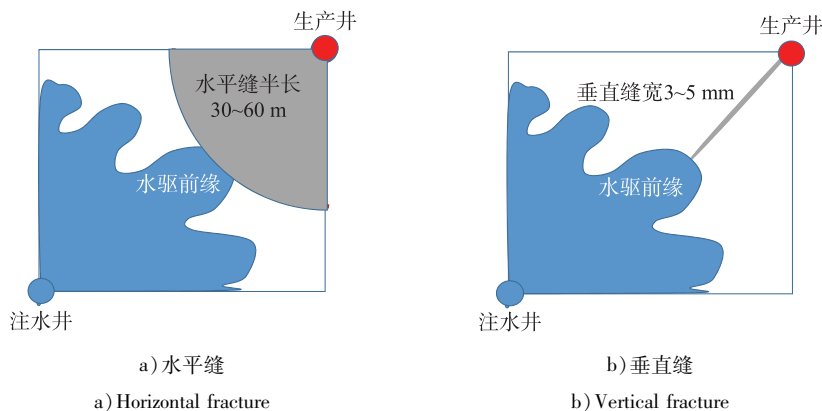


图 1 水平缝和垂直缝水窜特征对比图

Fig. 1 Comparison of water channeling characteristics of horizontal and vertical fractures

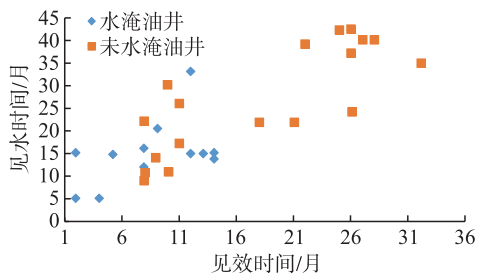


图 2 油井见效时间和见水时间对比图

Fig. 2 Comparison of response time and water breakthrough time of oil well

1.2 压裂水平缝注水开发含水率变化特征

郑 656-1 油井生产层位为长 621、长 622、长 632 小

层,主力生产层位长 622,射孔段为 508 ~ 512 m、516 ~ 518 m、519 ~ 529 m、552 ~ 555 m,压裂水平裂缝左翼缝长 60 m,右翼缝长 58 m,2014 年 11 月前产液量为 $0.30 \text{ m}^3/\text{d}$,产油量 $0.18 \text{ t}/\text{d}$,含水率长时间稳定在 27.4%,2015 年 1 月产液量突然上升到 $6.54 \text{ m}^3/\text{d}$,产油量上升到 $0.35 \text{ t}/\text{d}$,含水率突进式上升至 95.0%,2015 年 2 月关停至今,见图 3。砂体注采连通剖面见图 4,从图 4 可以看出,注水井郑 656-2 注水层位为长 6_2^1 、长 6_2^2 、长 6_3^2 、长 6_3^4 4 个小层,注水层段为 513 ~ 517 m、523 ~ 533 m、544 ~ 548 m、557 ~ 563 m。吸水剖面解释成果图见图 5,从图 5 可以看出,4 个注水层段 3 个小层吸水,长 6_2^2 是主力吸水层,吸水厚度 11.7 m,长 6_2^1 层段不吸水;

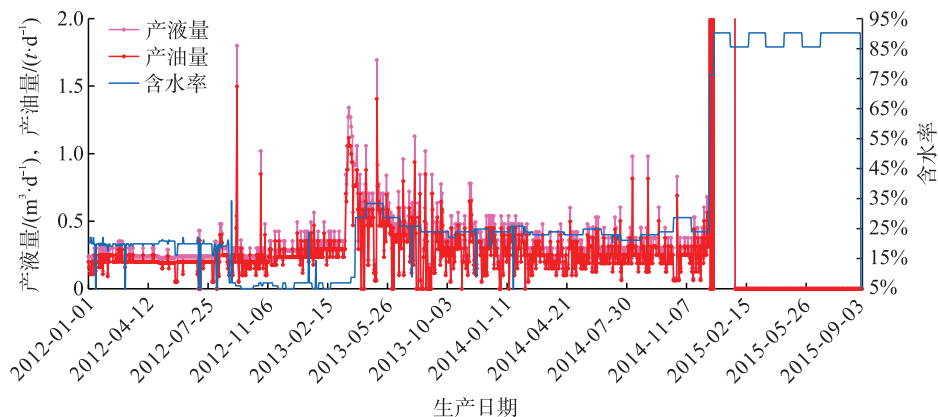


图 3 郑 656-1 井采油曲线图

Fig. 3 Production curves of Zheng 656-1 well

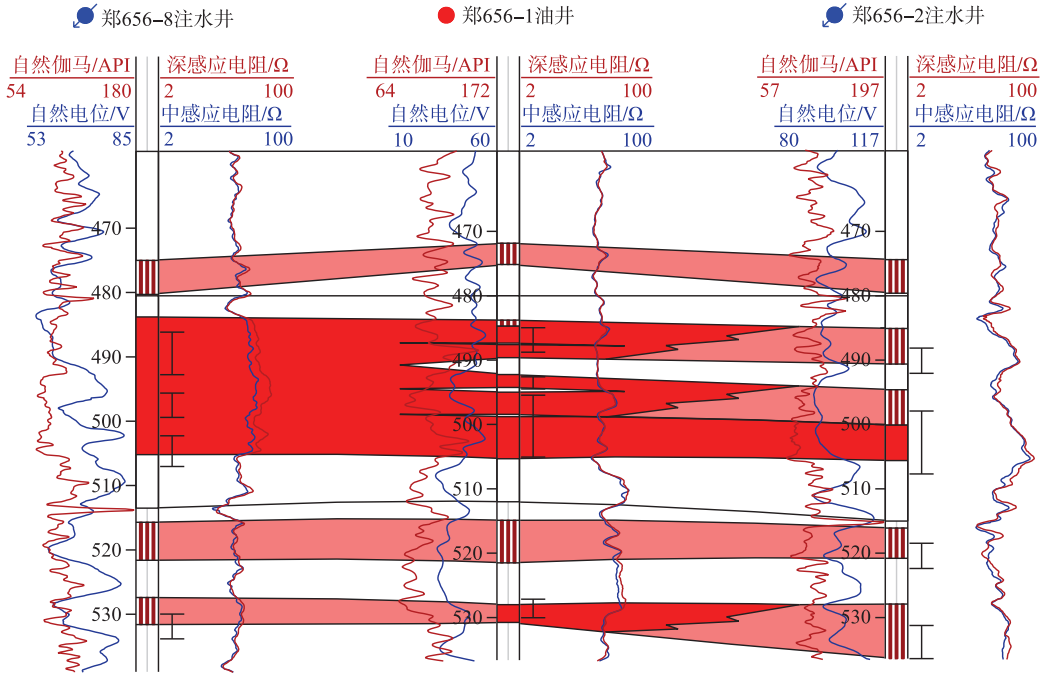


图 4 砂体注采连通剖面图
Fig.4 Interwell injection-production connection profile

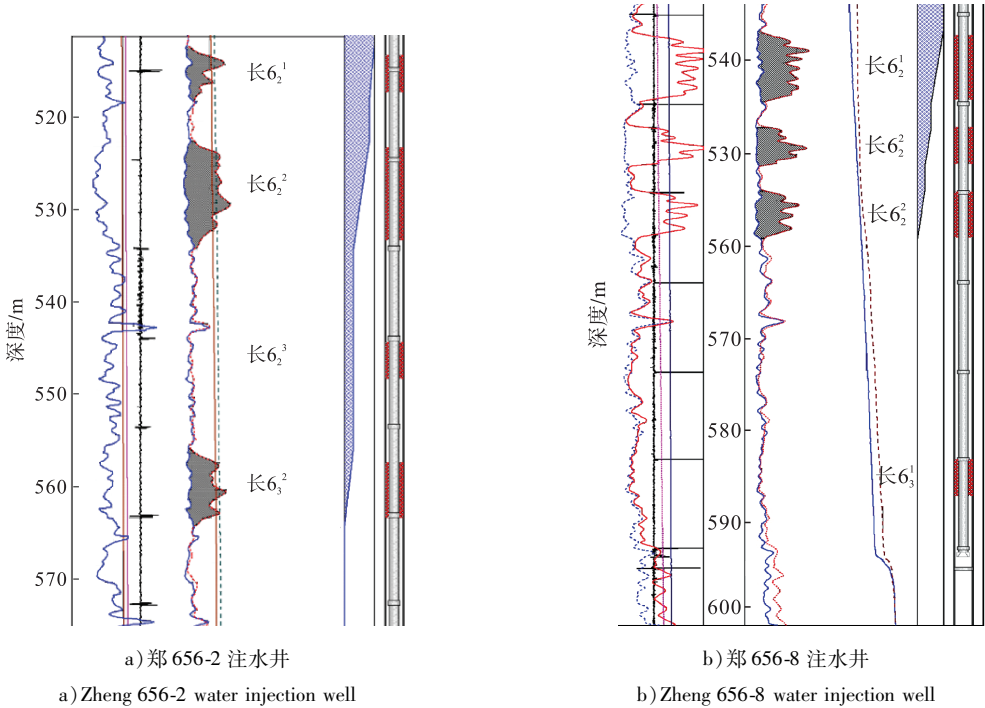


图 5 吸水剖面解释成果图
Fig.5 The results of water absorption profile interpretation

注水井 656-8 注水层段为 6_2^1 (注水层段 537 ~ 544 m)、 6_2^2 (注水层段 547 ~ 551 m)、 6_3^1 (注水层段 554 ~ 559 m、583 ~ 587 m) 3 个小层,通过吸水剖面监测可知,4 个注水层段 3 个小层吸水,长 6_2^2 是主力吸水层,吸水厚度 9.3 m,长 6_3^1 层段不吸水,长 6_2^2 小层的注采对应,井间砂体连通性好,在前缘水线推进速度 13 m/d 情况下,短时

间内油井即可见水,因此,压裂水平缝注采层位一致更容易造成油井见水。

2 底部注水开发方式

2.1 底部注水机理

底部注水,即在同一单层内射开注水井油层底部,

对应油井射开层内上部,且对应油井油层底部只射孔不压裂造缝,注水井以高于常规注水的注水量进行强化注水,短时间内在油层底部形成具有一定能量的人造底水,利用重力分异和毛管力作用,置换和驱替微观孔隙内部滞留的原油,见图 6。该注水方法可以有效补充地层能量,同时减缓注入水沿裂缝快速突进,提高注入水波及体积,降低油井含水上升速度。运用 Eclipse 数值模拟软件建立底部注水机理模型,模型裂缝孔隙度 1%,裂缝初始渗透率与基质相同,均为 0.65 mD,孔隙度 12%,初始含油饱和度 65%,油、水黏度分别为 $4.5 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 、 $0.6 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,油藏原始地层压力 3.6 MPa,注采井距 120 m,注水井注入量 $10 \text{ m}^3/\text{d}$,裂缝半长 50 m,裂缝采用等效渗流处理办法。从含油饱和度、地层压力分布及开

发指标上可以看出,在注水 180 d 时,油层底部形成了一定规模的人造底水,地层压力显著上升,油井最终含水率远低于常规注水时的最终含水率,采出程度较常规注水采出程度相比提高 2 个百分点,见图 7~8。

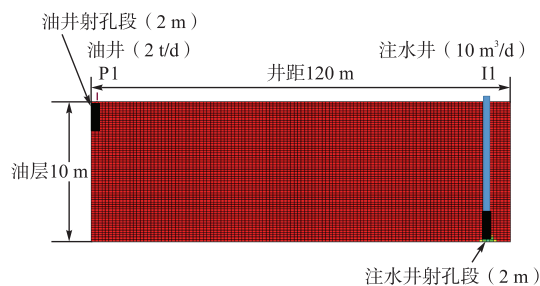


图 6 底部注水机理模型图

Fig. 6 Mechanism model of bottom water injection

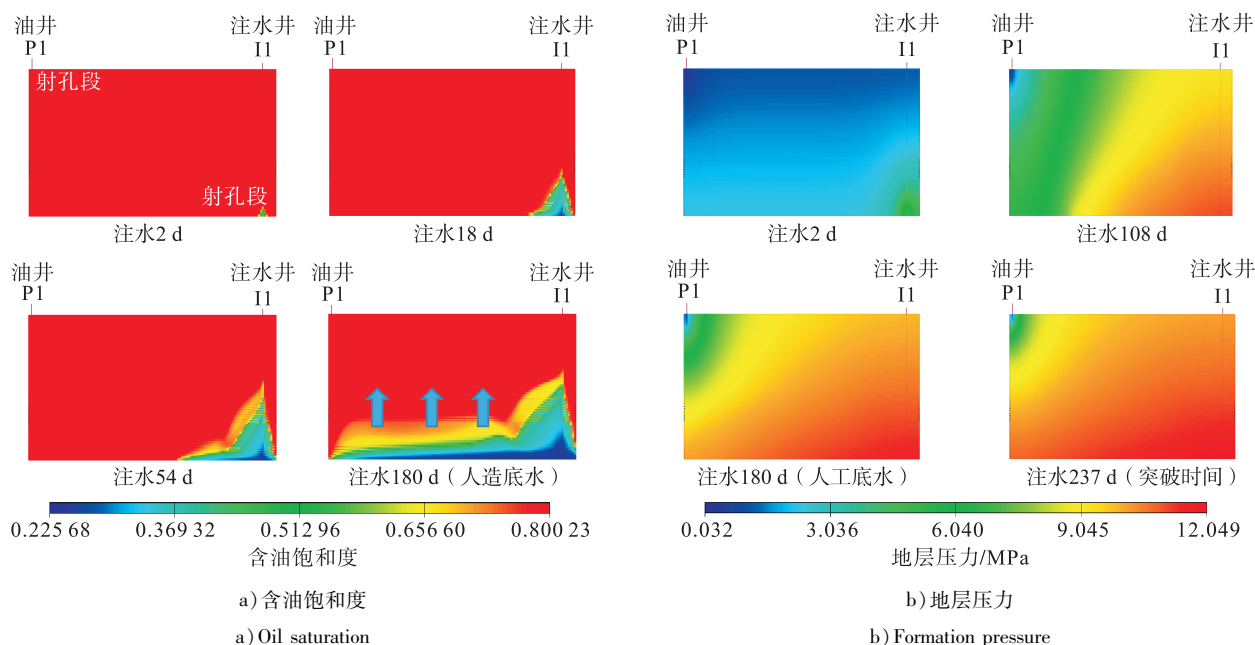


图 7 常规注水与底部注水开发效果对比图

Fig. 7 Comparison of conventional injection and bottom injection

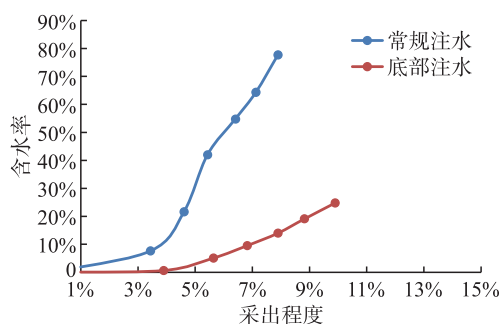


图 8 常规注水和底部注水采出程度与含水率曲线图

Fig. 8 Curves of recovery degree and water cut for conventional injection and bottom injection

2.2 底部注水选层依据

在油田注水开发过程中,渗透率的各向异性和空间

展布特征是决定水驱采收率的关键因素^[16-19],采用渗透率变异系数、突进系数、级差 3 个参数来综合表征水窜层位与非水窜层位特征,从而为底部注水选层提供依据。

研究区水窜井生产层位和非水窜井生产层位中储层的渗透率变异系数分布、突进系数分布、级差分布见图 9~11。由图 9~11 可知,水窜井层位的渗透率变异系数分布在 0.271~0.773,平均为 0.529;非水窜井层位的渗透率变异系数为 0.095~0.724,平均为 0.375;在水窜层位中,有 78.3% 的生产层位渗透率变异系数在 0.5 以上,91.3% 的生产层位渗透率突进系数在 1.5 以上,73.9% 的生产层位渗透率级差在 5 以上。因此,建议选择储层渗透率变异系数 < 0.5 、渗透率突进系数 < 1.5 、渗透率级差 < 5 的注水层位开展底部注水,以避免水窜的过早发生。

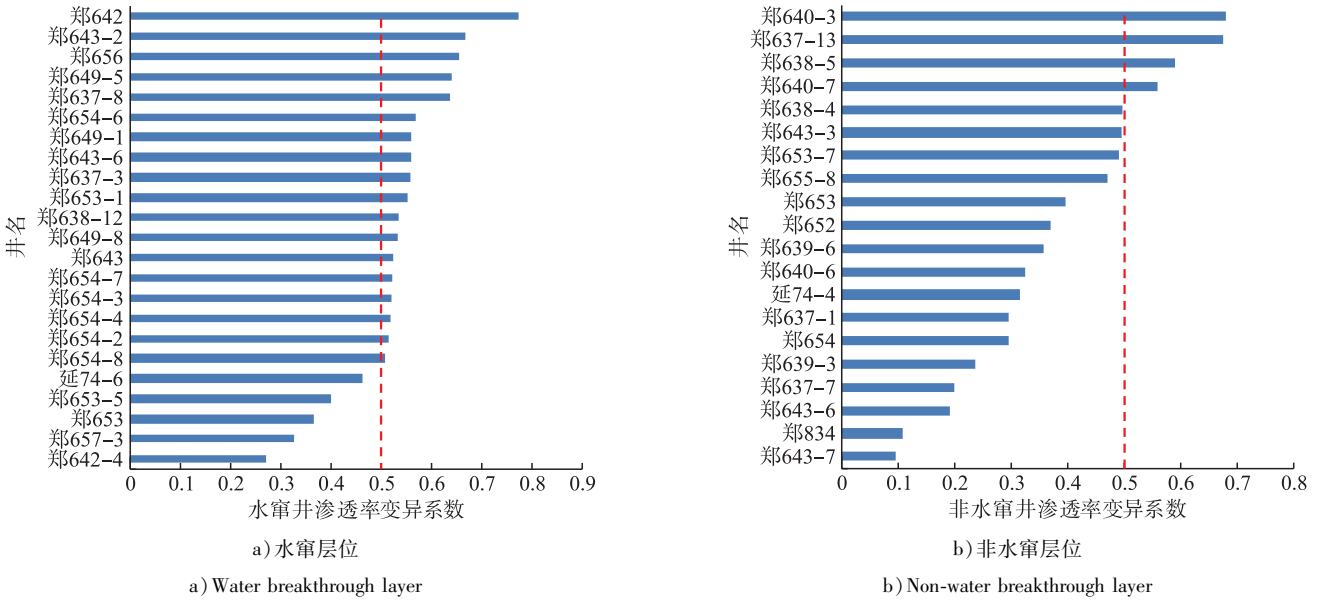


图9 水窜井与非水窜井渗透率变异系数分布直方图
Fig. 9 Distribution histogram of permeability coefficient of variation

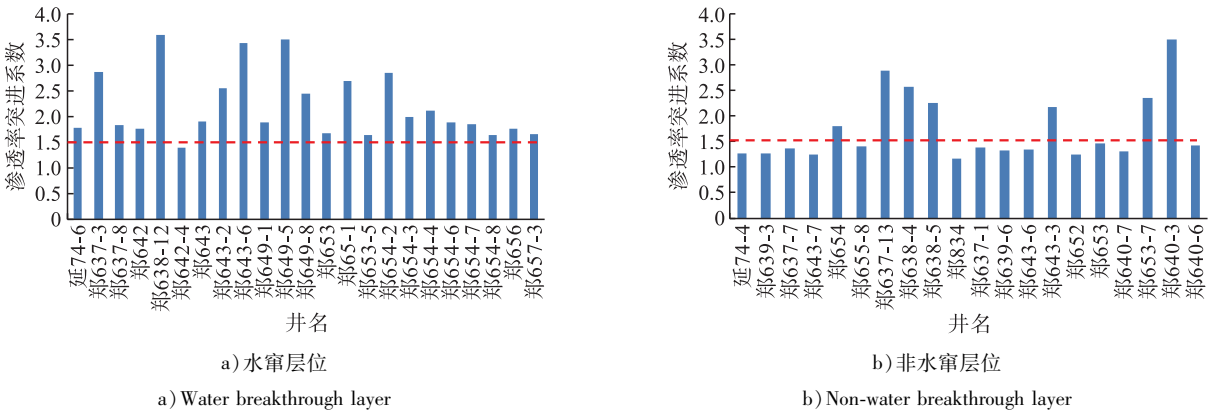


图10 水窜井与非水窜井渗透率突进系数分布直方图
Fig. 10 Distribution histogram of permeability advance coefficient distribution

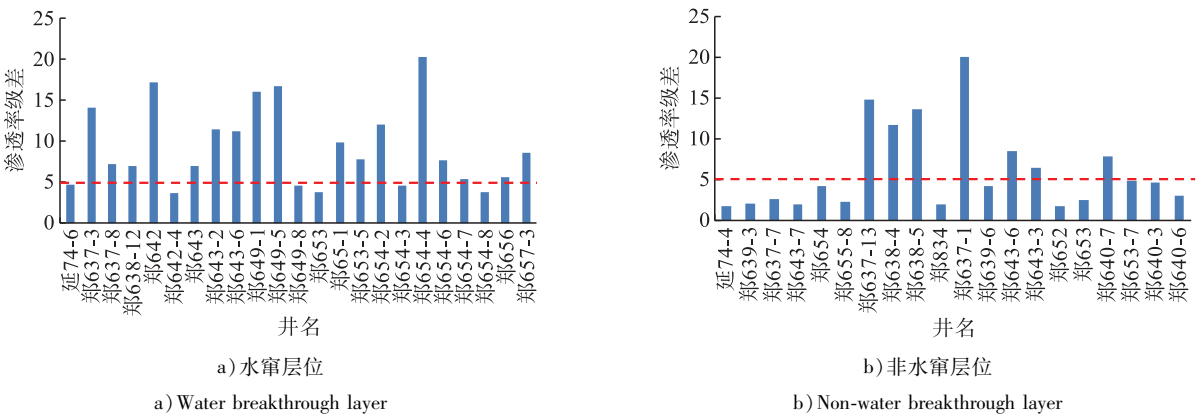


图11 水窜井与非水窜井渗透率级差分布直方图
Fig. 11 permeability level difference distribution histogram

3 合理注水参数研究

3.1 注入速度

渗吸采油是底部注水的主要增油机理,渗吸主要发生

在小孔隙中,理论上自发渗吸时间越长,驱油效果越好^[20-21]。注入速度是影响驱油效果的关键因素,驱替主要发生在较大孔隙或裂缝中,核磁共振在线驱替实验可以研究驱替过程中的大孔隙与小孔隙含油变化情况,能够定

量表征不同注入速度对驱油效果的影响程度。为此,以延长东部油区长 6 某致密油藏为例,开展自发渗吸驱替实验,该岩心直径 2.50 cm,长度 4.41 cm,岩心孔隙度 9.96%,渗透率 0.55 mD。岩心自发渗吸 T_2 谱分布曲线见图 12。

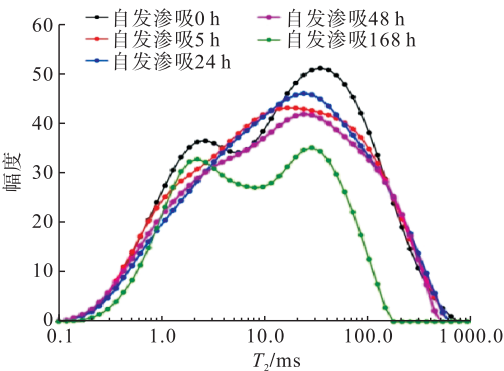


图 12 岩心自发渗吸 T_2 谱分布曲线图

Fig. 12 Distribution curves of T_2 spectrum of spontaneous imbibition of core

由图 12 可以看出,核磁共振 T_2 谱曲线均为双峰形态,在不同测试时间均呈现右峰高、左峰低的形态,自发

渗吸初始时刻峰值最高,之后 T_2 谱包络面积逐渐减小,岩心在自发渗吸进行到 48 h 前,曲线均呈现逐渐下降,且双峰均下降的形态;当自发渗吸达到 168 h,岩心中的油开始向某一孔径范围集中,大孔中渗吸作用驱出的油开始缓慢进入小孔,渗吸效率趋于稳定,最终驱油效率达 33.79%,增幅达 21.30%,见表 1 和图 13。在自发渗吸的基础上开展了核磁共振在线驱替实验,不同注入速度下的 T_2 谱分布曲线和驱油效率见图 14 和表 2,可以看出,当岩心驱替速度为 0.06 mL/min 时,该岩心在 1.31 ~ 678.94 μm 范围内的孔隙均得到了有效动用,且驱油效率最高,因此认为该驱替速度为最佳合理注入速度。

表 1 静态自发渗吸驱油效率表

Tab.1 Static osmotic displacement efficiency

自发渗吸时间 /h	驱油效率	增加幅度
0	0	0
5	5.92%	5.92%
24	8.32%	2.40%
48	12.49%	4.17%
168	33.79%	21.30%

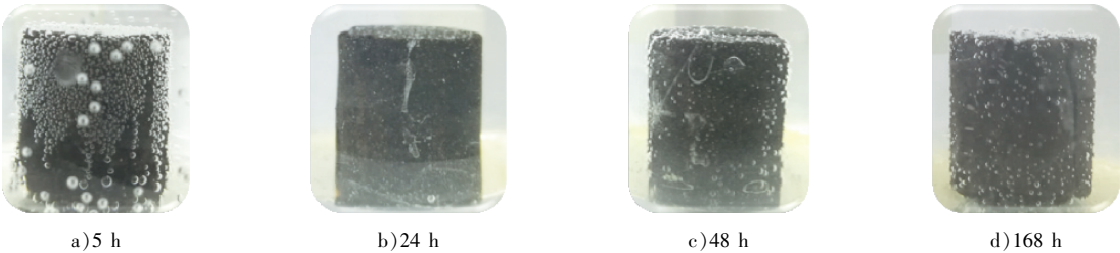


图 13 不同时刻岩心渗吸状态图

Fig. 13 Core percolation at different time

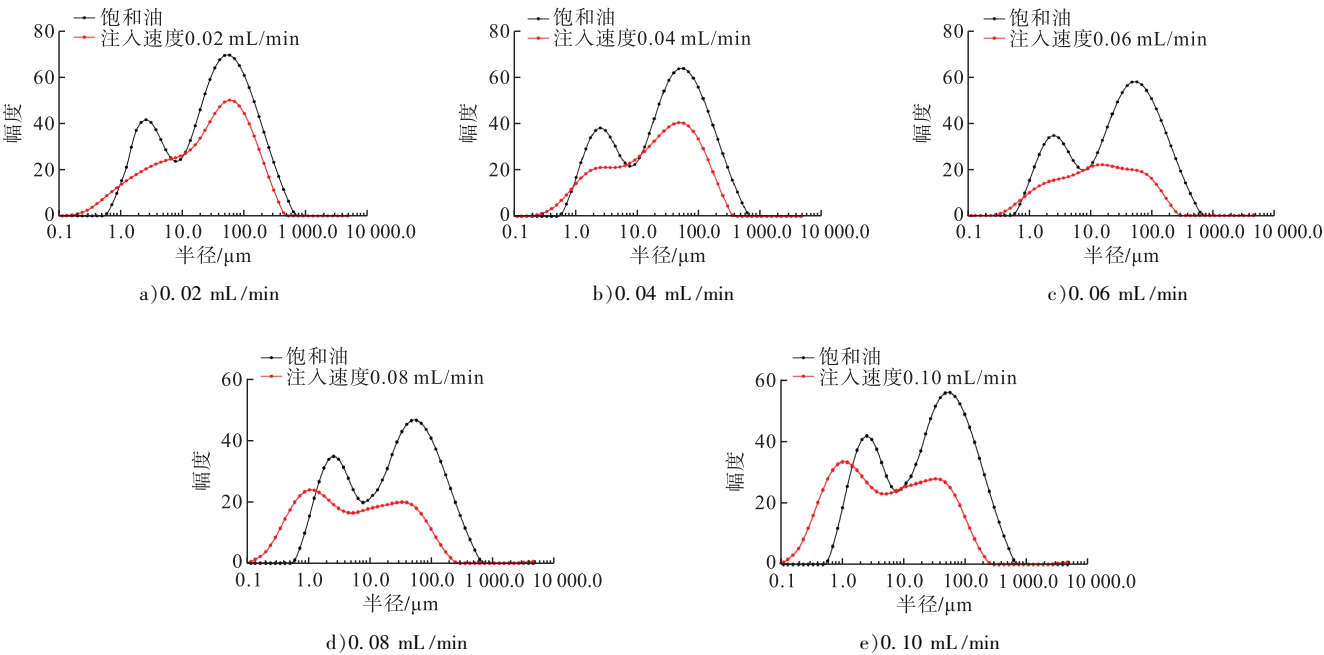


图 14 不同注入速度下 T_2 谱分布曲线图

Fig. 14 T_2 spectral distribution curves at different displacement velocities

表2 驱替实验结果表

Tab.2 Results of displacement experiment

注入速度 / (mL·min ⁻¹)	驱油效率	驱替动用范围 / μm
0.02	28.04%	0.99 ~ 782.65
0.04	33.80%	0.88 ~ 764.24
0.06	59.94%	1.31 ~ 678.94
0.08	38.16%	1.33 ~ 757.65
0.10	30.69%	1.51 ~ 746.62

3.2 合理注水压力

合理注水压力的原则是既要在油层建立足够的驱替压力系统,克服致密储层自身存在的启动压力梯度,同时要低于地层破裂压力,避免使注入水沿裂缝等优势通道单向突进,致使油井短时间内水淹水窜,尽可能使注入水水驱前缘保持均匀推进,达到最佳驱油效果^[22-24]。不同注入压力下的驱油效率对比见图15。

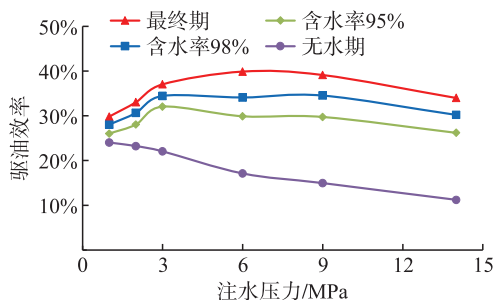


图15 不同注入压力下的驱油效率对比图

Fig. 15 Comparison of oil displacement efficiency under different injection pressures

由图15可以看出,随着注水压力的增加,无水期驱油效率总体呈下降趋势,含水期驱油效率随着注水压力增加而逐渐提高,当注水压力 > 9 MPa 后,驱油效率呈下降趋势,此时提高注水压力将加快注入水在渗流通道中的渗流速度,造成油井水淹。研究区注水指示曲线见图16。

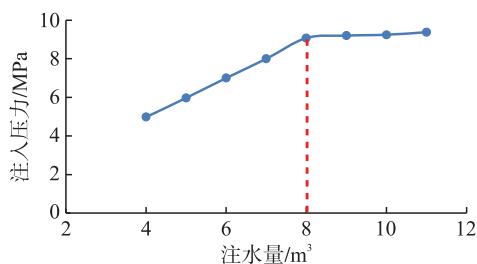


图16 注水指示曲线图

Fig. 16 Waterflood indication curve

由图16可以看出,当注水压力 > 9 MPa 后,曲线出现明显拐点,继续增大注水量,注水压力变化不大,表明此时有微裂缝开启,容易造成注入水沿裂缝突进,导致油井见水,因此建议注水压力 < 9 MPa。最后,通过井间示踪剂动态监测技术可以得到不同注水压力下,注入水在地层中的水驱前缘推进速度,通过注水压力与水驱前缘推进速度级差关系曲线(定义:水驱前缘推进速度最大值与水驱前缘推进速度最小值之比)来判断合理注水压力,水驱前缘速度级差与注水压力关系图见图17。

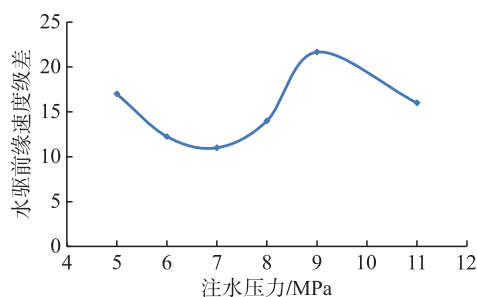


图17 水驱前缘速度级差与注水压力关系图

Fig. 17 Diagram of velocity level difference-water injection pressure relation of leading edge of water drive

由图17可以看出,当注水压力为7 MPa 时,水驱前缘推进速度级差最小,表明在此注水压力下,水驱前缘更易均匀推进,避免注入水单向突进,使储层尽可能均匀受效,因此,总体判断,合理注水压力为7 MPa。

4 底部注水矿场应用

选取延长东部油田七里村黄龙山油区延50-5、郭639-4、郭639-6这3个井组开展底部注水先导性试验,试验区油藏中深675 m,有效厚度14.9 m,原始地层压力2.54 MPa,饱和压力1.2 MPa,平均孔隙度8.36%,平均渗透率0.36 mD,实施前单井产油量0.26 t/d,综合含水率27.5%,单井注水量2.8 m³/d。采油井郭639、注水井郭639-4、郭639-6于2019年6月12日分别压开主力小层6₁²的上部层段621~627 m和底部层段649~652 m、672~674 m,于2019年6月15日开始实施底部注水,注水井注水量为10 m³/d,井口注水压力保持在7~9 MPa,截至2023年7月底,累计注水24 617 m³,累计增油138 t,日产油增幅达1倍以上,含水率保持稳中有升,有效期达690 d,增油控水效果十分明显,根据压力恢复试井解释,试验井组地层压力由实施前的1.29 MPa上升至目前的1.47 MPa,提高了0.18 MPa,预测最终采收率由实施前的11.2%提高到13.3%,见图18。

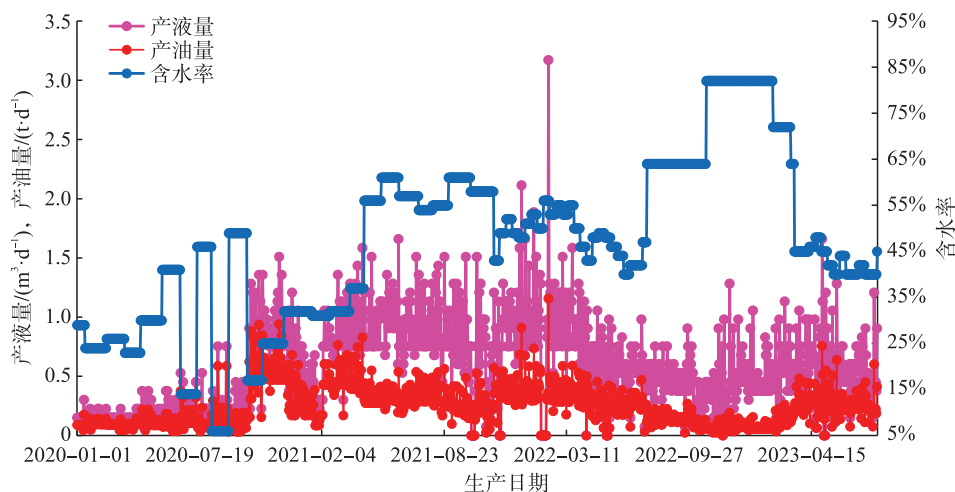


图 18 底部注水典型油井郭 639 生产曲线图

Fig. 18 Production curve of typical oil well Guo 639 for bottom water injection

5 结论

1) 渗浅层水平缝油藏注水井的水驱前缘与水平缝接触几率和接触面要远远大于与垂直缝的接触几率和接触面,加快了油井水淹速度,常规注水效果不理想,在此基础上提出了底部注水开发方式,通过室内核磁共振在线测试及岩心流动驱替实验得到了最优合理注入速度 0.06 mL/min ,在该注入速度下岩心在 $1.31 \sim 678.94 \mu\text{m}$ 范围内的孔隙均得到了有效动用,驱油效率最高。

2) 采用渗透率变异系数、渗透率突进系数、渗透率级差 3 个参数综合表征水窜层位与非水窜层位,从而为底部注水选层提供依据,建议选择储层渗透率变异系数 <0.5 、渗透率突进系数 <1.5 、渗透率级差 <5 的注水层位开展底部注水,以避免过早发生水窜。

3) 通过注水压力与水驱前缘推进速度级差关系图来判断合理注水压力,当注水压力为 7 MPa 时,水驱前缘推进速度级差最小,水驱前缘更加均匀。

参考文献:

- [1] MONEIM S S A, RABEE R, SHEHATA A M, et al. Modeling hydraulic fractures in finite difference simulators using amalgam local grid refinement (LGR) [J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2013: 21-35.
- [2] HARTSOEK J H, WARREN J E. The effect of horizontal hydraulic fracturing on well Performance [J]. Journal of Petroleum Technology, 1961, 13 (10): 1050-1056.
- [3] DUNN M D, CHUKWU G A. Simulation based dimensionless type curves for predicting waterflood recovery [R]. New York: SPE68839, 2001.
- [4] 曾联波. 低渗透砂岩储层裂缝的形成与分布 [M]. 北京:石油工业出版社, 2008.
- ZENG Lianbo. Formation and distribution of fractures in low permeability sandstone reservoirs [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008.
- [5] 蔡建超. 多孔介质自发渗吸关键问题与思考 [J]. 计算物理, 2021, 38 (5): 505-510.
- CAI Jianchao. Some key issues and thoughts on spontaneous imbibition in porous media [J]. Chinese Journal of Computational Physics, 2021, 38 (5): 505-510.
- [6] 龚学忠. 水力压裂 (水平裂缝) 增注效果评价研究与应用 [D]. 成都: 西南石油大学, 2006.
- GONG Xuezhong. Study and application of hydraulic fracturing (horizontal fracture) injection Effect Evaluation [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2006.
- [7] 彪仿俊. 水力压裂水平裂缝扩展的数值模拟研究 [D]. 合肥: 中国科学技术大学, 2010: 46-52.
- BIAO Fangjun. A numerical simulation study on hydraulic fracturing of horizontal fractures [D]. Hefei: University of Science and Technology of China, 2010: 46-52.
- [8] 余浩. 低渗透油藏压裂水平缝注水开发水窜机理研究 [D]. 北京: 中国石油大学 (北京), 2018.
- YU Hao. Study of water channeling mechanism in water flooding development of low permeability reservoirs with fractured horizontal fractures [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2018.
- [9] 李莉. 低渗油藏压裂水平缝注水开发研究——以 Z 区块为例 [D]. 成都: 西南石油大学, 2018.
- LI Li. The water flooding of production well with horizontal hydraulic fracture in low permeability reservoirs: a case study on production block Z [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018.
- [10] 郭粉转, 刘滨, 荆冠军, 等. 水平缝发育低——超低渗透

- 油藏注水开发特征[J]. 特种油气藏, 2018, 25(2): 108-111.
- GUO Fenzhuan, LIU Bin, JING Guanjun, et al. Waterflooding performance of low-ultra-low permeability reservoir with horizontal fractures [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2018, 25(2): 108-111.
- [11] 姜汉桥. 特高含水期油田的优势渗流通道预警及差异化调整策略[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013(5): 114-119.
- JIANG Hanqiao. Early-warning and differentiated adjustment methods for channeling in oil reservoirs at ultra-high water cut stage [J]. Journal of China University of Petroleum, 2013(5): 114-119.
- [12] 束青林, 郭迎春, 孙志刚, 等. 特低渗透油藏渗流机理研究及应用[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(5): 58-64.
- SHU Qinglin, GUO Yingchun, SUN Zhigang, et al. Research and application of percolation Mechanism in extra-low permeability oil reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(5): 58-64.
- [13] 颜圣松, 陈泽宇, 李娟娟. 裂缝性特低渗透层油水渗流特征研究[J]. 非常规油气, 2021, 8(3): 58-65.
- YAN Shengsong, CHEN Zeyu, LI Juanjuan. Study on oil-water seepage characteristics of fractured ultra-low permeability reservoir [J]. Unconventional Oil & Gas, 2021, 8(3): 58-65.
- [14] 石立华, 程时清, 常毓文, 等. 致密油藏微观渗吸试验及数值模拟[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2022, 46(1): 111-118.
- SHI Lihua, CHENG Shiqing, CHANG Yuwen, et al. Microscopic experiment and numerical simulation of spontaneous imbibition in tight oil reservoirs [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2022, 46(1): 111-118.
- [15] 石立华, 魏登峰, 常毓文, 等. 基于微流控模型的致密油藏微观渗吸机制试验[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2024, 48(1): 99-108.
- SHI Lihua, WEI Dengfeng, CHANG Yuwen, et al. Experiment on micro imbibition mechanisms of tight reservoirs based on a microfluidic model [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2024, 48(1): 99-108.
- [16] 石立华, 程时清, 常毓文, 等. 致密油藏非等径毛细管微观渗吸影响因素[J]. 大庆石油地质与开发, 2023, 42(2): 68-76.
- SHI Lihua, CHENG Shiqing, CHANG Yuwen, et al. Influencing factors of non-equal-radius capillary microscopic imbibition in tight reservoir [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42(2): 68-76.
- [17] 石立华. 特低渗油藏水驱波及半径计算方法研究[J]. 非常规油气, 2024, 11(2): 66-73.
- SHI Lihua. Experimental study on calculating method of water flooding radius in ultra-low permeability [J]. Unconventional Oil & Gas, 2024, 11(2): 66-73.
- [18] 杨正明, 刘学伟, 李海波, 等. 致密储集层渗吸影响因素分析与渗吸作用效果评价[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(4): 739-745.
- YANG Zhengming, LIU Xuewei, LI Haibo, et al. Analysis on the influencing factors of imbibition and the effect evaluation of imbibition in tight reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(4): 739-745.
- [19] 刘红英, 李冀秋. 低渗——致密储层微纳米孔喉分布及其对渗流的影响[J]. 非常规油气, 2023, 10(5): 98-102.
- LIU Hongying, LI Jiqu. Distribution of micro-nano pore throat and its influence on seepage in low permeability and tight oil reservoir [J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(5): 98-102.
- [20] 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长9油藏为例[J]. 非常规油气, 2021, 8(3): 73-79.
- ZHAO Siyuan, JIA Zili, WU Changhui, et al. Experimental study on waterflood induced fractures simulation in low permeability reservoir: A case study from chang 9 reservoir in wuqi wuchangpu, Ordos Basin [J]. Unconventional Oil & Gas, 2021, 8(3): 73-79.
- [21] 邸士莹, 程时清, 白文鹏, 等. 致密油藏动态裂缝扩展机理及应用[J]. 力学学报, 2021, 53(8): 2141-2152.
- DI Shiyang, CHENG Shiqing, BAI Wenpeng, et al. Dynamic fracture propagation mechanism and application in tight oil reservoir [J]. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2021, 53(8): 2141-2152.
- [22] 李留杰, 党海龙, 贾自力, 等. 鄂尔多斯盆地特低渗油藏合理注水强度研究——以樊学油区长8油藏为例[J]. 非常规油气, 2019, 6(5): 57-62.
- LI Liujie, DANG Hailong, JIA Zili, et al. Research of suitable water injection intensity for the ultra-low permeability reservoirs in Ordos Basin [J]. Unconventional Oil & Gas, 2019, 6(5): 57-62.