

引用格式:张世明,孙红霞,刘祖鹏,等. 济阳页岩油渗流机理及开发规律研究[J]. 油气地质与采收率, 2024, 31(5): 38-47.
ZHANG Shiming, SUN Hongxia, LIU Zupeng, et al. Research on flow mechanism and development law of Jiyang shale oil[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(5): 38-47.

济阳页岩油渗流机理及开发规律研究

张世明, 孙红霞, 刘祖鹏, 刘艳, 路广, 陈李杨, 陈建勋, 朱玉瑞, 刘巍, 张典栋
(中国石化胜利油田分公司 勘探开发研究院, 山东 东营 257015)

摘要: 济阳页岩油资源潜力巨大, 但受复杂地质条件影响, 对压裂后多尺度空间渗流机理及开发规律缺乏系统认识, 规模效益开发难度大。为厘清济阳页岩油开发规律的内在机制, 针对济阳页岩油多尺度裂缝发育特征, 综合物理实验与数值模拟等多种手段, 研究压裂后复合缝网的形成机制及组合模式, 开展多尺度裂缝应力敏感、多级孔缝内流体非线性渗流、孔缝系统渗吸置换等多重介质空间渗流机理研究。依据压裂改造后多尺度缝网的分布及其渗流规律的差异性, 建立了页岩油“易流-缓流-滞流”三区渗流模式, 明确了济阳页岩油不同流动阶段的渗流特征与开发规律。研究结果表明: 层理缝发育可改善储层物性条件, 提高渗吸置换效率, 降低启动压力梯度; 弹性开发阶段随地层压力下降, 渗流通道减小, 缝网导流能力降低, 具有明显的应力敏感性。济阳页岩油开发过程中, 开发初期流态以易流区供液的裂缝线性流和裂缝椭圆流为主; 开发中期缓流区向易流区供能, 流态转变为地层椭圆流; 开发后期滞流区内的页岩油逐渐动用, 流态转变为边界控制流。受地质条件 and 生产制度影响, 不同水平井能量变化、含水率下降和产量变化规律具有较大差异。合理优化闷井时间和生产制度, 能够保证渗吸置换效果, 高效利用地层能量, 提高页岩油产能。

关键词: 页岩油; 渗流机理; 多尺度孔缝; 应力敏感; 开发规律

文章编号: 1009-9603(2024)05-0038-10

DOI: 10.13673/j.pgrec.202407027

中图分类号: TE311

文献标识码: A

Research on flow mechanism and development law of Jiyang shale oil

ZHANG Shiming, SUN Hongxia, LIU Zupeng, LIU Yan, LU Guang, CHEN Liyang,
CHEN Jianxun, ZHU Yurui, LIU Wei, ZHANG Diandong
(Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company,
SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

Abstract: Jiyang shale oil resources have enormous potential. However, there is a lack of systematic understanding of seepage mechanism and development laws in the multi-scale spaces after fracturing due to the influence of complex geological conditions, making it difficult to achieve large-scale beneficial development. In order to clarify the formation mechanism of the development law of Jiyang shale oil, the multi-scale fracture characteristics of Jiyang shale oil were analyzed. The formation mechanism and combination mode of fracture networks after fracturing were studied using physical experiments and numerical simulations. In addition, seepage mechanisms in multi-medium spaces were researched, including the stress sensitivity of multi-scale fractures, nonlinear flow in multi-scale pores and fractures, and imbibition displacement of pore-fracture systems. According to the differences in the distribution of multi-scale fracture networks and their flow laws after fracturing, a three-zone flow pattern of “easy flow-slow flow-difficult flow” for shale oil was established. Finally, the flow characteristics and production laws of Jiyang shale oil at different flow stages were clarified. The research results indicated that the developed bedding fractures could improve the physical properties of reservoirs, enhance imbibition displacement efficiency, and reduce start-up pressure gradient. During the elastic development

收稿日期: 2024-07-15。

作者简介: 张世明(1975—), 男, 湖北随州人, 正高级工程师, 博士, 从事油田开发理论、复杂介质油藏渗流机理及油藏数值模拟技术研究。E-mail: zhangshm855.slyt@sinopec.com。

基金项目: 中国石化重点科技攻关项目“页岩油效益开发优化关键技术研究”(P24026)。

stage, the flow channels reduce, and the fracture network conductivity decreases as the formation pressure declines, resulting in significant stress sensitivity. In the development process of Jiyang shale oil, the initial flow state is mainly dominated by linear flow and elliptical flow of fractures supplied by the easy flow zone. In the middle stage of development, the slow flow zone supplies energy to the easy flow zone, and the flow state changes to elliptical flow in the formation. Moreover, the shale oil in the difficult flow zone is gradually produced, and the flow state changes to boundary-controlled flow in the later stage of development. Due to the influence of geological conditions and production systems, there are significant differences in the energy change, water cut decrease, and production change law of different horizontal wells. Reasonably optimizing the shut-in time and production system can ensure imbibition displacement efficiency, efficiently utilize formation energy, and improve shale oil production capacity.

Key words: shale oil; flow mechanism; multi-scale pore and fracture; stress sensitivity; development law

济阳坳陷位于渤海湾盆地东部,为中国东部典型陆相断陷盆地^[1-5],具有烃源岩厚度变化大、断层及裂缝发育、岩相变化快、有机质热演化程度低、地层高温高压、地应力复杂等特点^[6-9]。受储层流体流动规律的影响,济阳页岩油已投产水平井呈现初期产油量高、稳定含水率低、产量两段式递减等特征。页岩油流动机理与常规油气不同,微米-纳米级孔隙中毛管压力作用促使水进入孔隙发生渗吸置换^[10-13];不同尺寸孔缝内页岩油固-液、液-液相互作用力差异大,导致流体在多重空间内的渗流具有多级非线性特征^[14-16];页岩强应力敏感性易造成储层渗流能力大幅度降低^[17-19]。渗吸置换、非线性流动、应力敏感等因素造成页岩多尺度缝网内渗流规律极为复杂,目前中外学者从室内试验、孔隙尺度及油藏数值模拟等方面开展了系列研究^[20-22],但受实验方法、技术手段和计算分析方法的限制,难以形成压裂后多尺度缝网内的渗流表征方法^[23]。因此,需针对济阳页岩油藏压裂后的复合缝网特征和多重介质内的渗流机理开展进一步研究,明晰页岩油井生产开发规律。

笔者针对济阳页岩油藏多尺度裂缝发育特征,综合物理实验与数值模拟等多种手段,研究压裂后复合缝网的形成机制及组合模式。为厘清济阳页岩油开发规律的内在机制,进一步开展多尺度裂缝应力敏感、多级孔缝内流体非线性渗流、孔缝系统渗吸置换等多重介质空间渗流机理研究,建立基于缝网特征和渗流机理的页岩油“易流-缓流-滞流”三区渗流模式,明确济阳页岩油不同流动阶段的渗流特征与开发规律。该研究成果可以为济阳页岩油先导试验井组开发方案设计提供强有力支撑,对下一步济阳页岩油规模建产具有重要指导意义。

1 页岩油藏压裂后多尺度缝网特征

1.1 天然裂缝发育特征

济阳坳陷陆相断陷盆地天然裂缝发育(图1),

宏观裂缝顺层或穿层延伸距离远,以毫米级构造缝、微米级超压缝和层理缝为主,主要贡献渗透性。泥页岩受构造应力破坏形成构造缝,缝长一般为2~50 cm,缝宽一般为1 mm,最宽可达1 cm,发育密度为3~5条/m。地层欠压实或有机质演化产生异常高压使岩石破裂形成超压缝,裂缝面一般较粗糙,缝长一般为1~10 cm,缝宽主要为0.01~2 mm,发育密度为0.2~1条/m。后期构造应力、生排烃、成岩收缩、重结晶等作用改造下形成层理缝,缝长可延伸至数厘米,缝宽一般为1~10 μm 。

微裂缝以微米-纳米级晶间缝、粒缘缝、有机质边缘缝为主,主要贡献储集性。晶间缝则多生长于重结晶方解石晶体间,缝长一般为10~200 μm ,缝宽主要为10~1 000 nm。粒缘缝多分布于粒径较大的长英质颗粒边缘,缝长一般为10~100 μm ,缝宽主要为0.1~2 μm ,其形成与长英质颗粒周缘的黏土矿物、有机质脱水收缩或差异压实有关。有机质边缘缝主要发育在有机质边缘,缝长和缝宽一般均小于1 μm ,其形成与有机质生排烃过程有关。

层理缝、粒缘缝构成水平渗流通道,晶间缝、超压缝、构造缝构成垂向渗流通道,多向连通多类型多尺度裂缝及孔隙,构成原始渗流通道。离心法核磁共振实验结果显示,层理缝发育,页岩可动用孔隙占比可达50%;而层理缝欠发育,页岩可动用孔隙占比仅为20%~30%;天然裂缝沟通页岩基质孤立孔隙,显著提高了页岩可动用孔隙数量。

1.2 人工缝网扩展规律

页岩的脆性、天然裂缝及地应力等因素影响页岩改造复杂程度。济阳坳陷页岩储层有利岩相以纹层状泥质灰页岩为主,发育高频灰泥层耦结构,层理发育密度大,岩石力学各向异性差异较大。巴西劈裂实验结果表明,层理胶结强度较低时,层理弱面易产生滑移和错断,造成页岩岩心呈现出多个破裂面。页岩储层水力裂缝扩展有限元数值模拟结果表明,裂缝开启层理面沿水平方向扩展,形成

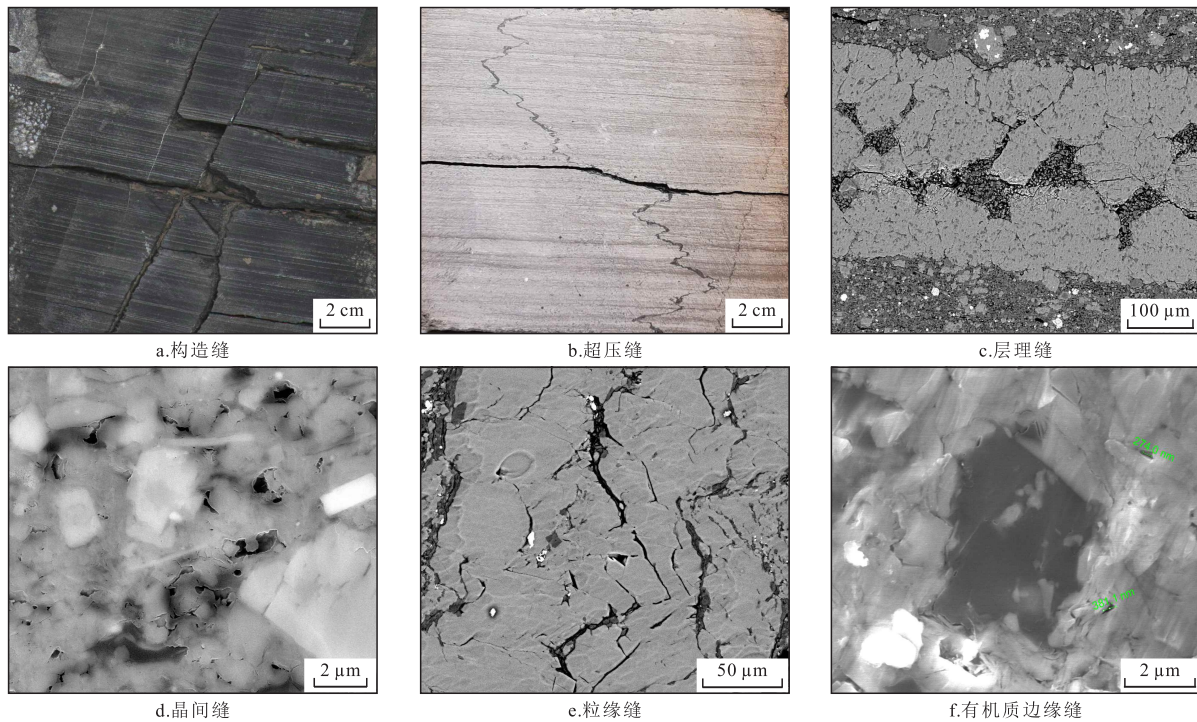


图1 济阳页岩油天然裂缝发育特征

Fig.1 Development characteristics of natural fractures in Jiyang shale oil

带宽较大的复杂缝网形态;同时,层理易“捕获”裂缝,限制水力裂缝纵向扩展,使页岩穿层难度大,改造缝高较小。当水平应力差较小时,水力裂缝在层理处易转向延伸形成复杂缝网;相反,随水平应力差增大,裂缝越易于穿过天然层理,沿着最大水平主应力方向扩展,形成双翼对称裂缝,改造体积小。

岩心三轴力学实验结果表明,在层理缝和拉应力双重因素控制下,济阳页岩压裂过程中的裂缝扩展以剪切破裂为主,水力裂缝呈现出纵向阶梯穿层、顺层平直扩展的破岩特征,形成人工“申”字型复合缝网。根据岩相类型、脆性指数和天然裂缝发育情况,裂缝扩展主要存在3种类型:①纹层发育密度低、天然裂缝发育的页岩,压裂缝易连通天然裂缝,扩展形成斜交型裂缝。②纹层发育、天然裂缝欠发育的页岩,层理结构对裂缝扩展影响显著,易形成多条沿层理起裂的压裂缝。③脆性指数高、纹层发育密度高、天然裂缝不发育的页岩,裂缝沿层理和垂直层理均有起裂,形成多分支裂缝。

1.3 多尺度缝网组合模式

大规模压裂改造后,济阳页岩储层形成空间“切碎”缝网体。在压裂形成人工“申”字型复合缝网的基础上,注入储层的高能压裂液促进层理缝、超压缝和构造缝等天然裂缝开启。CT扫描图像(图2)显示,原始孔隙压力条件下的裂缝和孔隙相互独立不连通;随着孔隙压力增加,在3~11 MPa时形成

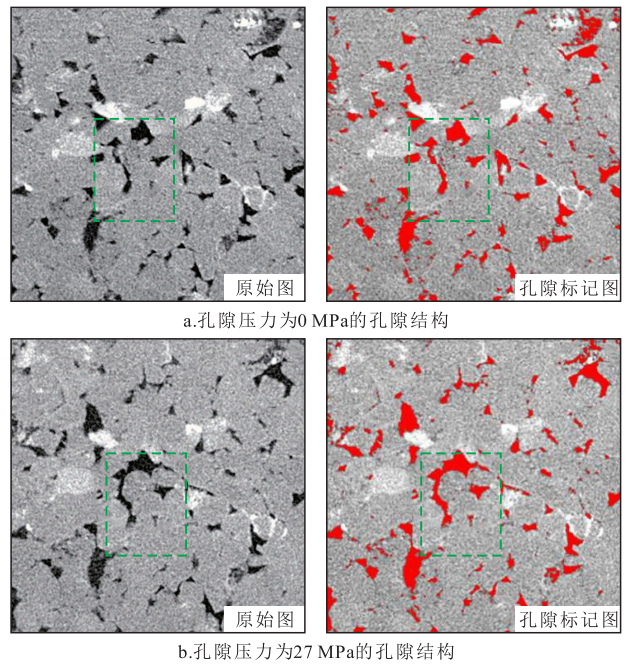


图2 围压为30 MPa压裂前后CT扫描图像孔隙连通变化情况

Fig.2 Pore connectivity changes of CT images before and after fracturing under confining pressure at 30 MPa

较长裂缝连通大孔隙,11~19 MPa时裂缝稳定扩展,19~27 MPa时形成较短裂缝连通小孔隙,岩心内裂缝和连通孔隙的数量显著增加。在围压为30 MPa时,孔隙压力由0 MPa提高至27 MPa,图像可识别层理缝条数增加7.5倍,孔隙数量明显增多,面孔隙度由5.81%提高至7.65%,且提高孔隙压力能

够促进层理缝的开启,扩大连通孔隙数量。

人工压裂缝网、开启的天然裂缝及原始孔缝系统共同组成了尺度横跨厘米-纳米的6个数量级的多尺度缝网组合模式(图3)。根据不同缝网组合模式及其分布特征,可将压裂改造后的储层划分为压裂改造区、受效区和基质区。其中,压裂改造区内支撑剂有效铺置,形成高导流支撑缝网,包含压裂主缝、分支缝以及沟通的天然裂缝;受效区以压裂液诱导激活的层理缝为主,进一步沟通原始孤立孔隙;受效区外围为由原始低渗透孔缝系统组成的基质区。

2 页岩油藏多重空间耦合渗流模式

济阳页岩油水平井体积压裂投产后,基质纳米孔隙-天然裂缝-压裂分支缝-主裂缝多重空间之间流体交换,形成多个渗流系统耦合的流动体系,不同渗流系统内渗流机理、油水流动路径复杂,厘清压裂后复杂缝网内的渗流特征对指导矿场实践具有重要意义。

2.1 多尺度裂缝应力敏感特征

济阳页岩油水平井体积压裂后,在储层中形成具有一定导流能力的多尺度复杂裂缝网络,压裂改造区主要为裂缝网络向主裂缝供液;受效区内主要为基质向裂缝网络窜流,在压差作用下,流体流入压裂改造区,最终汇入人工裂缝流入井筒,形成页岩

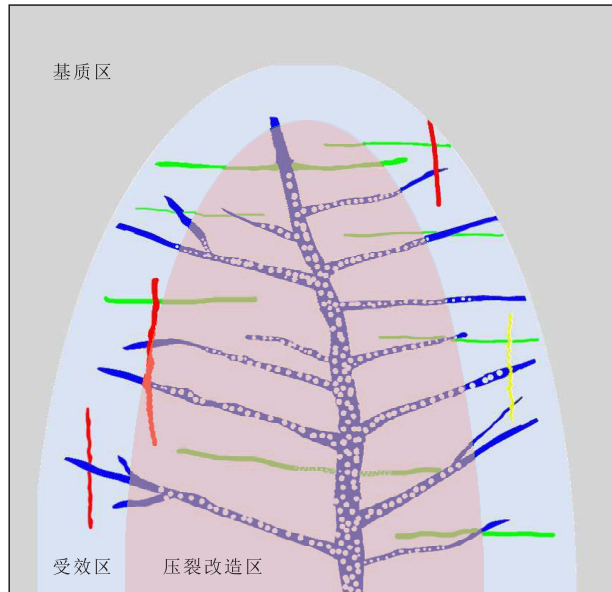


图3 多尺度缝网组合模式

Fig.3 Multi-scale fracture network combination mode

岩油储层多级压裂水平井完整的开发流动体系。

综合运用物理模拟实验以及覆压下的在线CT扫描技术研究裂缝在自然状态、压裂过程以及开发过程中的开启与闭合规律。净上覆压力与层理缝动态变化关系(图4)表明,压裂升压阶段造成净上覆压力减小,层理缝大量开启,孔隙度从0.23%逐渐增大至1.04%,裂缝条数从12条逐渐增加至119条;弹性开发阶段造成净上覆压力增加,开启层理缝会大量闭合,层理缝孔隙度从1.04%逐渐减小至0.16%,裂缝条数从119条逐渐减小至4条,逐步恢复到初始状态。裂缝导流能力与净上覆压力变化规律表明,当铺砂浓度为0.5 kg/m²,在压裂升压阶

压力变化阶段	净上覆压力/MPa	层理缝孔隙度/%	层理缝数量/条	层理缝CT三维空间展布
压裂升压阶段	27	0.23	12	
	19	0.31	14	
	11	0.71	23	
原始压力条件	3	1.04	119	
弹性开发阶段	11	0.54	25	
	19	0.28	14	
	27	0.16	4	

图4 净上覆压力与层理缝动态变化关系
Fig.4 Dynamic relationship between net overburden pressure and bedding fracture

段,有效应力由 30 MPa 降至 10 MPa 时,岩样归一化渗透率缓慢增大至 0.62;在弹性开发阶段,有效应力由 10 MPa 增大至 30 MPa 时,岩样归一化渗透率降至 0.42。

页岩应力敏感性测试实验结果(图 5)表明,在压裂升压阶段,当有效应力从 17 MPa 降至 12 MPa 时,岩样归一化渗透率由 0.17 增至 1;弹性开发阶段,渗透率具有两段式特征,当有效应力从 12 MPa 增至 17 MPa 时,渗透率减少 82.6%,当有效应力增至近 30 MPa 时,岩心归一化渗透率仅为 0.017。针对压裂改造区和受效区呈现出的应力敏感特征,在压裂阶段增加铺砂浓度,排采过程中控制井间合理生产压差,可最大程度保持缝网开启及较高的导流能力,有助于减缓产量递减速度。

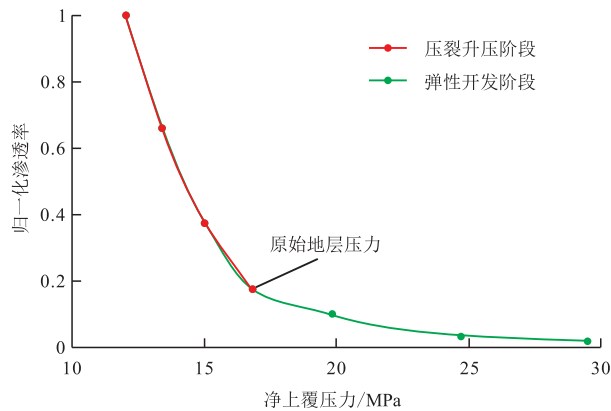


图 5 渗透率与净上覆压力关系

Fig.5 Relationship between permeability and net overburden pressure

2.2 多级孔缝非线性渗流特征

济阳页岩油渗流具有明显的非线性特征,流体渗流不再遵循达西定律,出现低速非达西渗流,具有启动压力梯度。由于页岩纳米级孔隙比例高,孔隙直径差异大,页岩油储层孔隙结构非均质性强,在低驱替压力梯度下只有较大的孔隙或者层理缝参与渗流,随着驱替压力梯度的增加,参与渗流的小尺度孔隙逐渐增加。亚微米-纳米孔隙带来的高比表面积效应使得页岩油易被吸附于孔隙表面形成边界层,边界层的高渗流阻力是产生启动压力梯度的主要原因。多组分烷烃在方解石纳米孔隙中的分子动力学模拟结果表明,页岩纳米孔隙壁面的边界层厚度随着驱替压差增加而减小,参与流动的孔隙半径增加。微观渗流物理模拟实验结果表明,50 nm 以下小孔隙的启动压力梯度为 13.5 MPa/m, 1 μm 左右裂缝的启动压力梯度为 0.057 MPa/m, 10 μm 以上裂缝的启动压力梯度为 0.000 62 MPa/m, 相差 5 个数量级。

页岩储层天然裂缝发育程度直接影响储层的渗流能力,岩心覆压测试结果表明,岩心渗透率一般为 0.009 ~ 1.02 mD。济阳坳陷不同渗透率级别岩心分别在 3 种模拟油黏度下的启动压力梯度统计结果表明,启动压力梯度既是渗透率的函数,也受流体黏度影响^[24]。当原油黏度为 1.306 mPa·s,渗透率由 0.089 2 mD 增至 3.26 mD 时,启动压力梯度由 6.46 MPa/m 降至 0.163 MPa/m。非线性渗流决定了页岩油的极限泄油范围,层理缝等天然裂缝发育,则页岩横向渗流能力强,极限泄油范围更大。

2.3 基质-裂缝间渗吸置换规律

压裂改造区和受效区分布的多尺度裂缝网络,使压裂液与基质之间获得较大的接触面,压裂液作为润湿相在毛管压力作用下进入较小的基质孔隙,深入基质深处,发生渗吸置换作用,置换出地层流体与压裂液一起返排。润湿性是渗吸置换的基础,亲水岩石毛管压力为渗吸动力,能够有效促进渗吸置换作用。通过核磁共振与自吸驱替法测试济阳坳陷不同层位页岩岩样的润湿性,在 19 块岩样中 12 块呈亲水性、4 块呈中性(图 6a)。且页岩润湿性与有机质热演化程度有关,成熟度越低,岩石亲水性越强。济阳页岩低成熟度环境使得页岩整体呈现偏亲水性特征,为页岩自发渗吸置换提供了有利条件。

水力压裂产生的高压环境,一方面增加了层理缝开启的数量,加大了基质和裂缝渗吸置换的接触面积;另一方面大压差下的强制渗吸增加了置换速度和波及范围,进一步提高渗吸置换效率。不同岩相常压渗吸与带压渗吸对比实验结果显示,高压环境下的岩心渗吸采出程度较常压环境下的渗吸采出程度提高 3% ~ 6%(图 6b),表明压裂液配合渗吸剂及人造高压环境更易于进入基质中,提高原油置换效率。在生产过程中,渗吸作用使裂缝区附近的基质内饱和度重新分布,压裂液置换出基质中的原油,起到“增油”的积极作用。

2.4 “易流-缓流-滞流”三区渗流模式

依据压裂改造区、受效区和基质区的多尺度缝网分布及其渗流规律的差异性,可将济阳页岩体积压裂后形成的泄油体划分为易流区、缓流区和滞流区 3 个区域(图 7)。其中易流区受控于高导流支撑缝,主要为、次裂缝相互交错的复杂裂缝网络,储层泄油体和缝网内部向井筒的压力传播和供油速度较快,是产量与能量的主力贡献区,产量贡献率大于 70%;缓流区内裂缝应力敏感性强,连通程度

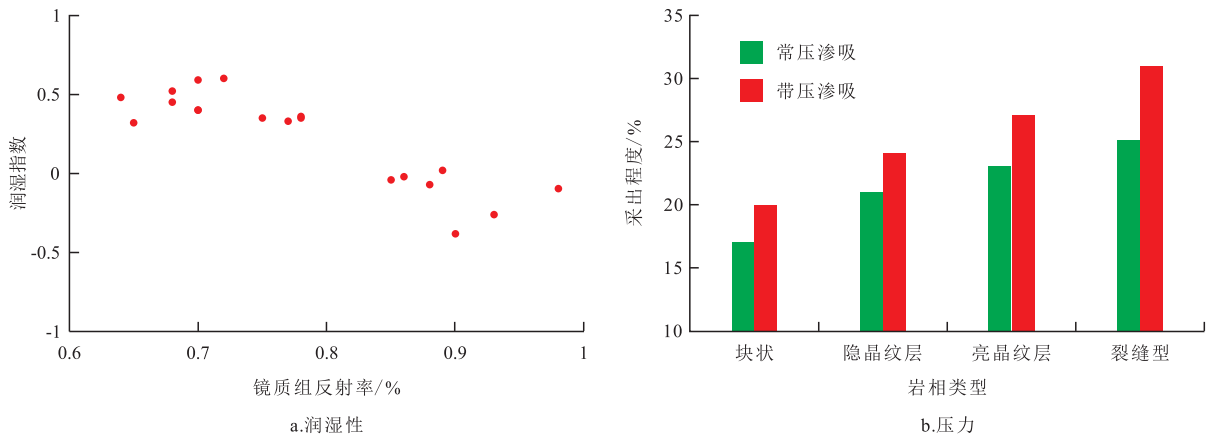


图6 渗吸置换作用影响因素
Fig.6 Influencing factors of imbibition displacement

逐渐降低,以微裂缝网络为主,为基质向裂缝网络窜流,产量贡献率约为25%,其外边界为极限泄油范围;滞流区为压裂未波及的渗流区域,产量贡献率小于5%,无法获得有效动用。由于易流区、缓流区和滞流区的渗流能力差异较大,使得生产过程中页岩油在多尺度渗流空间的启动顺序和流动路径不同。早期生产阶段,压力波在易流区内传播,处于裂缝及其周围的渗流阶段,以压裂缝与天然裂缝供液为主;随着生产时间的延长,压力波及范围增大,压力波在缓流区内传播,天然裂缝和基质逐渐供液,渗流半径逐渐扩大。

3 页岩油藏压裂水平井渗流规律

页岩油在“易流-缓流-滞流”三区渗流时,流动规律复杂,呈现出不同的流动阶段。基于页岩油藏多级压裂水平井渗流模型开展流动阶段划分,明确生产过程中各阶段的生产特征对页岩油高效生产开发具有重要意义。

3.1 压裂水平井不同流动阶段划分

引入物质平衡时间和产量规整化压力2个概念,将页岩油藏多级压裂水平井数学模型所求的解转化为定流量下的拟压力数据,将生产数据线性化,产量规整化压力与物质平衡时间的计算式分别为:

$$RNP = \frac{p_i - p_{wf}}{q_t} \quad (1)$$

$$t_{MB} = \frac{Q_t}{q_t} \quad (2)$$

式中: RNP 为产量规整化压力, $MPa/(m^3/d)$; p_i 为初始压力, MPa ; p_{wf} 为当前井底流压, MPa ; q_t 为日产量, m^3/d ; t_{MB} 为物质平衡时间, d ; Q_t 为累积产液

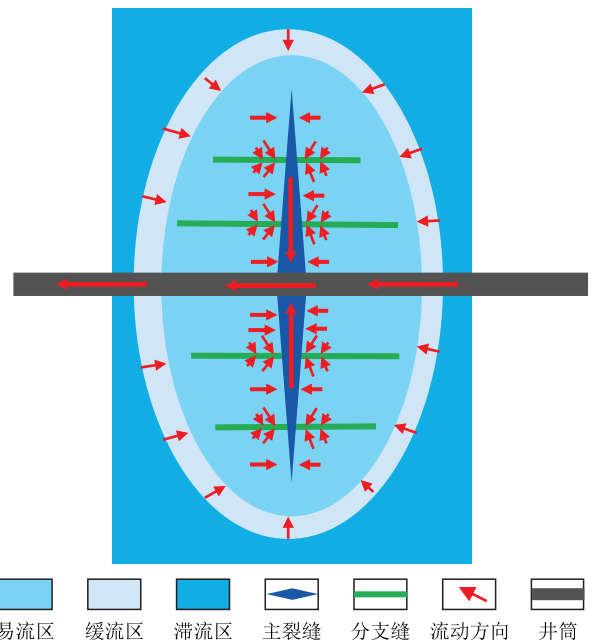


图7 济阳页岩油“易流-缓流-滞流”三区渗流模式(俯视图)
Fig.7 Three-zone flow pattern of “easy flow-slow flow-difficult flow” for Jiyang shale oil

量, m^3 。

根据建立的页岩油藏多级压裂水平井数学模型,对产量规整化压力及其导数与物质平衡时间的双对数特征曲线的斜率进行分析,将页岩油藏多级压裂水平井流动过程划分为裂缝线性流、裂缝椭圆流、地层椭圆流和边界控制流4个阶段(图8)。裂缝线性流阶段为裂缝内的线性流动阶段,页岩油由水力裂缝区域流向井筒,其产量规整化压力导数曲线斜率为1/2;裂缝椭圆流阶段为缝间区域的流动阶段,页岩油由水力裂缝间的基质区流向主裂缝区,其产量规整化压力导数曲线斜率为1;地层椭圆流阶段,页岩油由缝间区域流向水力裂缝外部区过渡,此时边界处基质尚未参与流动,产量规整化压力导数曲线斜率为0~1/2;边界控制流阶段,此时整

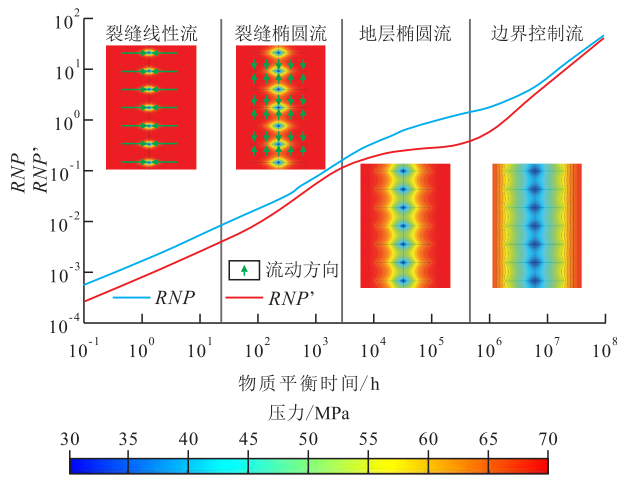


图8 济阳坳陷典型水平井流动阶段划分
Fig. 8 Division of flow stages of typical horizontal well in Jiyang Depression

个流动受外边界控制,其产量规整化压力导数曲线斜率为1。

3.2 压裂水平井不同流动阶段生产特征

易流区、缓流区和滞流区具有不同尺度的孔缝介质分布,渗流能力差异大,在不同流动阶段发挥的作用及贡献不同。济阳页岩油开发过程中,整体呈现出开发初期易流区“供液”,开发中期缓流区“释能”,开发后期滞流区“极限”动用的规律。不同流动阶段的典型特征如表1所示。

开发初期流态以裂缝线性流为主,主裂缝中的压裂液和页岩油优先返排,压裂缝中流体流入井筒,储层流体流入压裂缝,但裂缝与裂缝间尚未发生干扰。由于主裂缝中渗流能力强,压裂液含量高,此时日产液量一般为200 t/d以上,含水率为90%~100%,产出液主要来自于易流区。随着压力沿着裂缝传播至裂缝末端,流动产生明显的裂缝间干扰,流态转变为裂缝椭圆流,含水率下降40%~60%,由高含水率进入中低含水率,日产量逐渐增高,达到峰值后开始递减,递减率为40%~70%,产出液仍主要来自于易流区。开发中期随着易流区内主裂缝和缝间基质区压力的降低,流体流动出现缝间干扰后,流动范围进一步向外扩展,缓流区内的高压力区域开始向易流区供能,其内部的页岩油

逐渐开始动用,流态转变为地层椭圆流,油压下降速度逐渐趋于0.05 MPa/d,产量递减率降至20%~40%。开发后期,随着缓流区内的压力逐渐降低,当滞流区与缓流区之间的生产压差大于启动压力梯度后,滞流区内的页岩油逐渐动用,流态转变为边界控制流,含水率、日产量逐渐趋于稳定。

4 济阳页岩油开发规律

济阳坳陷博兴、牛庄和民丰等5个洼陷均实现了页岩油的产能突破,页岩油产量实现跨越式增长。截至2024年6月,投产水平井85口,产油量由2021年的100 t/d上升至1 900 t/d以上,累积产油量突破70×10⁴t。其中,28口井的峰值日产油量超100 t/d,16口井的累积产油量超2×10⁴t,6口井的累积产油量超3×10⁴t。水平井投产后整体呈现“一早、一快、两高”的开发特征,即见油时间早,开井2~10 d见油,见油返排率为0.3%~2.8%;含水率下降快,生产1个月,返排液量约为1×10⁴m³,含水率降至稳定;开井压力高、峰值日产油量高,开井后压力为28~41.8 MPa,平均为32 MPa,峰值日产油量达36~260 t/d。

对比分析博兴、牛庄和民丰3个洼陷生产时间较长的水平井生产动态数据,依据页岩油开发过程中能量、含水率和产量的变化规律,将页岩油水平井划分为I类、II类和III类。其中I类井压力保持水平较好,千方液降小于0.5 MPa,稳定含水率为15%~25%,峰值日产油量大于120 t/d;II类井压力保持水平中等,千方液降为0.5~1.0 MPa,稳定含水率为25%~40%,峰值日产油量为60~120 t/d;III类井压力保持水平较差,千方液降大于1.0 MPa,稳定含水率为40%~60%,峰值日产油量小于60 t/d。3类井在各洼陷均有分布,其中I类井以民丰洼陷水平井为典型代表,II类井以牛庄洼陷水平井为典型代表,III类井以博兴洼陷水平井为典型代表。

4.1 能量变化规律

济阳页岩油地层压力系数高,原始地层压力系数为1.4~2.0,压裂后提升至0.26~0.45,地层能量

表1 页岩油不同流动阶段典型特征

Table1 Typical characteristics of shale oil in different flow stages

流动阶段	供液区域	涉及渗流机理	生产特征
裂缝线性流	易流区	应力敏感、渗吸置换、非线性渗流	日产液量大,含水率高
裂缝椭圆流			含水率快速下降,日产量高、递减快
地层椭圆流	缓流区		压力、日产量递减速度减缓
边界控制流	滞流区	非线性渗流	含水率、日产量趋于稳定

充足。但受地质条件 and 生产制度影响,投产后水平井初始油压和地层压力保持水平存在较大的差异性(图9)。I类井整体压力较高,投产后初始油压平均为41.24 MPa,千方液降为0.37~0.44 MPa,压力保持水平较好。II类井投产后初始油压平均为38.4 MPa,千方液降为0.69~0.83 MPa,压力保持水平中等。III类井投产后初始油压平均为30 MPa,千方液降为1.12~1.33 MPa,压力保持水平较差,压力下降速度快。

页岩油水平井的压力保持水平受断裂系统的复杂程度影响。民丰洼陷断裂系统最不发育,博兴洼陷断裂系统发育程度最高。断裂系统越复杂、断层规模越大、断层活动时期越长,压力保持水平越差。因此,民丰洼陷压力保持水平最好,博兴洼陷压力保持水平较差。当保压性较差时,能量外泄导致易流区和缓流区范围减小,供液和释能作用减弱,导致压力下降快,不利于单井产能。

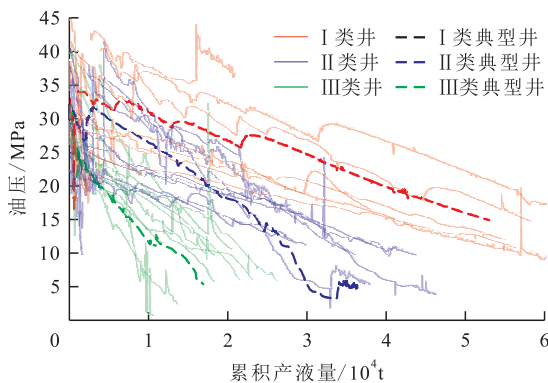


图9 济阳页岩油水平井油压与累积产液量关系曲线
Fig.9 Relationship between oil pressure and cumulative fluid production in horizontal wells of Jiyang shale oil

4.2 含水率下降规律

济阳页岩储集空间以无机孔缝为主,储层亲水性强,压裂液渗吸置换效率高,页岩油水平井含水率普遍呈“L”型快速下降特征(图10)。初期含水率下降速度为1.5%/d~2.6%/d,26~43 d趋于稳定,稳定含水率为15.5%~54.8%,返排率为2.0%~13.6%。I类井含水率下降最快,稳定含水率低,“L”型曲线特征更明显,其见油时间在5 d之内,平均见油返排率为0.48%;见油后含水率在累积产液量为4 000 m³以内即可快速下降约80%,稳定含水率在20%左右。II类井和III类井初期含水率下降速度较慢,一般在累积产液量约为10 000 m³时达到稳定;其中,II类井平均稳定含水率为32.19%,低于III类井平均稳定含水率(为48%)。

分析济阳坳陷各洼陷地质特征与渗流机理,总

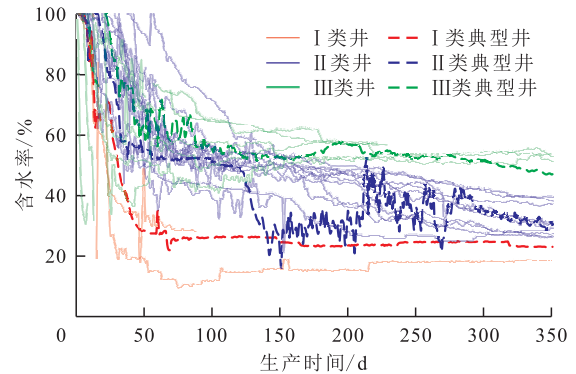


图10 济阳页岩油水平井含水率变化曲线
Fig.10 Curves of water cut of horizontal well of Jiyang shale oil

结合含水率变化的差异性主要包含以下2个方面:①3个洼陷具有不同的微观孔缝结构特性,民丰洼陷孔径大于100 nm的宏孔占比达到28%,牛庄洼陷宏孔占比约为20%,而博兴洼陷宏孔占比稍低,为15%。②不同洼陷主体岩相差异显著,纹层结构发育情况不同。民丰洼陷整体纹层结构更加发育,纹层厚度一般小于150 μm,每米发育5 000~20 000个纹层;而牛庄洼陷和博兴洼陷的纹层厚度一般小于200 μm,为100~400 μm,每米发育2 000~10 000个纹层。从宏孔分布和层理缝发育密度来看,民丰洼陷高于牛庄洼陷,也高于博兴洼陷。一方面,层理缝发育改善了孔隙连通性,扩大了孔径分布范围,有利于储层孔渗条件的改善,降低了储层内的启动压力梯度,油相的流动性更好;另一方面,层理缝发育造成压裂后形成的多尺度缝网复杂程度更高,扩大了油水接触面积,渗吸路径更短,渗吸置换速度提高。此外,压裂后地层压力升高,进一步强化渗吸置换能力,提高了原油置换效率,稳定含水率更低。

4.3 产量变化规律

由上述分析可知,受地质特征、储层物性、地层压力和含水率等因素的影响,水平井产能呈现出明显差异。I类井平均峰值日产油量为168.5 t/d,第1年平均累积产油量为2.0×10⁴ t。II类井平均峰值日产油量为84.3 t/d,第1年平均累积产油量为1.07×10⁴ t。III类井平均峰值日产油量为46.4 t/d,第1年平均累积产油量为0.77×10⁴ t。

民丰洼陷的物性条件最佳,页岩油启动压力梯度最小、流动性最好;初始油压高,压力保持水平最高,地层能量充足;层理缝发育密度最多,油水置换效率高。因此,民丰洼陷整体单井产能较高,峰值日产油量为62~262.8 t/d,平均为153.9 t/d。牛庄洼陷峰值日产油量为46.8~242.7 t/d,平均为109.3 t/d。博兴洼陷的峰值日产油量为36~171 t/d,平均为

88.5 t/d。由于济阳页岩油水平井峰值日产量高,其产量呈“两段式”指数递减规律(图 11);投产初期采用 4~8 mm 油嘴生产,日产油量的年递减率为 50%~75%,投产后后期采用 3~4 mm 油嘴精细控压生产,年递减率为 35%~40%。

综合济阳坳陷 3 个洼陷的开发规律,可以得出:渗吸置换作用是济阳页岩油藏压裂水平井见油早、初期产油量高的重要原因之一,开发过程中需综合考虑各洼陷的地质特征,优化闷井时间,保证渗吸置换效果。生产压差过大导致地层能量大幅度损失,地层压力明显降低。受多尺度裂缝应力敏感影响,压裂缝及储层渗流能力减弱明显,缓流区和易流区半径减小,产液能力降低,产量递减幅度较快。因此,采用精细控压方式能有效减缓压降速度,高效利用能量,大幅度降低储层渗流能力损失,较长时间保证较高的裂缝导流能力,保证产量稳定。

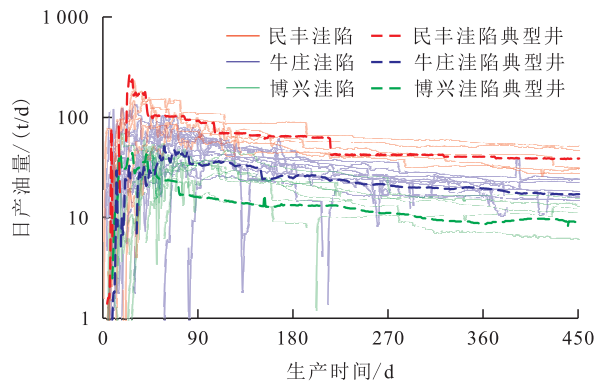


图 11 济阳页岩油水平井日产油量曲线

Fig.11 Curve of daily oil production of horizontal well of Jiyang shale oil

5 结论

(1) 济阳页岩压裂后形成孔径尺度横跨厘米-纳米 6 个数量级的复杂孔缝网络,多尺度空间内渗流机理、油水流动路径复杂。基质与裂缝之间的渗吸置换和非线性流动是地层的主要供液方式。层理缝是连接基质与压裂缝的关键,层理缝越发育,渗吸置换效率越高,启动压力梯度更小。排采阶段随地层压力下降,渗流通道减小,缝网导流能力降低,具有明显的应力敏感性。

(2) 缝网控制地层向井筒的供液,压裂改造后地层划分为高导流支撑缝控制的易流区、未支撑压裂缝和开启天然裂缝控制的缓流区、缝网以外的滞流区,其中易流区产量贡献率最大。

(3) 济阳页岩油开发过程中,整体呈现出开发

初期易流区“供液”、开发中期缓流区“释能”、开发后期滞流区“极限”动用的规律。开发初期流态以易流区供液的裂缝线性流和裂缝椭圆流为主;开发中期,缓流区向易流区供能,流态转变为地层椭圆流;开发后期,当滞流区与缓流区之间的生产压差大于启动压力梯度后,滞流区内的页岩油逐渐动用,流态转变为边界控制流。

(4) 济阳页岩油水平井投产后整体呈现“一早、一快、两高”的开发特征。受地质条件影响,不同洼陷水平井能量变化、含水率下降和产量变化规律具有较大差异。合理优化闷井时间和生产制度,能够保证渗吸置换效果,高效利用地层能量,提高页岩油产能。

参考文献

- [1] 杨勇. 济阳陆相断陷盆地页岩油富集高产规律[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(1): 1-20.
YANG Yong. Enrichment and high production regularities of shale oil reservoirs in continental rift basin: a case study of Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(1): 1-20.
- [2] 杨勇. 济阳页岩油开发“三元”储渗理论技术与实践[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(2): 337-347.
YANG Yong. Shale oil development techniques and application based on ternary-element storage and flow concept in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, East China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(2): 337-347.
- [3] 杨勇, 张世明, 吕琦, 等. 中国东部陆相断陷盆地中一低成熟度页岩油立体开发技术——以济阳坳陷古近系沙河街组为例[J]. 石油学报, 2024, 45(4): 672-682, 697.
YANG Yong, ZHANG Shiming, LÜ Qi, et al. Stereoscopic development techniques for shale oil with low-medium maturity in continental faulted basins in eastern China: a case study of the Paleogene Shahejie Formation in Jiyang depression [J]. Acta Petroli Sinica, 2024, 45(4): 672-682, 697.
- [4] 宋明水. 济阳坳陷页岩油勘探实践与现状[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(1): 1-12.
SONG Mingshui. Practice and current status of shale oil exploration in Jiyang Depression [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(1): 1-12.
- [5] 刘惠民. 济阳坳陷页岩油勘探实践与前景展望[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(1): 73-87.
LIU Huimin. Exploration practice and prospect of shale oil in Jiyang Depression [J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(1): 73-87.
- [6] 张抗. 页岩气革命带来油气地质学和勘探学的重大创新[J]. 石油科技论坛, 2012, 31(6): 37-41, 71.
ZHANG Kang. Shale gas revolution leads to major creation for oil and gas geology and exploration [J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2012, 31(6): 37-41, 71.

- [7] 刘月亮. 页岩油气赋存特征及相态理论应用基础研究进展[J]. 非常规油气, 2021, 8(2): 8-12.
LIU Yueliang. Fundamental research on the storage characteristics and phase behavior of shale oil and gas [J]. Unconventional Oil & Gas, 2021, 8(2): 8-12.
- [8] 赵文智, 朱如凯, 刘伟, 等. 中国陆相页岩油勘探理论与技术进展[J]. 石油科学通报, 2023, 8(4): 373-390.
ZHAO Wenzhi, ZHU Rukai, LIU Wei, et al. Advances in theory and technology of non-marine shale oil exploration in China [J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 8(4): 373-390.
- [9] 包书景, 葛明娜, 徐兴友, 等. 我国陆相页岩油勘探开发进展与发展建议[J]. 中国地质, 2023, 50(5): 1 343-1 354.
BAO Shujing, GE Mingna, XU Xingyou, et al. Progress and development proposals in the exploration and development of continental shale oil in China [J]. Geology in China, 2023, 50(5): 1 343-1 354.
- [10] 李耀华, 宋岩, 徐兴友, 等. 鄂尔多斯盆地延长组7段凝灰质页岩油层的润湿性及自发渗吸特征[J]. 石油学报, 2020, 41(10): 1 229-1 237.
LI Yaohua, SONG Yan, XU Xingyou, et al. Wettability and spontaneous imbibition characteristics of the tuffaceous shale reservoirs in the Member 7 of Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(10): 1 229-1 237.
- [11] GAO Zhiye, HU Qinrong. Investigating the effect of median pore-throat diameter on spontaneous imbibition [J]. Journal of Porous Media, 2015, 18(12): 1 231-1 238.
- [12] ZHANG Peimao, AUSTAD T. Wettability and oil recovery from carbonates: effects of temperature and potential determining ions [J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2006, 279(1/3): 179-187.
- [13] MASON G, FISCHER H, MORROW R, et al. Effect of sample shape on counter-current spontaneous imbibition production vs time curves [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2009, 66(3/4): 83-97.
- [14] 高英, 朱维耀, 岳明, 等. 体积压裂页岩油储层渗流规律及产能模型[J]. 东北石油大学学报, 2015, 39(1): 80-86.
GAO Ying, ZHU Weiyao, YUE Ming, et al. Seepage law and productivity model of stimulated reservoir volume in shale oil reservoirs [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2015, 39(1): 80-86.
- [15] 郭肖, 任影, 吴红琴. 考虑应力敏感和吸附的页岩表观渗透率模型[J]. 岩性油气藏, 2015, 27(4): 109-112, 118.
GUO Xiao, REN Ying, WU Hongqin. Apparent permeability model of shale gas considering stress sensitivity and adsorption [J]. Lithologic Reservoirs, 2015, 27(4): 109-112, 118.
- [16] CHHARTE Shreerang S, SINHA Somnath, BRAUN Esch, et al. Effect of stress, creep, and fluid type on steady state permeability measurements in tight liquid unconventional reservoirs [C]. Denver: Unconventional Resources Technology Conference, 2014.
- [17] 赵国翔, 姚约东, 王链, 等. 页岩油藏微尺度流动特征及应力敏感性分析[J]. 断块油气田, 2021, 28(2): 247-252.
ZHAO Guoxiang, YAO Yuedong, WANG Lian, et al. Microscale transport behaviors of shale oil and stress sensitivity analysis [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2021, 28(2): 247-252.
- [18] 李睿姗, 李海波, 杨正明, 等. 页岩油藏应力敏感实验研究[J]. 中国科技论文, 2019, 14(9): 969-974.
LI Ruishan, LI Haibo, YANG Zhengming, et al. Experimental study on stress sensitivity of shale oil reservoir [J]. China Science Paper, 2019, 14(9): 969-974.
- [19] 雷浩, 何建华, 胡振国. 考虑应力敏感和边界层效应的页岩油藏渗流模型研究[J]. 科学技术与工程, 2019, 19(11): 90-95.
LEI Hao, HE Jianhua, HU Zhenguo. A mathematical model of shale oil reservoir considering the effect of stress sensitivity and boundary layer [J]. Science Technology and Engineering, 2019, 19(11): 90-95.
- [20] 黄延章, 杨正明, 何英, 等. 低渗透多孔介质中的非线性渗流理论[J]. 力学与实践, 2013, 35(5): 1-8.
HUANG Yanzhang, YANG Zhengming, HE Ying, et al. Non-linear porous flow in low permeability porous media [J]. Mechanics in Engineering, 2013, 35(5): 1-8.
- [21] 钟俊杰, 王曾定, 孙志刚, 等. 基于纳米流控技术的页岩储层微观流体特征研究进展[J]. 石油学报, 2023, 44(1): 207-222.
ZHONG Junjie, WANG Zengding, SUN Zhigang, et al. Research advances in microscale fluid characteristics of shale reservoirs based on nanofluidic technology [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(1): 207-222.
- [22] ZHAO Jianlin, QIN Feifei, FISCHER Robert, et al. Spontaneous imbibition in a square tube with corner films: theoretical model and numerical simulation [J]. Water Resources Research, 2021, 57(2): e2020WR029190.
- [23] 苏玉亮, 王瀚, 詹世远, 等. 页岩油微尺度流动表征及模拟研究进展[J]. 深圳大学学报: 理工版, 2021, 38(6): 579-589.
SU Yuliang, WANG Han, ZHAN Shiyuan, et al. Research progress on characterization and simulation of shale oil flow in microscale [J]. Journal of Shenzhen University: Science and Engineering, 2021, 38(6): 579-589.
- [24] 刘丽, 闵令元, 孙志刚, 等. 济阳坳陷页岩油储层孔隙结构与渗流特征[J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(1): 106-114.
LIU Li, MIN Lingyuan, SUN Zhigang, et al. Pore structure and percolation characteristics in shale oil reservoir of Jiyang Depression [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(1): 106-114.