

页岩油流动的储层条件和机理

董明哲¹,李亚军¹,桑茜¹,李晟²,李萌¹,苏玉亮¹

[1. 中国石油大学(华东)石油工程学院,山东 青岛 266580; 2. 卡尔加里大学 化学与石油工程学院,卡尔加里,加拿大 T2N 1N4]

摘要:页岩油藏经过分段压裂水平井的储层改造,其高效开发和持续稳产与基质中页岩油的动用情况密切相关。虽然赋存原油的泥页岩储集孔隙尺寸小、渗透率极低,但如果砂岩-页岩互层的纹层结构发育,页岩油仍有望达到商业化开采所需的可动用储层条件。目前烃类流体在纹层状页岩储层中流动机理尚不明确,普遍应用于常规油藏级数值模拟的双重介质模型和等效介质模型无法反映烃类流体在纹层状页岩储层中流动的微观复杂特征,所得的宏观渗流模拟结果是不可靠的。根据陆相页岩储层的特征,建立了宏观页岩油藏的储层概念模型,分析了纹层状页岩储层的流体流动机理;考虑纹层物性、流体粘度和裂缝间距等影响因素,模拟了弹性开采过程中页岩储层条件和裂缝分布对页岩油可动性的作用规律,验证了页岩油藏弹性开采过程中窜流机制的存在和砂岩纹层渗透率的重要性,证明了天然裂缝和压裂缝加强纹层间流体传递的重要作用。

关键词:流动机理;可动性;纹层储层;储层条件;裂缝;储层模型;页岩油;油藏模拟

中图分类号:TE328

文献标识码:A

Reservoir conditions and mechanism of shale oil flow

Dong Mingzhe¹, Li Yajun¹, Sang Qian¹, Li Sheng², Li Meng¹, Su Yuliang¹

[1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China;

2. Department of Chemical and Petroleum Engineering, University of Calgary, AB Calgary T2N 1N4, Canada]

Abstract: With the development of horizontal wells through multi-stage hydraulic fracturing techniques, the shale oil production rate and its decline rate are closely related to the flow ability of shale oil in the matrixes. Although the shale reservoir rich in crude oil is characterized by fine pores and extremely low permeability, it is possible to accomplish commercial production of shale oil if the laminated texture (featuring sandstone alternating with shale) is well developed. The mechanism of shale oil flow in laminated formations is not clear yet. The commonly applied dual-media or equivalent permeability methods in field-scale reservoir simulations cannot be used to describe the microscopic phenomena of shale oil flow in laminated reservoirs, and consequently the simulated shale oil production is not reliable. Therefore, we established a macroscopic conceptual model for shale oil reservoirs based on the features of continental shale reservoirs, and analyzed the flow mechanisms of shale oil in laminated reservoirs. Besides, the effects of laminated texture properties and fracture distribution on shale oil flow in shale reservoirs during primary production were investigated through simulation. The simulated results verify the presence of transverse flow and the significant control of laminated sandstone intervals' permeability on the overall reservoir permeability, and demonstrate the important role of both natural and artificial fractures in enhancing fluid communication within the laminated reservoirs.

Key words: flow mechanism, movability, laminated reservoir, reservoir condition, fracture, reservoir model, shale oil, reservoir simulation

页岩油储层非常致密,富含有机质,矿物组成复杂,孔隙类型和流体赋存状态多样^[1-3]。页岩油藏与常规油藏的一个最大区别是页岩储层的无机矿物中含有干酪根,干酪根可以吸附和溶解大量的烃类流体,使

得页岩储层含有两种截然不同的多孔介质^[4-5]。陆相页岩油储层的地质研究注重寻找有利烃源岩发育带和圈闭构造,综合地震、钻井、测井、地球化学等资料并结合实验分析,从地层能量角度分析页岩油储层的可动

收稿日期:2019-01-24;修订日期:2019-03-01。

第一作者简介:董明哲(1956—),男,博士、教授,油气渗流理论及应用。E-mail: mtdong@ucalgary.ca。

基金项目:国家基础研究发展计划(973计划)项目(2014CB239103);国家自然科学基金项目(51774310)。

性^[6]。卢双舫等^[7]通过梳理国内外相关研究成果,指出页岩油的可动性和可动量与页岩孔隙、喉道、裂缝及矿物组成密切相关,页岩储层的可压裂改造性和可采性与储层的无机非均质性有关,提出了页岩油藏甜点筛选的技术关键。Zou 等人^[8]通过比较北美的海相页岩油和中国的陆相页岩油,指出应从源岩性质、岩相、物性参数、岩石脆性、含油量及应力敏感6个方面分析致密油和页岩油的甜点。在此基础上,杨智等人^[9]总结了页岩油地质甜点的参数,即液态烃 R_o 值为0.8%~1.3%, TOC 大于2%,岩性为纹层状页岩或致密孔隙性储集层,孔隙度大于3%,脆性矿物含量大于40%,含油饱和度介于50%~90%。页岩油藏在依靠天然弹性能量开采的情况下,流体是否具有动用的可能、可动的流体能否得到动用、在什么条件下才能动用、动用速率有多高,这些问题受储层及流体物性、储层非均质性、地层压力水平、储层改造程度和生产压差等多因素的综合影响^[10]。因此,在地质甜点认识的基础上,还要对页岩油储层不同介质的渗透特征和流体运移模式进行研究,以便从开发角度寻找能够工业化开采的有利区块。

页岩储层中的无机矿物多为水湿表面,孔隙尺寸相对有机孔隙较大,而有机孔隙表面亲油,且多为纳米级孔隙^[11-13]。研究分析表明,页岩油具有3种赋存状态:存在于无机孔缝中的游离态流体、存在于有机孔隙中的游离态流体和以吸附互溶态存在于干酪根表面及其内部的流体^[14]。Sang 等人^[15]根据不同流体在不同孔隙中的润湿及赋存特征,通过油气水流体饱和实验方法,测定了中国东部济阳拗陷陆相页岩岩样的无机孔隙度、有机孔隙度、最大有机饱和度、最大无机饱和度和吸附互溶态流体饱和度。所测样品的有机饱和油量(含有机游离态流体和吸附互溶态流体)占总饱和量的6%~55%,其中50%~90%为吸附互溶态,其余为有机孔隙中的游离态油相。通过拟合油、水自吸曲线得到所测页岩的无机渗透率和有机渗透率,有机渗透率比无机渗透率约低1.5~2个数量级。现阶段页岩油开采主要依赖分段压裂水平井改造后的弹性开采,页岩油的可动性与其在页岩中的赋存状态和流动机理密切相关,游离态烃类流体在流体膨胀和井底压差的综合作用下发生流动,而吸附互溶态页岩油由于受分子大小、物理化学性质(密度、粘度)、流固相互作用(润湿性)及其结合能(吸附溶解性质)的影响^[7],仅依靠压差作用基本不能流动。故有机介质中50%~90%的流体在现阶段的开发条件下不能动用,而其余10%~50%的游离态流体的渗流能力也低于无机孔隙

中的流体。对于经分段压裂水平井改造的页岩气藏,由于缝网的存在和气体的易流动性,其实际动用范围远高于压裂改造区,而对于页岩油藏,如果没有足够的流动压差或长距离高渗导流通道,远离压裂缝的页岩无机孔中的油难以流动,大量赋存于有机质内部的油也因低压力梯度及微尺度效应无法运移,仅压裂缝附近小范围内的页岩油能被产出,大量赋存于页岩内部的油无法开采,导致页岩油藏动用范围有限,采收程度不高,这也是页岩油藏区别于页岩气藏的显著特点。

近年来,国内外学者在页岩储层中流体运移和渗流能力方面做了大量的研究,但大多针对于页岩气储层。Wu 和 Aguilera^[16]运用CMG建立了页岩气藏单井双重介质模型,通过CMOST模块进行了产量的敏感性分析,研究表明天然裂缝的渗透率、压裂缝的渗透率梯度及其最低渗透率是对采收率影响最大的3个因素。Zhang 等人^[17]运用CMG建立了Montney地层的页岩气藏单井开采模型,分析了吸附作用和纳米孔隙对产量的影响。以上研究均采用大尺度网格剖分,不能考虑页岩储层及流动过程微观非均质特性的影响。Kanfar 和 Clarkson^[18]分析了影响弹性开采和二氧化碳吞吐采收率的模型参数,结果显示网格尺寸对模拟结果影响明显,过大的网格会导致采收率模拟结果高于实际值^[19]。此外,针对常规砂岩油藏所采用的等效介质模型,由于所处理的砂岩渗透率差异不大,且不同渗透率砂岩中的流动机理基本一致,因此能较好地解决非均质砂岩储层的宏观模拟问题;而纹层状泥页岩储层的纹层间渗透率存在着数量级差别,且砂岩层与页岩层中的流体流动机理不同,因此不宜直接采用等效介质模型。

与页岩气相比,页岩油的流动性要远差于页岩气,理论方面的研究主要是借鉴页岩气的研究思路,将边界滑移^[20]、吸附^[21]等概念引入页岩油,但这些微观机理的认识没有实验验证,也难以运用到页岩油藏的数值模拟中。宏观数值模拟中,页岩油藏的模型划分与页岩气藏类似,将储层分为有机质、无机质、微裂缝和裂缝,分别研究各介质内的流动形态,通过窜流项耦合各介质的模型。同样也存在大网格和等效介质模型无法细致描述页岩油藏的储层条件及其渗流特征的问题。综上所述,本文根据陆相页岩油储层的岩相特征,建立了页岩油藏的地质概念模型,计算了近4000多个算例并进行参数的敏感性分析,得到了各种不同地质条件下弹性开采的边界条件。

1 储层概念模型

陆相环境中沉积的页岩埋藏深、非均质性强、演化程度偏低,其储层结构和物性特征是决定储层渗流能力的关键。以济阳拗陷沙河街组三段下亚段和沙四上亚段泥页岩为例,岩相可分为纹层状、层状和块状3种类型^[22-23]。济阳拗陷中大量的砂质层与泥质页岩层交互出现,单层厚度在0.1~1 000 mm,地层中砂岩层总厚度占比可达30%,其中单层砂岩厚度小于1 cm的薄层定义为纹层,大于1 cm的定义为夹层。砂岩层与页岩层在矿物组成和沉积结构上具有较大差异,进而造成页岩储层在储集性和渗流能力上的非均质性^[13]。从目前济阳拗陷页岩油勘探实践来看,夹薄层砂岩、碳酸盐岩的泥页岩、纹层状泥质灰岩和灰质泥岩是目前获得工业油流最多的泥页岩岩相^[24-25],可以推测页岩油的可动性主要取决于临近的高渗透率条带。页岩储层的流体需要先通过窜流而进入相邻的高渗条带,再经裂缝网络进入生产井筒。

根据陆相页岩储层的特征,建立了页岩油藏的地质概念模型(图1),重点考虑纹层、裂缝分布(非贯穿和贯穿缝)和流体性质(粘度)等3类因素,模拟弹性开采过程中页岩储层中砂质层与泥质页岩层中流体的窜流以及裂缝对流体流动的影响。页岩油藏通常采用水平井分段压裂后的弹性开采,假设压裂缝间距为200 m,页岩油由两簇压裂缝中间的基质流向两侧裂缝。计算模型的宽度为100 m,砂岩纹层、页岩纹层厚度都为0.1 mm,模型左端为压裂缝,右端为封闭边界表示基质中心。目标区块的页岩储层深度为3 000~4 500 m,地层压力系数为1.2~1.8,因此地层初始压力设为60 MPa,井底压力为30 MPa。

纹层状泥页岩储层中页岩和砂岩互层均匀分布,模型的垂直方向分为20个纹层,每层为一个网格;模型水平方向分为200个网格,每个网格宽0.5 m。页岩纹层渗透率为 $10^{-7} \mu\text{m}^2$;砂岩纹层渗透率为 $10^{-2} \mu\text{m}^2$ 至 $10^{-7} \mu\text{m}^2$ 。在模型中,垂向渗透率与水平渗透率的比

值在 $10^0 \sim 10^{-9}$ 变化。为考虑粘度对页岩油的可动性的影响,模拟中分考虑3种不同粘度的油:低粘度油($0.55 \text{ mPa} \cdot \text{s}$)、中粘度油($5 \text{ mPa} \cdot \text{s}$)和高粘度油($10 \text{ mPa} \cdot \text{s}$)。模型计算至总产量不再增加,对于渗透率特别低的算例,计算前10年产量变化。生产开始后,记录页岩储层内部含油量随时间的变化从而计算出页岩油的采收率变化过程。

计算表明,对于块状的页岩,当渗透率低于 $10^{-7} \mu\text{m}^2$,流体流动性极小,不具备商业化开发的价值。而陆相页岩油储层在成藏过程中往往形成页岩-砂岩互层的纹层状构造,渗透率较高的砂岩条带为页岩油的流动提供了必要的优势通道。因此,本文针对纹层状页岩油储层,提出其流动机理为:仅有少量通过自身流出,绝大部分的页岩油需要先运移到相邻的高渗透率砂岩纹层中从而产出,具体过程如图1所示。以页岩渗透率为 $10^{-7} \mu\text{m}^2$,砂岩渗透率 $10^{-2} \mu\text{m}^2$,垂向渗透率/水平渗透率为0.1,压差30 MPa为例,虽然纯页岩纹层的渗透率较低,其弹性采收率为3.85%,与砂岩纹层一致,其中99.99%的页岩油通过砂岩层产出,仅不到0.01%的页岩油由纯页岩纹层产出。纹层砂岩条带的存在显著降低了油在页岩中的流动难度,使得页岩油的工业化开采成为可能。

2 页岩油流动的储层条件和机理

纹层状页岩储层中油的流动途径主要有两种:①通过页岩纹层流至裂缝经井筒产出;②先运移至邻近的高渗透率砂岩纹层,再流至裂缝经井筒产出。两种流动途径的流动阻力影响了相应的产量:由于砂岩纹层的渗透率高,其内部的压力要比页岩纹层内部的压力降低得快,因而砂岩纹层与页岩纹层之间形成压差,且通过砂岩至裂缝的流动阻力远小于页岩内部阻力,导致页岩油自页岩纹层向砂岩纹层进行纵向流动。通过模拟计算分析了渗透率、粘度和微裂缝等因素对页岩储层动用程度的影响,计算结果如图2所示。

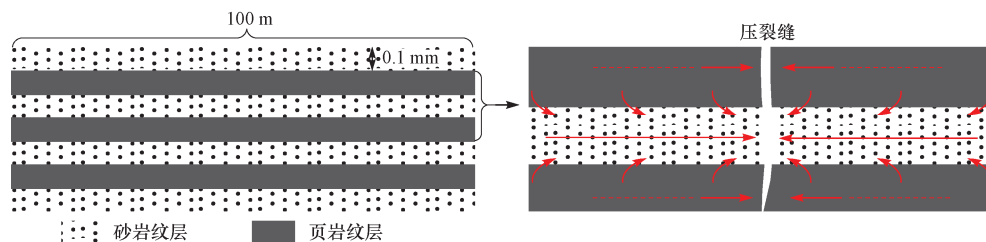


图1 纹层状页岩概念模型及流体流动过程示意图

Fig. 1 The conceptual model of laminated shale formations and the schematic diagram showing the internal oil flow

2.1 砂岩与页岩纹层渗透率差异的影响

模型计算比较了在不同的渗透率差异程度下,通过砂岩纹层流出的页岩油占总可动页岩油的百分比。页岩纹层渗透率固定在 $10^{-7} \mu\text{m}^2$ 。砂岩纹层的渗透率变化范围为 $10^{-7} \sim 10^{-2} \mu\text{m}^2$,垂向渗透率为水平渗透率的0.1倍。

图2a给出了页岩油通过砂岩纹层动用程度随渗透率差异的变化,页岩油通过砂岩纹层产出的百分比随着砂岩纹层渗透率的增加而增加。当砂岩纹层渗透率为页岩纹层的10倍时,60%以上的油通过砂岩纹层产出;当渗透率比值达到100倍以上时,几乎所有的油都通过砂岩纹层产出。此外,从图中还能得出不同粘度的油对于砂岩纹层动用程度的影响。当渗透率比值为10倍的时候,粘度越低的油越容易通过砂岩纹层进行流动;当渗透率比值增大到100倍以上时,粘度的影响可以忽略不计,3种粘度的油均通过砂岩纹层流出。

因此,页岩储层中的高渗砂岩纹层的存在是产生纵向窜流的关键因素,高渗砂岩纹层能有效沟通页岩

储层、扩大波及面积、提高动用范围,是开发意义上页岩油流动的的必要条件。垂向窜流与页岩层水平流动的相对大小,受到砂岩渗透率、页岩渗透率、垂向渗透率、流体粘度、纹层长度以及瞬时压力梯度的影响,通过双重介质模型或者等效渗透率进行页岩油的数值模拟将忽略该生产过程中的流动机理,影响模拟准确性。

2.2 页岩纹层渗透率对可动性的影响

为了研究页岩纹层渗透率对页岩油动用程度的影响,设置页岩渗透率范围为 $10^{-9} \sim 10^{-5} \mu\text{m}^2$,垂向渗透率为水平渗透率的0.1倍,砂岩渗透率为 $10^{-4} \mu\text{m}^2$,模拟不同粘度下页岩油动用程度,结果如图2b所示。由模拟结果可知,由于页岩层中的油主要通过相邻的高渗砂岩纹层流出,因此页岩渗透率的变化对页岩油动用程度的影响不明显,说明纹层储层中的页岩油动用程度主要取决于相邻的砂岩纹层渗流能力和储层垂向渗流能力。当纹层状页岩油储层中的砂岩纹层足够发育且渗透率较高时,即使页岩纹层渗透率较低,依然可

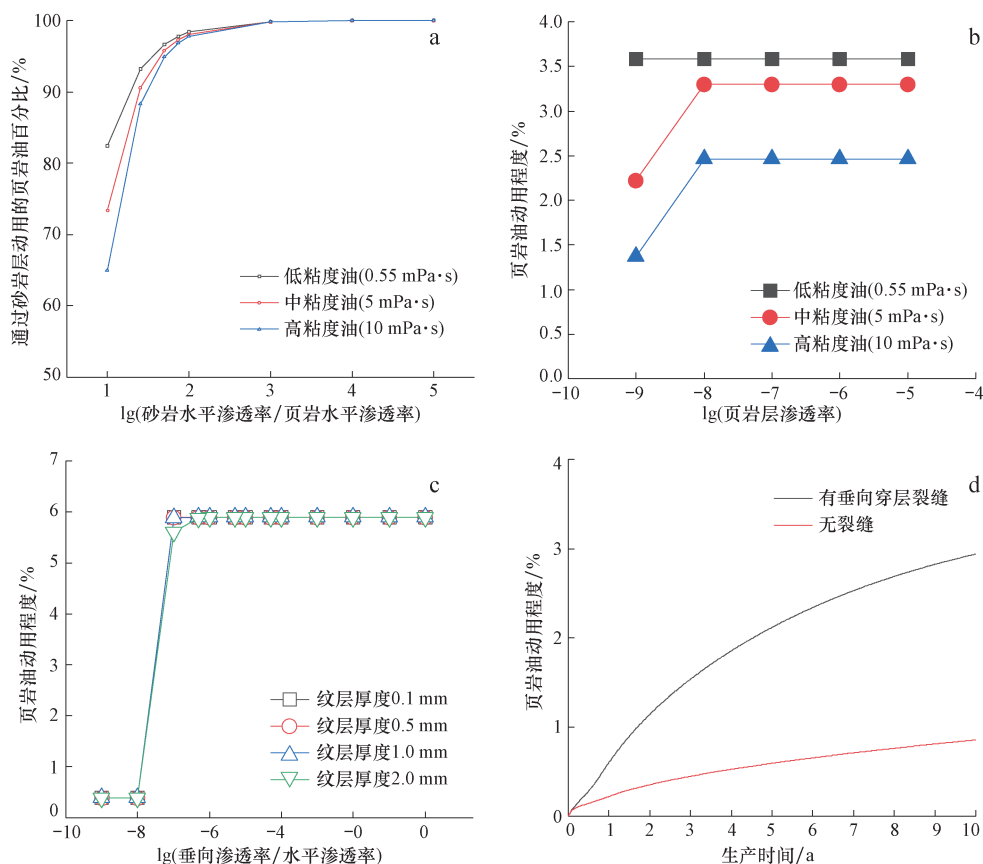


图2 储层参数对页岩油可动程度的影响

Fig. 2 The impacts of petrophysical properties on the movability of shale oil

a. 页岩油通过砂岩纹层动用程度随渗透率差异的变化;b. 页岩油动用程度随页岩层渗透率变化;c. 不同纹层厚度下垂向与水平渗透率比值对页岩油可动性的影响;d. 垂向微裂缝对可动性的影响

以通过砂岩的捕集和导流能力将页岩纹层中的原油采出。在此机理的作用下,页岩的主要作用为原油储集空间,而砂岩提供了有利通道。弹性开采是一个非稳定流动过程,受诸多参数(前文2.1末段所述)的综合影响,以往的稳定流动的等效渗透率概念在此是不适用的。

2.3 纹层厚度及垂向渗透率的影响

如前所示,纹层状页岩油藏中的油主要通过砂岩纹层流出,而要实现这一过程,页岩油首先通过垂向流动(窜流)自页岩流入砂岩纹层,纹层厚度决定了页岩油垂向流动的距离,垂向渗透率决定了页岩油窜流量的大小,为此计算分析了纹层厚度和垂向渗透率对页岩油可动性的影响。以低粘度油为例,纹层厚度分别设为0.1,0.5,1,2 mm,砂岩渗透率 $10^{-4} \mu\text{m}^2$,页岩渗透率 $10^{-7} \mu\text{m}^2$,生产压力差为50 MPa,图2c是在不同纹层厚度时可动性随垂向渗透率/水平渗透率比值的变化关系。

由图分析可知,当垂向渗透率与水平渗透率的比值小于 10^{-8} 时,不同的纹层厚度下3种粘度的页岩油几乎都不可动,纹层厚度对低粘度的油几乎无影响。中粘度油和高粘度油的结果与低粘度油的相似,当垂向渗透率与水平渗透率的比值大于 10^{-6} 时,页岩油均达到其弹性开采的最大动用程度。

2.4 微裂缝对可动性的影响

页岩储层常伴随有垂直于纹层发育的高角度天然微裂缝,微裂缝长度较小且孤立存在,虽不能连接压裂缝形成缝网,但能沟通纹层结构中的砂岩层和页岩层,可有效提高页岩层与砂岩层之间的窜流量,改善垂向流动条件。为此模拟了低垂向渗透率时垂向微裂缝对页岩油可动性的影响。以低粘度油为例,假设模型长度为100 m,在距离压裂缝50和100 m的位置分别设置一条垂向非穿层裂缝,用以模拟微裂缝对砂岩层与页岩层间的导流能力,垂向渗透率与水平渗透率比值为 10^{-8} ,砂岩层渗透率为 $10^{-5} \mu\text{m}^2$,页岩层渗透率为 $10^{-7} \mu\text{m}^2$,其它参数与前文2.1一致,模拟结果如图2d所示。

可以看出,当垂向渗透率极低时,微裂缝可有效增加页岩油动用程度。其原因是随着生产进行,页岩层与砂岩层之间出现压力差,页岩层压力高于砂岩层,当压力传播至裂缝时,裂缝附近砂岩层与页岩层压力差减小,有更多流体通过裂缝从页岩层流入砂岩层,从而提高页岩油动用程度。虽然在常规情况下,储层垂向

渗透率与水平渗透率比值鲜少低于 10^{-8} ,但对于层状以及块状页岩储层以及流体粘度较高的情况,较高的垂向渗透率仍无法满足垂向窜流条件,此时垂向天然微裂缝的发育程度对页岩油可动性的影响愈发重要。

3 纹层状页岩油储层流体动用界限

基于上述弹性开采分析结果,本节对页岩油在纹层状储层中各条件下的动用程度进行模拟分析,得到不同油藏条件下达到最大动用程度的临界参数或边界条件。由于纹层厚度和基质长度的影响不大,本节模拟计算纹层厚度和基质长度分别为0.1 mm和200 m,页岩层水平渗透率为 $10^{-7} \mu\text{m}^2$ 。模拟结果先以曲线形式展示纹层状储层中页岩油动用程度分别随砂岩纹层渗透率和垂向渗透率的变化趋势,然后用三维图形式给出达到最大动用程度的临界参数。

3.1 页岩油藏生产年限计算

依靠天然能量开采的页岩油藏通常生产时间较短,根据前面分析结果,油藏能否有效动用主要受砂岩渗透率、垂向渗透率与水平渗透率比值、流体粘度以及储层裂缝发育程度的影响,油藏条件设定为:砂岩渗透率为 $10^{-3} \sim 10^{-5} \mu\text{m}^2$,页岩渗透率为 $10^{-7} \mu\text{m}^2$,垂直渗透率为水平渗透率的0.1倍,储层内每隔50 m发育有一条裂缝,油的粘度为 $0.55 \sim 5 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,模拟页岩油动用程度与生产时间的关系,结果如图3所示。

可以看出,砂岩渗透率越大,页岩油达到最大动用程度所用的时间越短。同时,页岩油生产具有初期产量高、产量递减快、稳产时间短的特点,与实际生产情况相符。根据模拟结果,在设定的模型条件下,页岩油生产至1年即可开采出70%以上的弹性储量,之后产量较低。因此在后面的计算中,以生产1年的累积产油量计算页岩油动用程度并进行分析。

3.2 渗透率对可动性的影响

图4a为砂岩层渗透率对页岩动用程度的影响曲线,不同垂向渗透率与水平渗透率比值下的可动性主要分为两类:①当该比值小于 10^{-8} 的时候,页岩油的可动程度不受砂岩渗透率的影响;②当该比值大于 10^{-6} 的时候,随着砂岩渗透率增高,页岩油的可动用程度逐渐增加。

图4b为渗透率各向异性对页岩油可动性的影响曲线,主要分为3部分:①当垂向渗透率与水平渗透率的比值小于 10^{-8} 时,页岩油可动用程度非常低且不受

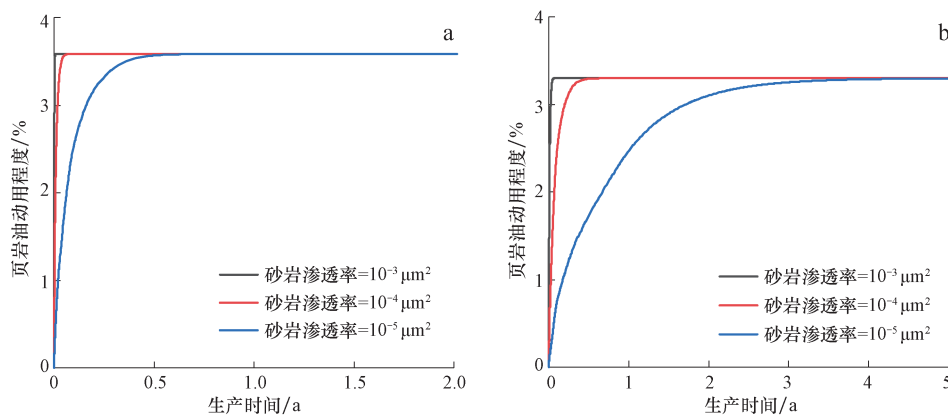


图3 页岩油动用程度随生产时间的变化

Fig. 3 The variation of shale oil production with time

a. 低粘度油; b. 中粘度油

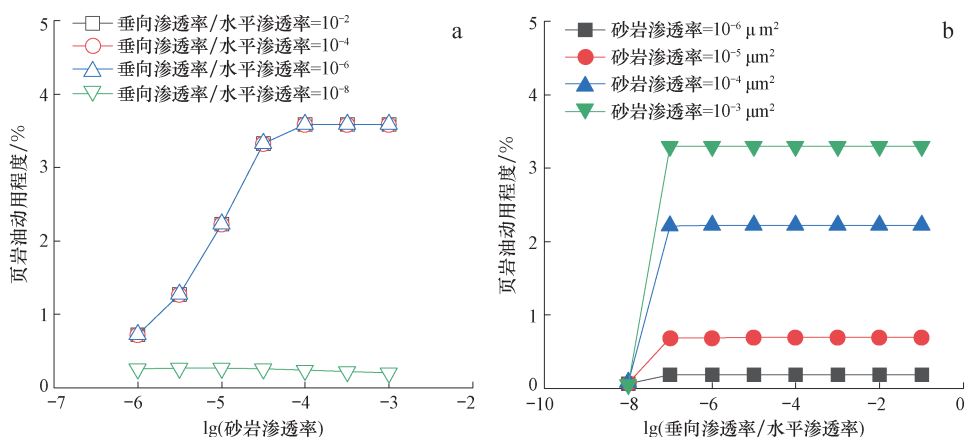


图4 渗透率对页岩动用程度的影响

Fig. 4 The impacts of permeability on shale oil production

a. 砂岩渗透率对页岩动用程度的影响; b. 低粘度页岩油可动性随砂岩渗透率、页岩垂向/水平渗透率比值的变化

粘度和砂岩渗透率的影响。②当该比值为 $10^{-8} \sim 10^{-7}$ 时,可动用程度迅速升高。页岩油可动程度随砂岩渗透率增大而增大,当砂岩渗透率从 $10^{-7} \mu\text{m}^2$ 增大至 $10^{-1} \mu\text{m}^2$ 时,可动用程度增加不明显,说明砂岩渗透率为 $10^{-7} \mu\text{m}^2$ 时 1 年内动用程度已经接近最大值。对于中高粘度的油,砂岩渗透率为 $10^{-4} \mu\text{m}^2$ 时可动程度与砂岩渗透率为 $10^{-5} \mu\text{m}^2$ 时相比仍有明显提升,说明需要较高的砂岩渗透率才能使可动性达到理想值。③当垂向渗透率与水平渗透率的比值大于 10^{-7} 时,在所有的算例中页岩油可动用程度不再随着该比值的增大而增加。

3.3 页岩油可动性综合分析

在分析了页岩油可动性随砂岩纹层渗透率和垂相渗透率的变化后,3 种粘度下的页岩油可动性随 3 种渗透率变化关系如图 5 所示。两条水平轴分别为砂岩

渗透率和垂直渗透率与水平渗透率的比值,纵轴为页岩油的可动程度。页岩油可动性的不同阶段分析如下(考虑实际情况,三维图中仅画出了垂向渗透率/水平渗透率为 0.001 ~ 1 的部分):①当砂岩渗透率较低时,三维图中的可动性处于底部,表示页岩油几乎不可动。其物理意义为砂岩渗透率过低时砂岩层提供的传输作用有限,使得页岩油无法充分利用砂岩纹层运移。②当砂岩渗透率适中时,三维图的可动性处于斜坡带,表示在该取值范围内,页岩油的可动性随着砂岩渗透率的增长而增大。其物理意义为,在垂向流动能力足够的情况下,增加砂岩渗透率可以有效增加窜流量,从而提高页岩油的可动性。③当砂岩渗透率大于特定程度时,如图中黄色部分所示,三维图的可动性处于顶部平台区。此时的可动性不随着砂岩渗透率的增加而变化。其物理意义为此时的垂向渗透率已经能保证充分的窜流,而砂岩渗透率能够保证来自页岩层的流体以

较快的速度流入压裂缝,页岩油达到理想的可动用条件。对比不同粘度的页岩油可动性三维图可以发现,理想可动性随着粘度的增加而减小。此外,低粘度页岩油的平台区最大,反之高粘度页岩油的平台区最小,这是因为窜流的困难程度随着流体粘度的增加而加大,此时需要更高的渗透率来保证相同程度的窜流。

3.4 垂直裂缝对可动性的影响

为了比较裂缝间距对页岩油可动性的影响,选取两种代表性的油藏条件,分别为:①高砂岩渗透率($10^{-3} \mu\text{m}^2$)、低垂直渗透率/水平渗透率(10^{-3});②低砂岩渗透率($10^{-6} \mu\text{m}^2$)、低垂直渗透率/水平渗透率(10^{-3})。图6为如上两种油藏条件下页岩油可动性随裂缝条数的变化。由图可见,在高砂岩渗透率的情况下,3种粘度油不需要裂缝均可达到最大可动性。当砂岩渗透率降低时,低粘度油需要10 m间距的裂缝来达到最大可动性,而中高粘度油需要5 m间距的裂

缝来达到最大可动性。

同时由图6可以看出,对于不同粘度的油,随垂向裂缝条数增加,页岩油达到理想可动性所需的砂岩渗透率减小,说明对于裂缝发育程度好的储层,需要较小的砂岩渗透率,即可达到可动用程度理想值。由于纹层的厚度取值仅为0.1 mm,因此在垂向渗透率/水平渗透率为0.001~1的范围内,页岩油动用程度无明显变化,即当砂岩渗透率满足条件时,垂向渗透率/水平渗透率在0.001~1的范围内均能达到可动性理想值。为了表示砂岩渗透率、垂向/水平渗透率之比和裂缝条数对页岩油动用程度的影响,以粘度为5 mPa·s的油为例,把页岩油生产1年的动用程度达到或接近理论弹性采收率时对应的储层物性定义为页岩油开采边界条件,绘制了三坐标系图版(图7),以带颜色区表示达到理想动用程度的参数边界。由图可见,较高的砂岩渗透率和裂缝条数将降低对储层条件的要求,增加可动用储层范围。

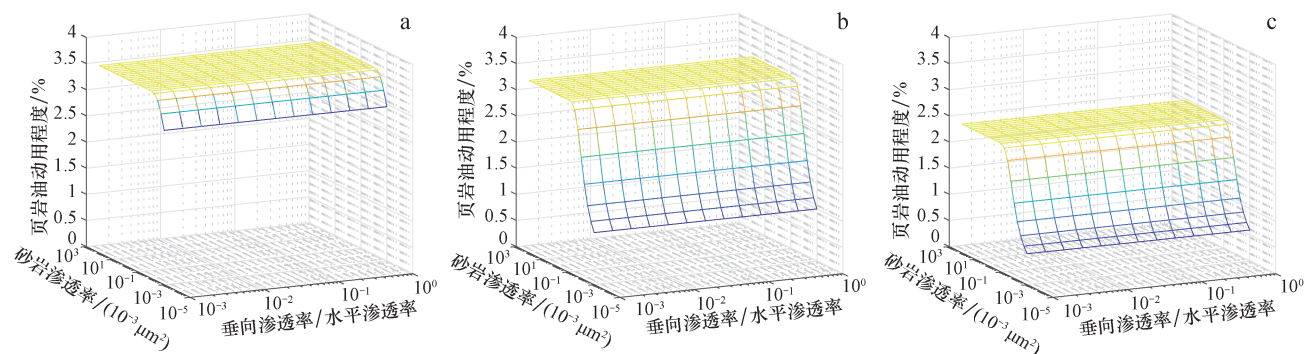


图5 页岩油可动性随渗透率各向异性的变化

Fig. 5 The variation of shale oil movability with permeability anisotropy

a. 低粘度油(0.55 mPa·s); b. 中粘度油(5.0 mPa·s); c. 高粘度油(10 mPa·s)

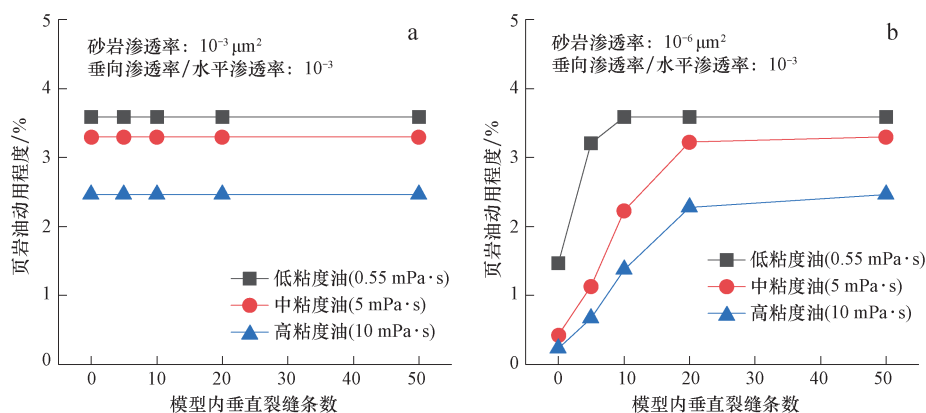


图6 裂缝间距对页岩油可动性的影响

Fig. 6 Impacts of fracture distribution on shale oil movability

a. 较高的砂岩渗透率; b. 较低的砂岩渗透率

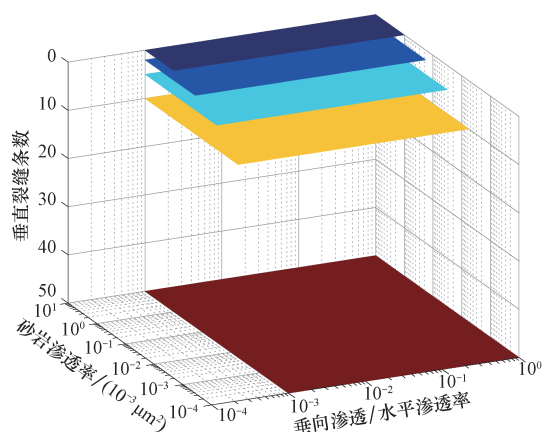


图7 纹层状页岩油达到理想动用程度的储层参数

Fig. 7 Formation conditions for ideal movable level of laminated shale reservoir

(以红色区域为例,当裂缝条数为50条时,页岩储层能达到弹性采收率的储层条件为:砂岩渗透率 $> 10^{-7} \mu\text{m}^2$,页岩的垂向/水平渗透率比介于 $10^{-3} \sim 10^0$ 。)

4 结论

1) 建立了纹层状页岩油储层动用程度计算方法,评价了不同储层参数对页岩油动用程度的影响,进行了不同参数对页岩油可动性的敏感性分析和变化规律研究,为划分储层性质、判定开发有利区提供了方法和理论依据。

2) 通过模拟计算结果,分析了页岩油藏弹性开采过程中的流动机理。由于页岩层与砂岩层间的渗透率差异,开采过程中压力波传播速度不同,在页岩层和砂岩层之间产生压差,页岩层中的油主要通过相邻的高渗砂岩纹层流出,砂岩纹层能有效沟通页岩、扩大波及面积、提高动用范围。

3) 通过模拟分析,页岩油藏高效开发的有利条件为:砂岩-页岩交互发育的纹层状页岩油储层;渗透率较高的砂岩纹层;垂直于纹层方向且高发育程度的天然微裂缝系统;优质的原油物性参数(低粘度、高溶解气油比和压缩系数);当砂岩渗透率足够高时,页岩纹层的主要作用为原油储集空间,砂岩纹层为提供有利通道,页岩渗透率的影响可以忽略。

4) 纹层状页岩油藏的流动过程和动用程度受砂岩层和页岩层垂向及水平渗透率、储层裂缝发育程度、储层流体性质、动态生产压差等多种因素综合影响,该过程为非稳态的多尺度多物理场问题,常规的双重介质模型和等效介质模型不能准确描述,针对具体开发问题,需结合物理实验和大量的模拟计算得到规律性认识。

参 考 文 献

- [1] 周庆凡,杨国丰. 致密油与页岩油的概念与应用[J]. 石油与天然气地质,2012,33(4):541-544.
Zhou Qinfan, Yang Guofeng. Definition and application of tight oil and shale oil terms[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(4): 541-544.
- [2] 武晓玲,高波,叶欣,等. 中国东部断陷盆地页岩油成藏条件与勘探潜力[J]. 石油与天然气地质,2013,34(4):455-462.
Wu Xiaoling, Gao Bao, Ye Xin, et al. Shale oil accumulation conditions and exploration potential of faulted basins in the east of China[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(4): 455-462.
- [3] 张金川,林腊梅,李玉喜,等. 页岩油分类与评价[J]. 地学前缘,2012,19(5):322-331.
Zhang Jinchuan, Lin Lamei, Li Yuxi, et al. Classification and evaluation of shale oil[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(5): 322-331.
- [4] 邹才能,杨智,崔景伟,等. 页岩油形成机制、地质特征及发展对策[J]. 石油勘探与开发,2013,40(1):14-26.
Zou Caineng, Yang Zhi, Cui Jingwei, et al. Formation mechanism, geological characteristics and development strategy of nonmarine shale oil in China[J]. Petroleum exploration and Development, 2013, 40(1): 14-26.
- [5] 姜在兴,张文昭,梁超,等. 页岩油储层基本特征及评价要素[J]. 石油学报,2014,35(1):184-196.
Jiang Zaixing, Zhang Wenzhao, Liang Chao, et al. Characteristics and evaluation elements of shale oil reservoir[J]. ACTA Petrolei Sinica, 2014, 35(1): 184-196.
- [6] 张林峰,包友书,李钜源,等. 湖相页岩油可动性——以渤海湾盆地济阳拗陷东营凹陷为例[J]. 石油勘探与开发,2014,41(6):641-649.
Zhang Linye, Bao Shuyou, Li Juyuan, et al. Movability of lacustrine shale oil: A case study of Dongying Sag, Jiyang Depression, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(6): 641-649.
- [7] 卢双舫,薛海涛,王民,等. 页岩油评价中的若干关键问题及研究趋势[J]. 石油学报,2016,37(10):1309-1322.
Lu Shuangfang, Xue Haitao, Wang Min, et al. Several key issues and research trends in evaluation of shale oil[J]. ACTA Petrolei Sinica, 2016, 37(10): 1309-1322.
- [8] Zou CaiNeng, Yang Zhi, Hou LianHua, et al. Geological characteristics and "sweet area" evaluation for tight oil[J]. Petroleum Science, 2015, 12(4): 606-617.
- [9] 杨智,侯连华,陶士振,等. 致密油与页岩油形成条件与"甜点区"评价[J]. 石油勘探与开发,2015,42(5):555-565.
Yang Zhi, Hou Lianhua, Tao Shizhen, et al. Formation conditions and "sweet spot" evaluation of tight oil and shale oil[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(5): 555-565.
- [10] 宋国奇,徐兴友,李政,等. 济阳拗陷古近系陆相页岩油产量的影响因素[J]. 石油与天然气地质,2015,36(3):463-471.
Song Guoqi, Xu Xingyou, Li Zheng, et al. Factors controlling oil production from Paleogene shale in Jiyang depression[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(3): 463-471.

- [11] 张磊磊,陆正元,王军,等. 渤海湾盆地沾化凹陷沙三下亚段页岩油层段微观孔隙结构[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(1): 80–86.
- Zhang Leilei, Lu Zhengyuan, Wang Jun, et al. Microscopic pore structure of shale oil reservoirs in the Lower 3rd Member of Shahejie Formation in Zhanhua Sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(1): 80–86.
- [12] 田同辉,陆正元,戚明辉,等. 东营凹陷沙河街组页岩油储层微观孔隙结构研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2017, 39(6): 10–18.
- Tian Tonghui, Lu Zhengyuan, Qi Minghui, et al. Study on Microscopic Pore Structure of Shale Oil Reservoir in Shahejie Formation in the Dongying Sag[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2017, 39(6): 10–18.
- [13] Passey Q. R., Bohacs K. M., Esch W. L., et al. From Oil-Prone source rock to gas-producing shale reservoir-geologic and petrophysical characterization of unconventional shale gas reservoirs[C]. International Oil and Gas Conference and Exhibition, 2010, 8–10 June, Beijing, China.
- [14] 邹才能,杨智,崔景伟,等. 页岩油形成机制、地质特征及发展对策[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(1): 14–26.
- Zou Caineng, Yang Zhi, Cui Jingwei, et al. Formation mechanism, geological characteristics and development strategy of non-marine shale oil in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 14–26.
- [15] Sang Qian, Zhang Shaojie, Li Yajun, et al. Determination of organic and inorganic hydrocarbon saturations and effective porosities in shale using vacuum-imbibition method[J]. International Journal of Coal Geology, 2018, 200: 123–134.
- [16] Wu Peng, Aguileria R. Uncertainty analysis of shale gas simulation: Consideration of basic petrophysical properties[C]. SPE Unconventional Resources Conference Canada, 5–7 November, Calgary, Alberta, Canada, 2013. SPE-167236-MS.
- [17] Zhang K, Wang M, Liu Q, et al. Effects of adsorption and confinement on shale gas production behavior[C]. SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, 20–22 October, Nusa Dua, Bali, Indonesia, 2015.
- [18] Kanfar M S, Clarkson C R. Factors affecting Huff-n-Puff efficiency in Hydraulically-Fractured tight reservoirs[C]. SPE Unconventional Resources Conference, 15–16 February, Calgary, Alberta, Canada, 2017.
- [19] Zhan Jie, Yuan Qingwang, Fogwill A, et al. A systematic reservoir simulation study on assessing the feasibility of CO₂ sequestration in shale gas reservoir with potential enhanced gas recovery[C]. Carbon Management Technology Conference, 17–20 July, Houston, Texas, USA 2017.
- [20] Zhang Qi, Su Yuliang, Wang Wendong, et al. Apparent permeability for liquid transport in nanopores of shale reservoirs: Coupling flow enhancement and near wall flow[J]. International Journal of Heat & Mass Transfer, 2017, 115: 224–234.
- [21] Wang Sen, Javadpour F, Feng Qihong, Molecular dynamics simulations of oil transport through inorganic nanopores in shale[J]. Fuel, 2016, 171: 74–86.
- [22] 王冠民. 济阳拗陷古近系页岩的纹层组合及成因分类[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2012, 42(3): 666–671.
- Wang Guanmin. Laminae combination and genetic classification of Eocene shale in Jiyang Depression[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2012, 42(3): 666–671.
- [23] 朱光有,金强,张水昌,等. 济阳拗陷东营凹陷古近系沙河街组深湖相油面岩的特征及成因[J]. 古地理学报, 2005, 7(01): 62–72.
- Zhu Guangyou, Jin Qiang, Zhang Shuichang, et al. Characteristics and origin of deep lake oil shale of the Shahejie Formation of Paleogene in Dongying Sag, Jiyang Depression[J]. Journal of Palaeogeography, 2005, 7(01): 62–72.
- [24] 包友书,张林晔,张金功,等. 渤海湾盆地东营凹陷古近系页岩油可动性影响因素[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(3): 408–414.
- Bao Youshu, Zhang Linye, Zhang Jingong, et al. Factors influencing mobility of Paleogene shale oil in Dongying Sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(3): 408–414.
- [25] 张顺,王永诗,刘惠民,等. 渤海湾盆地东营凹陷细粒沉积微相对页岩油储层微观结构的控制作用[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(6): 923–934.
- Zhang Shun, Wang Yongshi, Liu Huimin, et al. Controlling effect of fine-grained sedimentary microfacies upon the microstructure of shale oil reservoirs in the Dongying Sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 923–934.

(编辑 张玉银)