

体积改造油藏注水吞吐有效补充 地层能量开发的新方式

吴忠宝, 曾倩, 李锦, 王璐
(中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要: 体积改造技术能够提高超低渗透和致密油油藏的初期产油量, 但衰竭开采期的产油量递减快、累积产油量低、经济效益差, 且注水开发会导致油井快速水淹, 需探索有效补充地层能量的开发方式。体积改造油藏注水吞吐开发是有效补充地层能量的一种新方式, 首先建立体积改造油藏注水吞吐的3个阶段模型, 研究渗吸产油和不稳定驱替双重开发机理, 并推导相应的产能公式, 理论研究注水吞吐的开发效果, 进一步通过油藏工程方法和室内实验研究注水吞吐的主控因素, 并结合现场开发实践论证了注水吞吐的可行性。研究结果表明, 体积改造油藏产生的裂缝网络系统使得裂缝与基质之间的流体交换速度和数量均发生质变, 注水吞吐已经从注水开发中的辅助作用上升为一种新的有效开发方式, 从而为超低渗透和致密油油藏的有效开发提供新的开发思路, 由于其附加开发成本低、投资效益高, 有望成为超低渗透和致密油油藏有潜力的补充能量开发方式。

关键词: 体积改造 注水吞吐 渗吸产油 不稳定驱替 裂缝网络 超低渗透 致密油

中图分类号: TE319

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2017)05-0078-06

New effective energy-supplement development method of waterflood huff and puff for the oil reservoir with stimulated reservoir volume fracturing

Wu Zhongbao, Zeng Qian, Li Jin, Wang Lu

(PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing City, 100083, China)

Abstract: Technology of stimulated reservoir volume fracturing brings higher initial oil production in the ultra-low permeability and tight oil reservoir, but rapid decline of oil production, low cumulative oil production and poor economic effect in the depletion development and waterflooding will result in watered-out oil wells rapidly. Therefore, it is necessary to explore new effective development method of supplying energy to the reservoir. Waterflood huff and puff in the oil reservoir with stimulated reservoir volume fracturing is a new method. Three-stage model of waterflood huff and puff were built to explore the development mechanism of imbibition and unsteady driving and to deduce the corresponding oil productivity formulas. Obvious development effect of the waterflood huff and puff was studied theoretically. The major influential factors of the waterflood huff and puff were researched by oil reservoir engineering method and laboratory experiment, and the feasibility of the waterflood huff and puff was certified combined with field practice. Research results show that exchange rate and quantity of fluid between fracture and matrix has changed qualitatively in network fracturing system formed by the stimulated reservoir volume fracturing, so waterflood huff and puff has been changed from a supplementary method to a new economical and effective development method. Therefore, a new thought for effective development of ultra-low permeability and tight oil reservoir has been formed. It can be a potential development method of energy supply in the ultra-low permea-

收稿日期: 2017-05-18。

作者简介: 吴忠宝(1970—), 男, 江苏泰州人, 高级工程师, 博士, 从事低渗透油田开发理论与方法研究工作。联系电话: 13683390019, E-mail: wzb2009@petrochina.com.cn。

基金项目: 中国石油科技专项“超低渗透致密油油藏有效动用开发新模式研究”(2016A-0216), “低品位油藏规模有效动用配套技术与对策研究”(2013A-0325)。

bility and tight oil reservoir considering its low additional cost for development and high investment benefit.

Key words: stimulated reservoir volume fracturing; waterflood huff and puff; imbibition; unsteady driving; fracture network; ultra-low permeability; tight oil

中国石油工业已经步入低品位油藏开发时代, 以超低渗透和致密油为主的低品位资源已经成为重要的战略接替资源, 但由于超低渗透和致密油油藏储层物性差, 可动油饱和度低^[1], 开发实践表明, 通过高压注水建立驱动体系的常规开发方式已经不适用于该类油藏。随着体积改造技术的发展, 该类油藏单井初期产油量的突破已经取得初步成效^[2-6], 但由于油藏体积改造后产生大量裂缝, 注水开发往往会导致油井快速水淹, 因此目前体积改造后主要利用天然能量开发, 初期产油量较高, 但产油量递减快、累积产油量低、采收率小于10%、开发经济效益差。研究经济可行的体积改造油藏补充地层能量方式, 成为当务之急。为此, 笔者根据体积改造油藏较高毛管压力在基质和裂缝网络系统共存的储层特点, 理论与油田现场开发实践相结合, 研究了该类油藏注水吞吐开采机理、主要影响因素和开发效果。研究表明, 注水吞吐是该类油藏经济可行的补充地层能量开发方式, 应加快现场试验和推广应用, 促进超低渗透和致密油油藏的规模效益开发。

1 开发机理及模型

常规油藏注水吞吐的基本原理是渗吸产油机理^[7-12], 一般表现为基质孔隙与裂缝之间或者基质小孔隙与大孔隙之间的流体交换, 由于常规压裂仅在井筒附近产生有限的数条裂缝, 注水开发时, 渗吸作用弱、产油量低, 注水吞吐在油田开发过程中仅起到从属和辅助作用^[13-15], 而对油藏进行体积改造后, 在井筒附近较大范围内形成了复杂的裂缝网络系统, 基质与裂缝之间的接触面积大幅度增加, 两者之间的流体交换速度和数量发生了质变, 渗吸作用急剧加强, 渗吸开采机理在油田开发中的作用需要重新认识和定位。另外, 体积改造往往伴随着大液量和大砂量注入, 因此除了渗吸产油作用外, 注水吞吐时还能起到有效补充地层能量及生产压差不断变化下的不稳定驱替作用。

体积改造油藏注水吞吐在1个周期内基质及裂缝的压力变化过程可分为注水期、闷井期和回抽期3个阶段(图1)。

注水期——不稳定补充地层能量阶段 体积

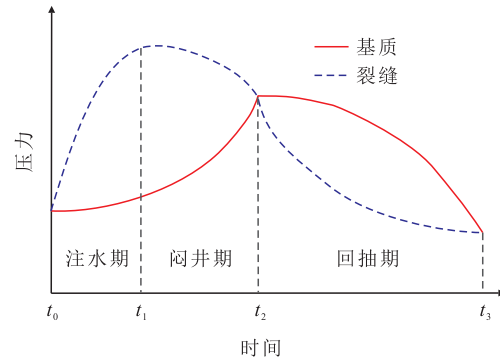


图1 体积改造油藏注水吞吐过程基质和裂缝压力变化示意

Fig.1 Sketch of the pressure variation between fracture and matrix during waterflood huff and puff in the oil reservoir with stimulated reservoir volume fracturing

改造油井经过衰竭开采后, 地层能量大幅降低, 油井被大液量快速注水, 由于裂缝渗透率高, 基质渗透率低, 注入水首先进入裂缝中, 裂缝内压力迅速升高, 裂缝中的注入水在裂缝与基质间的压差下驱替进入基质, 首先进入基质的高渗透率带或大孔隙, 基质压力缓慢上升, 此阶段为不稳定补充地层能量阶段。目前对水平井进行体积改造时, 往往可达到千方砂、万吨液的规模, 短时间内向地层中注入大量清水压裂液, 可等效为注水吞吐中注水期的地层能量快速补充方式。

闷井期——渗吸产油阶段 该阶段停止注水, 前期注入水在裂缝与基质间的压差下继续驱替进入基质, 裂缝压力逐渐下降, 基质压力继续升高, 最终两者压力在高位达到平衡。对于亲水性油藏, 裂缝中的注入水在毛管压力作用下进入基质孔隙, 而基质小孔隙中原油首先被替换到大孔隙再进入裂缝中, 此时渗吸起主体作用, 根据渗吸产油原理, 体积改造基质渗吸速度的表达式为

$$q_{smf} = \frac{\sigma V_m K_m}{\mu_o} K_{ro} (p_{cow} - \lambda \Delta x) \quad (1)$$

其中

$$\sigma = 4 \frac{1}{L_x^2 + L_y^2 + L_z^2} \quad (2)$$

渗吸过程中, 基质和裂缝中含水饱和度随时间不断变化, 而油相相对渗透率和油水毛管压力是含水饱和度的函数, 其表达式分别为

$$K_{ro} = f(S_{wm}) \quad (3)$$

$$p_{cow} = f(S_{wm}) \quad (4)$$

其中

$$S_{wm} = f(t_m) \quad (5)$$

整个闷井期内基质渗吸总产油量的表达式为

$$Q_{smf} = \frac{\sigma V_m K_m}{\mu_o} \int_{t_1}^{t_2} K_{ro}(p_{cow} - \lambda \Delta x) dt_m \quad (6)$$

根据式(1)可知,基质与裂缝的渗吸速度与基质岩块大小相关,裂缝越发育,被切割的基质岩块越小,σ值越大,则渗吸作用越强,驱动距离越短则所需驱动压差越小,因此渗吸产油量越高。体积改造打碎地层,井筒附近较大范围内形成了复杂的裂缝网络系统,为渗吸产油提供了有利条件。

回抽期——不稳定驱替阶段 该阶段油井开始回采,流体通过裂缝从井筒中采出,裂缝压力下降速度快,基质压力下降速度慢,基质中流体在驱替作用下进入裂缝并通过井筒采出。后期由于整体油藏压力降低,产液量减少,裂缝压力降速趋缓,最终裂缝与基质又在低位达到平衡。该阶段以驱替作用为主,由于驱替压差不稳定,流体由裂缝向井筒以及基质向裂缝的驱替均为不稳定驱替过程。不稳定驱替作用可分为2个阶段:一个阶段是油井开始生产,由于裂缝渗透率远高于基质渗透率,裂缝中的流体将首先流入井筒,而基质保持不变;另一个阶段是油井生产一段时间后,裂缝中流体减少,压力下降,致使基质和裂缝之间形成压差,基质流体开始流向裂缝,即发生基质流体向裂缝的窜流作用,其窜流速度表达式为

$$q_{cmf} = \frac{\sigma V_m K_m}{\mu_o} K_{ro}(p_m - p_f - \lambda \Delta x) \quad (7)$$

在不稳定驱替阶段,由于油藏流体持续采出,油藏含油饱和度不断变化,因此基质油相相对渗透率及基质与裂缝压力均随时间不断变化,其表达式分别为

$$K_{ro} = f(t_c) \quad (8)$$

$$p_m = f(t_c) \quad (9)$$

$$p_f = f(t_c) \quad (10)$$

回抽期基质流体向裂缝累积窜流油量的表达式为

$$Q_{cmf} = \frac{\sigma V_m K_m}{\mu_o} \int_{t_2}^{t_3} K_{ro}(p_m - p_f - \lambda \Delta x) dt_c \quad (11)$$

根据式(11)可知,基质中的流体向裂缝的累积窜流油量与两者压差及含油饱和度相关,压差越大、含油饱和度越高,累积窜流油量越高,随着注水吞吐轮次增加,油藏含油饱和度逐渐降低,窜流油量将逐步减少。

一个注水吞吐周期内的总产油量是渗吸产油量和不稳定驱替产油量的总和,其表达式为

$$Q_{olt} = Q_{smf} + Q_{cmf} \quad (12)$$

将式(3)一式(5)和式(11)代入式(12)可得

$$Q_{olt} = \frac{\sigma V_m K_m}{\mu_o} \times \left[\int_{t_1}^{t_2} K_{ro}(p_{cow} - \lambda \Delta x) dt_m + \int_{t_2}^{t_3} K_{ro}(p_m - p_f - \lambda \Delta x) dt_c \right] \quad (13)$$

式(13)中油水毛管压力、基质油相相对渗透率、裂缝及基质中的压力均随时间不断变化,可结合物质平衡原理采用迭代法编制软件求取体积改造油藏注水吞吐的累积产油量。

2 理论计算

根据不同开发井型,体积改造油藏注水吞吐可分为水平井体积压裂注水吞吐和直井缝网压裂注水吞吐2种类型。采用上述理论公式编制软件研究注水吞吐开发效果,参照中国致密油地质及油藏流体特点,设置模型基本参数及体积改造参数主要包括:地层原油粘度为1.5 mPa·s,溶解气油比为50 m³/m³;水平井水平段长度为1 500 m,控制地质储量为20×10⁴ t,体积压裂规模为10段30簇,半缝长为200 m,压裂时注入清水压裂液为10 000 m³;直井钻遇油层厚度为15 m,控制地质储量4×10⁴ t,分3层进行体积压裂,半缝长为200 m,压裂时注入清水压裂液为1 000 m³。衰竭开采3 a后开始注水吞吐,每2 a吞吐1次,水平井注水期为2个月,快速注水量为10 000 m³,直井注水为1 000 m³,评价期为10 a,共注水吞吐3次。对比不同原始地层压力系数体积改造油藏注水吞吐与衰竭开采采出程度(图2)可知,不同压力

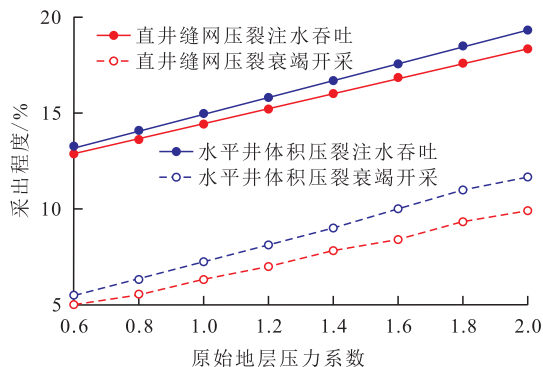


图2 不同原始地层压力系数体积改造油藏注水吞吐与衰竭开采采出程度的对比

Fig.2 Comparison of recovery percent under different initial reservoir pressures between depletion development and waterflood huff and puff in the oil reservoir with stimulated reservoir volume fracturing

系数下油藏注水吞吐10 a采出程度均达到衰竭开采的2倍,可见注水吞吐提高体积改造油藏阶段采出程度开发效果显著。

3 主控因素分析

根据式(3)一式(5)和式(11)可知,油藏体积改造范围内的储量控制着注水吞吐产油量,单井控制的体积改造储量越大,注水吞吐产油量越高。储层渗透率、裂缝发育程度、含油性、储层润湿性等因素均影响注水吞吐效果。为明确其主控因素,开展了水平井体积压裂注水吞吐油藏影响因素对比研究,模型基础参数计算与上述水平井体积改造模型相同,根据上述理论公式可计算不同影响因素下的注水吞吐累积产油量。

3.1 储层渗透率

采用不同的储层渗透率计算注水吞吐产油量,由储层渗透率与注水吞吐采出程度的关系(图3)可知:①当储层渗透率小于10 mD时,渗透率越高,注水吞吐采出程度越高。根据式(3)一式(5)可知,储层渗透率越高,原油由基质置换到裂缝时的渗流阻力越小,渗吸产油量越高;同样根据式(11)可知,储层渗透率越高,回抽期不稳定驱替时原油由基质驱替到裂缝中的阻力越低,产油量越高。②随着储层渗透率的升高,采出程度增幅不断降低,这是因为随着储层渗透率的升高,储层毛管压力快速降低,基质与裂缝之间的流体交换减少,渗吸产油作用减弱,注水吞吐整体效果变差,因此当储层渗透率达到一定数值后产油量不再增加。由此可以看出,储层渗透率在一定程度上影响注水吞吐的开发效果,但影响幅度不大,因此储层渗透率不是注水吞吐的主控因素,在一定超低渗透率范围内的油藏均可实施。

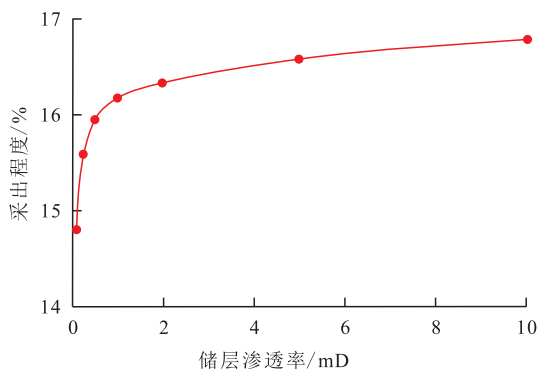


图3 储层渗透率与注水吞吐采出程度的关系

Fig.3 Relationship between reservoir permeability and recovery percent of waterflood huff and puff

3.2 裂缝发育程度

形状因子可充分反映裂缝与基质的切割程度。由形状因子与注水吞吐采出程度的关系(图4)可以看出,形状因子越大,裂缝发育程度越高,注水吞吐采出程度越高,当形状因子从0.001提高到1.0时,10 a采出程度从2.6%增至15.6%。根据式(3)和式(7)可知,在其他模型参数不变的情况下,形状因子与渗吸产油量及不稳定驱替产油量均呈线性正相关关系。当形状因子达到1.0以上时,渗吸产油作用达到拐点,注水吞吐采出程度增幅趋缓。由此可见,裂缝发育程度对渗吸产油量影响较大,是影响注水吞吐的主控因素。

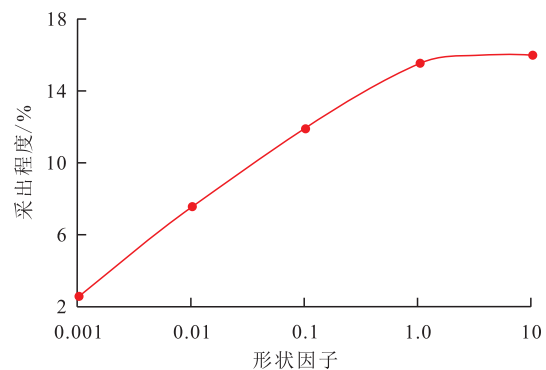


图4 形状因子与注水吞吐采出程度的关系

Fig.4 Relationship between shape factor and recovery percent of waterflood huff and puff

3.3 储层润湿性

储层润湿性是孔喉表面微观润湿性的整体表现,其渗流物理特征体现在相对渗透率曲线上,油相与水相相对渗透率曲线交点处的含水饱和度越接近50%,储层润湿性越接近于中性,比50%大得越多,储层越亲水,比50%小得越多,储层越亲油。由相对渗透率曲线交点处的含水饱和度与注水吞吐采出程度的关系(图5)可以看出,两者呈指数递增关系,相对渗透率交点含水饱和度由45%变为65%时,10 a采出程度由5.8%增至24.5%,增幅为18.7%。根据式(3)一式(5)可知,储层亲水性越强,油水两相毛管压力越大,油相有效渗透率越高,裂缝与基质之间的流体交换越强,渗吸产油量越高。同时根据式(11)可以看出,油相有效渗透率的提高同样会增加不稳定驱替阶段的产油量,渗吸和不稳定驱替产油量的叠加使注水吞吐效果大幅改善。室内实验同样证明储层润湿性对注水吞吐的影响,采用大庆头台油田扶扬油层不同润湿性的基质岩心开展渗吸采收率对比实验,亲水、中性及亲油3种岩心渗吸采收率分别为29%,22%和19%。理论研究及室内实验均表明,储层润湿性对注水吞吐效果

的影响较大,是影响注水吞吐开发效果的主控因素之一。

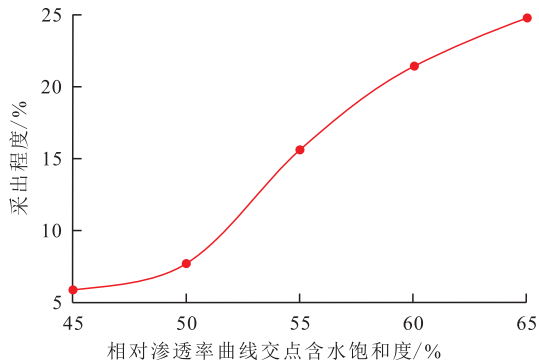


图5 相对渗透率曲线交点含水饱和度与注水吞吐采出程度的关系

Fig.5 Relationship between intersection-point water saturation of relative permeability curve and recovery percent of waterflood huff and puff

3.4 含油饱和度

由含油饱和度与注水吞吐采出程度的关系(图6)可以看出,两者呈对数递增关系,含油饱和度由40%增加至60%时,注水吞吐10 a采出程度增幅达1倍以上,含油饱和度进一步增大时,井控储量增加,产油量增加但采出程度增幅变小。根据注水吞吐渗吸产油机理,油藏含油饱和度越高,储层毛管压力越大,油相有效渗透率越高,渗吸作用越强,油相有效渗透率的提高有助于增加不稳定驱替产油量,可见油藏含油饱和度是影响注水吞吐开发效果的重要因素之一。采用大庆头台油田扶扬油层不同含水饱和度的基质岩心开展渗吸采收率对比实验,当基质岩心含水饱和度从47%增加至71%时,渗吸采收率降幅达1倍。理论研究及室内实验均表明,油藏含油饱和度是影响注水吞吐开发效果的主控因素之一。

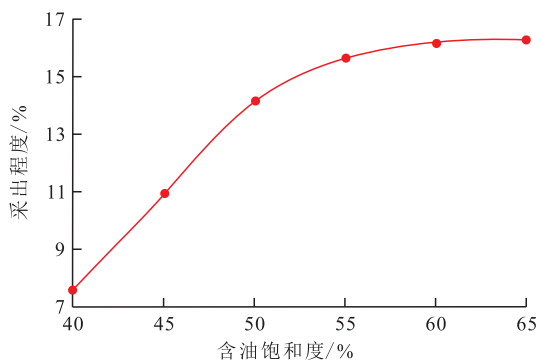


图6 含油饱和度与注水吞吐采出程度的关系

Fig.6 Relationship between reservoir oil saturation and recovery percent of waterflood huff and puff

研究表明:影响注水吞吐开发效果的主控因素为储层裂缝发育程度、油藏润湿性及含油饱和

度。储层裂缝发育程度可以通过控制体积压裂参数实现;油藏润湿性可通过注入化学剂从亲油反转为亲水或从弱亲水转变为强新水;油藏含油饱和度人工难以改变,但可优选含油性相对较好区域实施。

4 实例应用

4.1 水平井注水吞吐

长庆油田 AN83 区块储层平均渗透率为 0.2 mD,为亲水性油藏,平均含油饱和度为 60%,2014 年开展了 AP21 注采井组水平井体积压裂注水吞吐试验。AP21 水平井体积改造后初期产油量为 14.9 t/d,衰竭开采 22 个月后产油量降为 3.8 t/d,注水 12 d 累积注水量为 2 133 m³,闷井 1 个月,产油量最高恢复至 8.2 t/d,1 a 后产油量稳定在 3 t/d;与注水井同一井组的油井 AN20 井体积改造后初期产油量为 14.1 t/d,衰竭开采 1 a 后产油量降为 5.2 t/d,在 AP21 井注水后,该油井水窜停产,闷井 10 d 后开井,产油量最高恢复至 12.2 t/d,1 a 后产油量稳定在 6 t/d 左右。从生产动态可以看出,该井组采用注水吞吐开发方式后,油水井产油量均得到大幅提高。根据注水吞吐主控因素分析结果可知,研究区的地质因素较为有利的 3 个方面为:①体积改造产生大量裂缝,大幅增加裂缝与基质流体交换面积;②储层润湿性为亲水,有利渗吸开采;③油藏含油饱和度较高。

4.2 直井注水吞吐

由于目前现场直井体积改造后注水吞吐实例极少或时间很短,因此采用注水井先注水后转采实例研究直井体积改造后注水吞吐的可行性。大庆头台油田扶扬油层在开发井网调整期间开展了注水井转采现场试验,以 M60-86 井为例,该井 1994 年初常规压裂初期产油量仅为 1.1 t/d,投产 10 个月后转为注水井,注水约为 11 a,累积注水量为 19.5×10⁴ m³,由于井网调整该井转为油井反抽,开采初期含水率逐步降低,单井产油量最高为 8.5 t/d,至 2014 年底累积产油量为 9 600 t,远高于同区块油井产油量。

为研究注水井转采开发机理,建立 M60-86 井组数值模拟模型,历史拟合对比分析了 2 种情况:①假设井筒附近地层中仅存在投产时的常规压裂缝,计算结果表明,转抽后该井产油量偏低、含水率偏高,无法达到理想的拟合效果;②转采井在长期高压注水时,随着地层压力的不断增加,在压裂缝附近产生了大量次生裂缝,起到了与体积压裂相似的改造地层效果,则计算转采井含水率和产油量与实

际动态接近,历史拟合效果较理想。由此可见,注水井高压注水时产生的次生裂缝在转采过程中转弊为利,大幅加强了油藏的渗吸产油作用,起到了提高单井产油量和降低含水率的有利效果。历史拟合研究表明,由于水井长期注水,一方面充分补充地层能量在井筒附近形成一个憋压区,另一方面在注水井筒附近产生了大量次生裂缝,大幅加强了渗吸产油作用,开采机理与体积改造油藏注水吞吐一致。

注水吞吐理论研究和油田开发实践均表明其理论可行性,现场应用初见成效^[15],在主控因素有利地区开发效果明显,而相对注气等其他注入介质,注水吞吐附加开发成本低、投资收益比高,是很有潜力的体积改造油藏补充地层能量开发新方式。

5 结论

超低渗透和致密油油藏孔喉细小,毛管压力高,注水开发渗透阻力极强,但较高的毛管压力和体积改造产生的裂缝网络系统恰恰为注水吞吐渗吸产油提供了有利条件,基质与裂缝之间的接触面积大幅度增加,渗吸产油作用急剧加强,渗吸产油已经不再是常规压裂注水开发中的从属和辅助地位;另外,储层体积改造时,需要注入大量液体,因此除了渗吸产油开采机理外,注水吞吐还存在裂缝和基质间压差持续变化的不稳定驱替机理,双重机理的叠加可大幅度提高油藏采收率,注水吞吐已经从常规注水开发中的辅助作用上升为新的开发方式,在油田现场初步取得成效,其开发机理及相应开发技术政策尚需要深入研究,伴随体积改造技术的不断进步,注水吞吐开发方式有望在超低渗和致密油油藏开发中发挥着越来越重要的作用。

符号解释:

q_{smf} ——体积改造基质裂缝渗吸速度, m^3/d ; σ ——形状因子,表示基质被裂缝切割程度; V_m ——体积改造基质岩块体积, m^3 ; K_m ——基质空气渗透率, mD ; μ_o ——地层原油粘度, $mPa \cdot s$; K_{ro} ——油相相对渗透率,为含水饱和度的函数; p_{cwo} ——油水毛管压力,为含水饱和度的函数, MPa ; λ ——启动压力梯度, MPa/m ; Δx ——裂缝与基质间驱动距离, m ; L_x, L_y, L_z ——基质岩块在 x, y, z 方向上的长度, m ; S_{wm} ——基质含水饱和度, $\%$; t_m ——闷井时间, d ; Q_{smf} ——整个闷井期内基质与裂缝中的渗吸总产油量, m^3 ; t_1 ——闷井开始时间, d ; t_2 ——闷井结束时间, d ; q_{cmf} ——回抽期基质与裂缝窜流速度, m^3/d ; p_m ——基质平均地层压力, MPa ; p_f ——裂

缝平均地层压力, MPa ; t_c ——回抽期采油时间, d ; Q_{cmf} ——回抽期基质中的流体向裂缝的累积窜流流量, m^3 ; t_3 ——回抽期结束时间, d ; Q_{out} ——1个注水吞吐周期内的累积产油量, m^3 。

参考文献:

- [1] 陈志明, 廖新维, 赵晓亮, 等. 体积压裂直井油气产能预测模型[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(6): 121-126.
Chen Zhiming, Liao Xinwei, Zhao Xiaoliang, et al. Productivity model of oil/gas productivity of vertical wells in simulated reservoir volume [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(6): 121-126.
- [2] 李帅, 丁云宏, 才博, 等. 致密油藏体积压裂水平井数值模拟及井底流压分析[J]. 大庆石油地质与开发, 2016, 35(4): 156-160.
Li Shuai, Ding Yunhong, Cai Bo, et al. Numerical simulation and bottomhole producing pressure analysis for the volume-fractured horizontal well in tight oil reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oil-field Development in Daqing, 2016, 35(4): 156-160.
- [3] 吴承美, 郭智能, 唐伏平, 等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组致密油初期开采特征[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(5): 570-573.
Wu Chengmei, Guo Zhineng, Tang Fuping, et al. Early exploitation characteristics of Lucaogou tight oil of Permian in Jimusar sag, Junggar basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(5): 570-573.
- [4] 王文东, 赵广渊, 苏玉亮, 等. 致密油藏体积压裂技术应用[J]. 新疆石油地质, 2013, 34(3): 345-348.
Wang Wendong, Zhao Guangyuan, Su Yuliang, et al. Application of network fracturing technology to tight oil reservoirs [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2013, 34(3): 345-348.
- [5] 梁成钢, 唐伏平, 谢建勇, 等. 致密油藏水平井压裂后油压特征及压裂效果分析——以昌吉油田3口水平井为例[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(1): 63-66.
Liang Chenggang, Tang Fuping, Xie Jianyong, et al. Tubing pressure characteristics and fracturing response analysis of horizontal well in tight reservoir—An example from three horizontal wells in Changji oilfield of eastern Junggar basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(1): 63-66.
- [6] 崔景伟, 朱如凯, 李士祥, 等. 致密砂岩油可动量及其主控因素: 以鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7为例[J]. 石油实验地质, 2016, 38(4): 536-542.
Cui Jingwei, Zhu Rukai, Li Shixiang, et al. Movable oil and its controlling factors in tight sandstones: A case study of the Triassic Chang7 reservoir, Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(4): 536-542.
- [7] 王家禄, 刘玉章, 陈茂谦, 等. 低渗透油藏裂缝动态渗吸机理实验研究[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(1): 86-90.
Wang Jialu, Liu Yuzhang, Chen Maoqian, et al. Experimental study on dynamic imbibition mechanism of low permeability reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(1): 86-90.