

引用格式:刘培亮,李成刚,蒋林.断溶体油藏仿底水与仿压裂注水方法和应用效果研究[J].油气藏评价与开发,2020,10(2):54-59.

LIU P L, LI C G, JIANG L. Research and application of water injection by imitating bottom water and fracturing in fault-karst carbonate reservoirs[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(2): 54-59.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.02.009

断溶体油藏仿底水与仿压裂注水方法和应用效果研究

刘培亮,李成刚,蒋林

(中国石化西北油田分公司,新疆乌鲁木齐,830011)

摘要:断溶体油藏是碳酸盐岩缝洞型油气藏开发的新对象,通过对开发现象与注水机理的深入研究,针对塔河油田开发中常见的3种典型的注水波及效率低的问题:井储关系匹配差、常规注水形成类水锥、多个缝洞组合结构,提出了一种更能适应缝洞体井储关系、不同展布形态和复杂内部结构的仿底水注水方法,以此来提高注水波及率,这相较于常规注水替油,注水有效率从60%上升至75%。针对井眼与缝洞体之间3种常见的注水动用通道差的开发问题:井眼与缝洞体存在偏移、井眼与缝洞体没有建立有效动用通道、井控缝洞体采出程度高而远井有未动用缝洞体,提出了一种更加全面的建立缝网动用体系的低成本仿压裂注水方法,有效扩大了井控动用储量,平均单井产能增油幅度为11 t/d。通过仿底水与仿压裂注水方法应用实践显示:提高注水总量和注水压力,断溶体油藏注水有效率大幅提升,注水增产效果得到明显改善。

关键词:断溶体油藏;仿底水注水;仿压裂注水;波及体积;动用通道

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Research and application of water injection by imitating bottom water and fracturing in fault-karst carbonate reservoirs

LIU Peiliang, LI Chenggang, JIANG Lin

(Sinopec Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

Abstract: Fault-karst carbonate reservoir is a new object for oil and gas exploration in carbonate fractured-vuggy reservoirs. Based on the further study of development dynamics and water flooding mechanism, and in order to solve three typical problems in the development of Tahe oilfield, which are the poor matching of well storage relation, the water-like coning formed by conventional water injection, and the combination of multiple fractures and caves, an injection method by imitating bottom-water is proposed, which is more suitable for the well-reservoir relation, different distribution patterns and complex internal structure of the fracture and vug. In this way, the water flooding sweep rate is increased, and efficiency of water injected increased from 60% of conventional water flooding to 75% of simulated bottom water flooding. Three problems of poor water injection channel between borehole and fracture-vug are common, that is, there is an offset between the fracture and vug, no effective channels are established for the borehole and fracture-vug, and the reserve recovery degree of well-controlled fracture-vug is high but the untapped fracture-vug exist in far wells. A low-cost water injection method by imitating fracturing for establishing effectively fracture network producing system is proposed, which can effectively expand well controlled producing reserves, and the average productivity per well increase by 22 t/d. Practices show that these two technologies can increase the total water injection volume and water injection pressure, make the water injection efficiency improved greatly, so as to improve the effect of water injection and stimulation obviously.

Key words: fault-karst reservoir, water injection by imitating bottom water, water injection by imitating fracturing, swept volume, flow path

收稿日期:2019-09-25。

第一作者简介:刘培亮(1982—),男,本科,高级工程师,主要从事碳酸盐岩缝洞型油藏提高采收率研究与开发管理工作。通讯地址:新疆乌鲁木齐长春南路466号,邮政编码:830011。E-mail:aosrlajessica@126.com

通讯作者简介:李成刚(1986—),男,本科,工程师,现主要从事油藏描述和提高采收率研究。通讯地址:新疆乌鲁木齐长春南路466号,邮政编码:830011。E-mail:1226844406@qq.com

基金项目:“十三五”国家科技重大专项“塔里木盆地碳酸盐岩油气田提高采收率关键技术示范工程”(2016ZX05053)。

近年在塔里木盆地塔河油田的勘探开发实践中,发现塔北地区深层海相碳酸盐岩地层中发育一种新类型的圈闭—断溶体圈闭。断溶体圈闭是在沿断裂带发育的局部脆性破碎带,经岩溶水沿断裂下渗或局部热液上涌而导致破碎带内形成溶蚀缝洞系统,在上覆或侧向泥灰岩等盖层封挡下形成的特殊岩性圈闭类型。不同于层状砂岩岩性油藏和风化壳岩溶油藏,断溶体油藏内部结构更为复杂,储集空间包含了断裂、裂缝、溶蚀孔洞和大型洞穴。该油藏纵、横向缝洞结构分隔性明显、非均质性强、储流关系复杂。

断溶体缝洞型油藏注水初期依靠经验注水满足了快速上产的发展需要,但由于断溶体油藏孔隙度、渗透率等基本油藏参数难以确定^[1-3],导致注水理论一直处于经验型的探索期。在通过长期实践与理论研究后,破解了断溶体油藏定量化注水的难题,实现了规模注水开发,满足了高质量的科学开发。随着断溶体油藏长期注水开发的进行,2017年进入注水效果变差阶段,急需找到高效的治理技术方法。

该文通过对开发现象与注水机理的再研究,向自然学习,提出了适应井储关系,展布形态和内部结构^[4-9]的仿底水注水方法;借鉴水力压裂思路,提出了低成本建立更加全面的缝网动用体系的仿压裂注水方法。通过详细阐述两项注水方法的原理及优势、适用的油藏对象、设计方法及应用效果4个重点方面,为治理断溶体油藏注水效果变差井提供了详实的技术方案。

1 断溶体油藏注水量化设计依据

断溶体缝洞型油藏注水替油的原理是注水进入溶洞中依靠与原油的重力差替换原油。运用油藏物质平衡方程^[10-15],针对塔河油田实际情况,可将其作如下简化:油井依靠地层原油弹性能量驱油,无气顶存在,则: $m=0$;油井生产过程中,地层压力和井底压力均高于饱和压力,则: $R_p=R_s=R_{si}$;忽略溶洞孔隙的弹性压缩能量,则: $C_p=0$;不考虑束缚水的影响: $S_{wc}=0$;封闭定容,无外部水侵, $W_{es}=0$;不考虑地层水体积系数 B_w 的变化。则物质平衡方程可进一步简化为:

$$N_p B_o = N(1 - S_w) B_{oi} C_o (P_i - P) + [C_w N S_w (P_i - P) - W_p + W_i] B_w \quad (1)$$

$$P = P_i - \frac{N_p B_o + (W_p - W_i) B_w}{N(1 - S_w) B_{oi} C_o + N S_w B_w C_w} \quad (2)$$

从而可推导出注水过程中的注水总量、注水压力、注水排量之间的关系式:

$$P_{wf} = \frac{Q_i}{J_i} + \frac{W_i B_w}{N(1 - S_w) B_{oi} C_o + N S_w B_w C_w} + P \quad (3)$$

其中, $N(1 - S_w) B_{oi} C_o + N S_w B_w C_w$ 为油藏平均压力下降低1 MPa所能产出的液量,简称单位压降产液量,用 EEL 表示,通过注水前的生产数据可计算得出。则式(3)可简化为:

$$P_{wf} = \frac{Q_i}{J_i} + \frac{W_i B_w}{EEL} + P \quad (4)$$

式(1)一式(4)中: N_p 为累产油量, m^3 ; N 为动用地质储量, m^3 ; B_o 为原油体积系数; B_{oi} 为原始油藏条件下的原油体积系数; B_w 为水的体积系数; C_o 为原油压缩系数; C_w 为地层水压缩系数; P_i 为原始油藏压力,MPa; P 为当前油藏平均压力,MPa; S_w 为油藏含水饱和度; W_p 为累计产水量, m^3 ; W_i 为累计注水量, m^3 ; P_{wf} 为注水过程中的井底流压,MPa; Q_i 为注水过程中的注水排量, m^3/d ; J_i 为吸水指数, $m^3/(d \cdot MPa)$ 。

由此式可得出注水压力与注水总量和注水排量呈线性关系。因此,若需地层压力上升 ΔP ,则注水量 $W B_w = \Delta P \times EEL$ 。其中, EEL 为单位压降产液量, m^3 ; ΔP 为压力上升幅度,MPa。

2 仿底水注水方法

2.1 仿底水注水方法的原理及优势

缝洞体中存在优势流动通道,注入水波及体积受限,无法像底水一样真正进入缝洞体底部,逐步抬升驱替剩余油^[16-17]。因此,随着注水周期的增加,优势波及体积内剩余油减少,油井将快速高含水,常规注水替油失效。针对这一突出问题,根据油藏自然底水开发的特征,提出了仿底水注水,通过提高注水压力、注水排量、注水总量,确保注入水突破优势波及体积,真正进入油藏底部,波及更大油藏体积。仿底水注水方法的优势是人工提供了油藏底部的自然底水,突破了油藏地质条件的限制,这种周期性的可控的底水从油藏底部驱替剩余油,不需考虑储集体展布形态和内部结构,只需保证注入水进入油藏底部,相比常规注水替油,这样的注入水波及体积更大,驱油效率更高,更不容易形成类水锥,有效期更长。

2.2 仿底水注水方法适用的油藏对象

仿底水注水方法适用的油藏对象主要有3种类型:井储关系匹配差,常规注水形成类水锥,多个缝洞组合结构。

1) 井储关系匹配差的断溶体油藏特征为,常规注水替油效果差或无效。原因是井眼处于缝洞体的浅部或上部的裂缝破裂带或缝洞密集群中,井眼未直接钻遇溶洞(图1a~图1b),常规注水仅能波及裂缝破裂带或缝洞密集群,无法进入油藏底部^[11-12]。

2) 常规注水导致类水锥的断溶体油藏特征为,常规注水替油具有一定有效期,但注入水无法波及整个油藏的缝洞体,在优势替油范围内累积的注入水形成类水锥导致油井高含水(图1c~图1d),常规注水替油失效。

3) 复杂缝洞结构的断溶体油藏特征为,注水前生产效果较好,累产高,但常规注水有效期短。主要原因是井眼控制的溶洞规模小,更大规模的主溶洞与井眼控制的溶洞之间依靠裂缝连通或者位于井眼控制的溶洞之外(图1e~图1f)。

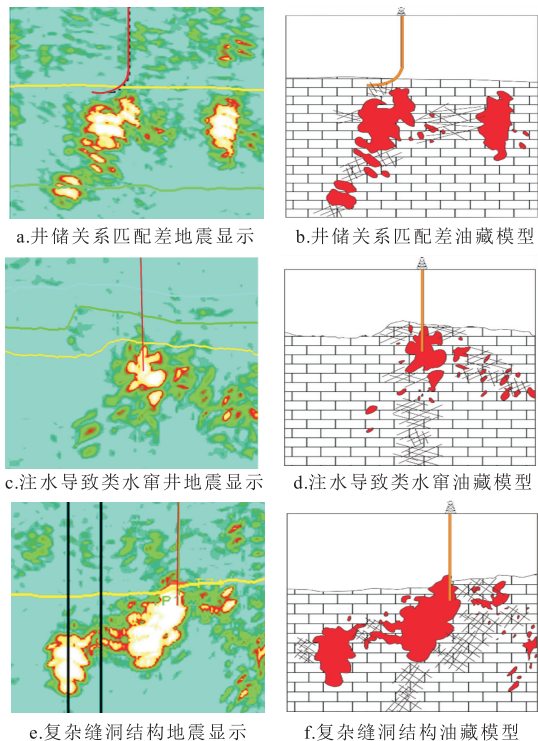


图1 塔河油田开发中常见的3种典型的断溶体油藏类型
Fig. 1 Three typical types of fault-karst carbonate reservoir in Tahe Oilfield

2.3 仿底水注水的设计方法

1) 井储关系匹配差的仿底水注水设计

对于井储关系匹配差的断溶体油藏,在开发过程中表现为双重介质流动特征。裂缝破裂带的压力首先下降,当压力下降至某一阶段时,主体溶洞才参与流动被动用。注水过程中首先进入裂缝破裂带后

补充压力大于主体溶洞压力时,注入水才开始进入溶洞。因此,总注水量由两部分注水量组成,第一部分为突破裂缝破裂带的注水量,第二部分为进入溶洞底部充当底水角色的注水量。

此类油井未投入开发时,裂缝破裂带与主体溶洞压力相等为 P_0 ,随着开发进行裂缝破裂带压力下降至 P_1 时,溶洞主体参与流动,下降至注水前的 P_2 。裂缝破裂带的单位压降产液量为 EEI_1 ,溶洞主体的单位压降产液量为 EEI_2 ,若要使溶洞主体能量上升 ΔP 至原始地层压力,则总注水量 $W_{iB_w}=(P_0-P_1)EEI_1+(EEI_1+EEI_2)\Delta P$ 。在设计好总注水量的前提下,再考虑提升注水排量。

2) 常规注水导致类水锥的仿底水注水设计

对于常规注水导致类水锥型的油井,由于此类井有一定注水有效期,在近井优势波及体积内存储着前期的注入水,在总注水量的设计过程中,需考虑这部分存储水的影响。

对于此类注水效果变差失效井,注水设计时需使油藏能量恢复至原始状态来设计注水量,从而保证注入水能更全面波及整个油藏。油井未进行注水前的单位压降产液量为 EEI_1 ,在注水生产后单位压降产液量下降至 EEI_2 ,注水生产失效时地下存水 W_i ,若要使油藏能量上升 ΔP ,则总注水量 $W_{iB_w}=EEI_1(\Delta P-W_iC_w)$ 。

3) 特殊缝洞组合结构的仿底水注水设计

对于特殊缝洞组合结构的油井,由于此类井可动用的潜力溶洞较多,因此,注水设计时至少需把井周的溶洞考虑进计算过程。

此类油井未投入开发时,井周范围内所有溶洞的压力为 P_0 ,井眼最易沟通的溶洞A首先动用,油井单位压降产液量为 EEI_A ,当压力下降至 P_1 时,溶洞B参与动用,油井单位压降产液量为 EEI_B ,若要使油藏能量上升 ΔP ,则总注水量 $W_{iB_w}=(P_0-P_1)EEI_A+(EEI_A+EEI_B)\Delta P$ 。

2.4 仿底水注水方法的应用效果

以TX352井为例,从静态地震资料分析,该井未直接钻遇溶洞主体,为近井裂缝破裂带,远井溶洞型的井储关系组合,属于井储关系匹配差类型(图2)。TX352治理前生产历史:该井酸压完井投产后自喷期短,压力快速下降,机抽生产表现为供液不足,后转为常规注水替油生产,注水4轮次后生产效果明显变差,含水逐步上升至65%。近井裂缝破裂带的单位压降产液量为 $23 \text{ m}^3/\text{MPa}$,油藏平均压力下降20 MPa后,

远井溶洞主体开始供给,单位压降产液量上升至264 m³/MPa,后期生产表现为注水替油效果差,周期注水量为3 000 m³,而产油仅为576 t。应用仿底水注水方法能改善注水替油效果,按照油藏平均压力恢复23 MPa计算需注水6 000 m³,实施后注水波及体积明显增大,周期增油量由576 t上升至2 112 t,方水换油量由0.19 t上升至0.35 t(图3、图4)。2018年仿底水注水实施4口井,3口井明显见效,有效率由常规注水替油的60%上升至仿底水注水的75%。

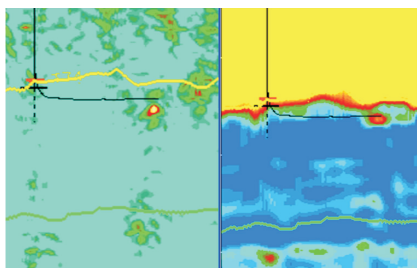


图2 TX352井储关系匹配差地震反演剖面

Fig. 2 Seismic inversion profile indicating poor matching between well-TX352 and reservoir

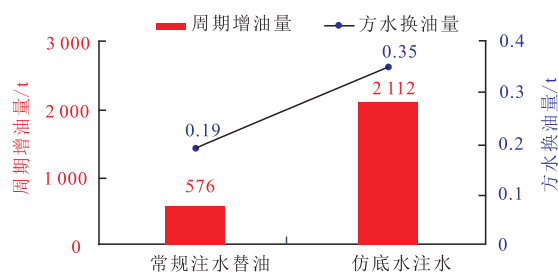


图3 TX352井非常规注水与仿底水注水效果对比

Fig. 3 Comparison between conventional water injection and imitative bottom-water injection in well-TX352

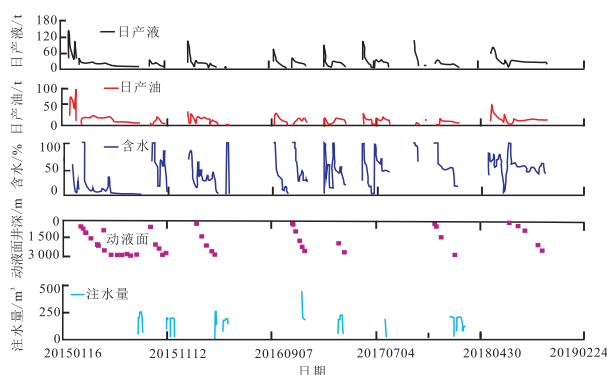


图4 TX352井日度生产曲线

Fig. 4 Daily production curves of well-TX352

3 仿压裂注水方法

3.1 仿压裂注水方法的原理及优势

注水无效的断溶体油藏分析主要因为井眼未

有效沟通缝洞体,导致注水无置换空间。通常采取的增产措施是储改酸压或侧钻建立动用通道,但经济成本高,无法适应低成本高质量的油田效益开发要求。在页岩气开发中广泛应用的水力压裂技术为断溶体建立通道带来了思路^[18-20],于是在实践中提出了仿压裂注水,具体思路是将注水压力提高至岩石破裂压力,通过高压注水来建立动用通道。这项方法的优势是断溶体自身发育一定规模的天然裂缝,高压注入水可沿天然裂缝沟通溶洞,同时,岩石天然裂缝面或人工裂缝面形成的微凸体可作为天然支撑剂,且注入水进入缝洞体可补充整体油藏能量,保持裂缝的开度。相比常规注水,其优势在于不仅补充了油藏能量,而且可以建立动用通道。

3.2 仿压裂注水方法适用的油藏对象

仿压裂注水方法适用的油藏对象主要有3种类型:

- 1) 井眼与缝洞体存在偏移,井轨迹未能钻至缝洞体(图5a~图5b),开发生产表现为能量不足,注水起压快、效果差,甚至注水无效。
- 2) 井眼钻至缝洞体,建立的动用通道后期失效或裂缝开度减小(图5c~图5d),开发生产表现为产能递减快,注水效果差或有效期短。
- 3) 井控缝洞体采出程度高,远井有未动用缝洞体(图5e~图5f),开发生产表现为累积产油量高,注

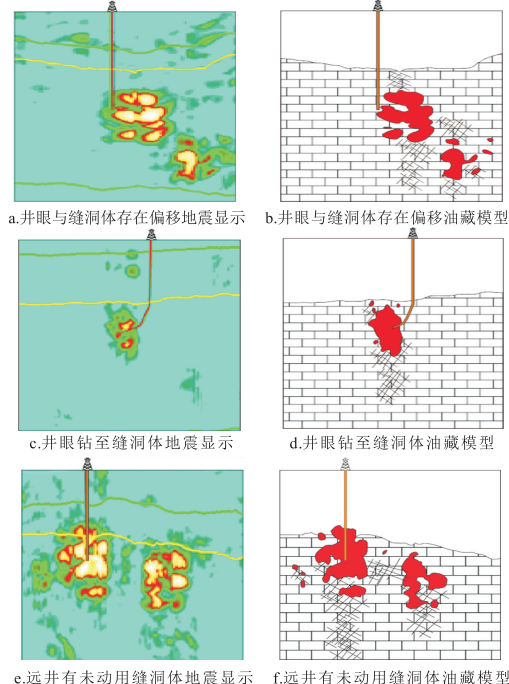


图5 井眼与缝洞体之间三种常见的空间组合关系

Fig. 5 Three common spatial combination of borehole and fault-karst carbonate reservoir

水替油有效期较长,失效后在经过仿底水注水后生产效果较差。

3.3 仿压裂注水的设计方法

仿压裂注水的设计与酸压设计思路类似,施工压力的设计以岩石破裂压力值为依据,注水量根据注水过程中的压力变化进行调整,且在注水过程中尽可能提高注水排量,从而增加沟通多个缝洞体的概率。

总注水量由两部分组成。第一部分,在沟通未动用的缝洞体之前,需补充已动用的天然裂缝与缝洞体的压力,直至达到突破目前井控缝洞体开启天然裂缝或者达到岩石破裂时的注水量;第二部分,在注水压力出现下降之后与新的缝洞体建立通道,需补充新沟通的缝洞体能量的注水量,第二部分的注水量需至少等于第一部分注水量,以达到在裂缝通道排水后,新沟通缝洞体有充足的能量供给。具体的注水量设计在注水实施之前无法给出明确的数值,需根据注水过程中压力的变化来进行动态调整,直至沟通新的缝洞体。通过实践,目前有2种类型的仿压裂注水曲线可表明有沟通新的缝洞体,注水量需注至压力变化呈现两种类型的曲线形态,具体形态阐述如下文。

第一种类型是天然裂缝欠发育型(图6a)。已动用的缝洞体能量补充后,由于已动用缝洞体外围的天然裂缝欠发育,进入相对较快的一个憋压阶段,当压力达到开启天然裂缝或岩石破裂压力,注入水沟通到新的缝洞体,处于较快的泄压阶段,同时,补充新缝洞体的油藏能量。

第二种类型是天然裂缝发育型(图6b)。已动用的缝洞体能量补充后,由于已动用缝洞体外围的天然裂缝发育,流动阻力小,需消耗大量注入水补压,因此,第一个升压阶段速度较慢;注入水沿天然裂缝的各个方向不断向前推进探新的缝洞体,当沿某个裂缝方向存在新的缝洞体时,在此方向注入水处

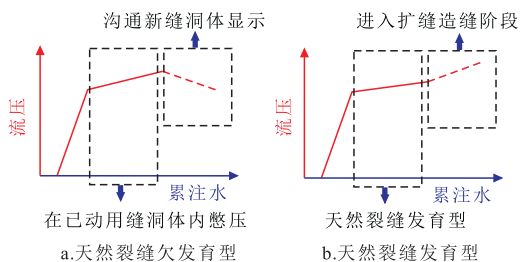


图6 仿压裂注水曲线

Fig. 6 Water injection curves of imitating fracturing

于扩缝造缝阶段,流入新缝洞体不断补充油藏能量,进入第二个升压阶段。

3.4 仿压裂注水方法的应用效果

以TX829井为例,从静态地震资料分析,属于井眼与缝洞体存在偏移(图7),井轨迹未能钻至缝洞体。TX829治理前生产历史:酸压完井投产后自喷期短,快速停喷,转机抽生产之后注水效果较差,在经过压裂后注水效果有明显改善,但有一定的有效期,注水周期达到了5个有效轮次后,在优势驱替范围形成类水锥失效,含水率达到90%,注水失效后此井只能间开生产。为增加动用体积,实施了仿压裂注水,仿压裂注水 $3.9 \times 10^4 \text{ m}^3$,井口注水压力则达到23 MPa,注水过程中压力始终保持在20 MPa以上,折算井底流压在85 MPa以上,注水压力在达到了地层破裂压力之后有明显的下降阶段(图8),则新增建立了有效裂缝通道,沟通了前期动用程度较低的缝洞体。此方法实施后,开发生产效果明显改善,增加动用储量 $29 \times 10^4 \text{ t}$,油井由机抽转为自喷生产,含水率由50%下降至0,日均产油为20 t,已累计增油5 000 t,目前仍有效(图9)。2018年仿压裂注水实施5口井,3口井明显见效,平均单井产能增油幅度为11 t/d,2口井待评价。

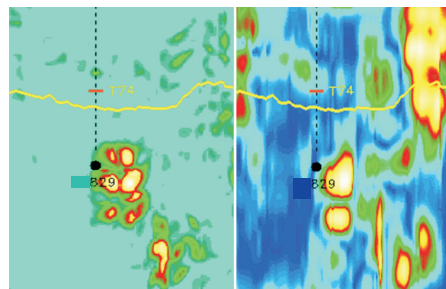


图7 TX829井眼与缝洞体存在偏移地震剖面
Fig. 7 Seismic sections indicate migration between borehole and fault-karst carbonate reservoir of well-TX829

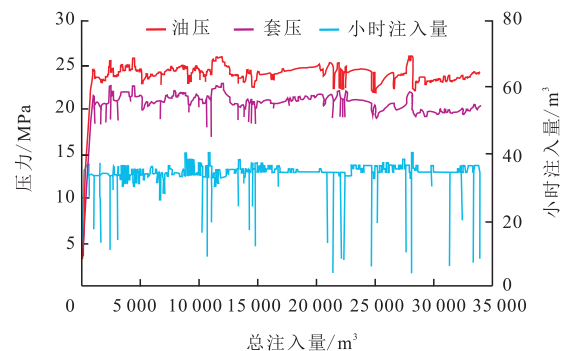


图8 TX829仿压裂注水曲线

Fig. 8 Water injection curves by imitating fracturing of well-TX829

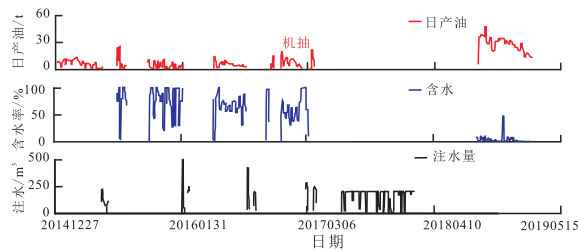


图9 TX829井日度生产曲线

Fig. 9 Daily production curves of well-TX829

4 结论

1) 在已建立有效动用通道的断溶体油藏中实施仿底水注水,增加了水驱波及体积,为治理注水失效井提供了有效治理方法,有效率由常规注水替油的60%上升至仿底水注水的75%。

2) 在未建立有效动用通道的断溶体油藏中实施仿压裂注水,增加了水驱可动储量,为低成本治理低产低效井提供了高效手段,通过应用该方法平均单井增油11 t/d。

3) 仿底水与仿压裂注水通过向自然学习,向工艺借鉴,创新了断溶体油藏注水方法。实践表明,仿底水与仿压裂注水方法在断溶体开发中适应性强,是提高注水效率、增加储量动用的新技术、新方法。但目前这两种注水方法存在的问题是如何优化设计注水量与注水压力,从而进一步提高有效率。

4) 仿底水与仿压裂注水的共同特征都是高压大规模注水,而两者差异在于仿底水注水更侧重于补充能量替油,仿压裂注水侧重在建立动用通道。

参考文献

- [1] 鲁新便,胡文革,汪彦,等.塔里木盆地南部碳酸盐岩断溶体油藏特征与开发实践[J].石油与天然气地质,2015,36(3):347-355.
LU X B, HU W G, WANG Y, et al. Characteristics and development practice of fault-karst carbonate reservoirs in Tahe area, Tarim Basin[J]. Oil and Gas Geology, 2015, 36(3): 347-355.
- [2] LU X B, WANG Y, TIAN F, et al. New insights into the carbonate karstic fault system and reservoir formation in the southern Tahe area of the Tarim Basin [J]. Marine and Petroleum Geology, 2017, 86: 587-605.
- [3] 吕心瑞,李红凯,魏荷花,等.碳酸盐岩储层多尺度缝洞体分类表征——以塔河油田S80单元奥陶系油藏为例[J].石油与天然气地质,2017,38(4):813-821.
LYU X R, LI H K, WEI H H, et al. Classification and characterization method for multi-scale fractured-vuggy reservoir zones in carbonate reservoirs: An example from Ordovician reservoirs in Tahe oilfield S80 unit[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(4): 813-821.
- [4] 鲁新便,杨敏,汪彦,等.塔里木盆地北部“层控”与“断控”型油藏特征——以塔河油田奥陶系油藏为例[J].石油实验地质,2018,40(4):461-469.
LU X B, YANG M, WANG Y, et al. Geological characteristics of ‘strata-bound’ and ‘fault-controlled’ reservoirs in the northern Tarim Basin: taking the Ordovician reservoirs in the Tahe Oil Field as an example [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(4): 461-469.
- [5] 焦方正.塔里木盆地顺北特深碳酸盐岩断溶体油气藏发现意义与前景[J].石油与天然气地质,2018,39(2):207-216.
JIAO F Z. Significance and prospect of ultra-deep carbonate fault-karst reservoirs in Shunbei area, Tarim Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(2): 207-216.
- [6] 赵锐,赵腾,李慧莉,等.塔里木盆地顺北油气田断控缝洞型储层特征与主控因素[J].特种油气藏,2019,26(5):8-13.
ZHAO R, ZHAO T, LI H L, et al. Fault-controlled fracture-cavity reservoir characterization and main-controlling factors in the Shunbei hydrocarbon field of Tarim Basin[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(5): 8-13.
- [7] 鲁新便,荣元帅,李小波,等.碳酸盐岩缝洞型油藏注采井网构建及开发意义——以塔河油田为例[J].石油与天然气地质,2017,38(4):658-664.
LU X B, RONG Y S, LI X B, et al. Construction of injection-production well pattern in fractured-vuggy carbonate reservoir and its development significance: A case study from Tahe oilfield in Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(4): 658-664.
- [8] 王金锋.塔河油田缝洞型储层中洞穴充填程度半定量分析[J].石油地质与工程,2017,31(2):44-47.
WANG J F. Half quantitative analysis of filling degree in caved type reservoir of fractured-vuggy reservoirs in Tahe oilfield[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2017, 31(2): 44-47.
- [9] 张娟,鲍典,杨敏,等.塔河油田西部古暗河缝洞结构特征及控制因素[J].油气地质与采收率,2018,25(4):33-39.
ZHANG J, BAO D, YANG M, et al. Analysis on fracture-cave structure characteristics and its controlling factor of palaeo-subterranean rivers in the western Tahe Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(4): 33-39.
- [10] 田亮,李佳玲,袁飞宇,等.塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏定量注水技术研究[J].石油地质与工程,2018,32(2):86-89.
TIAN L, LI J L, YUAN F Y, et al. Quantitative water injection of fractured-cavity oil reservoir in carbonate rocks in Tahe oilfield[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2018, 32(2): 86-89.
- [11] 刘遥,荣元帅,杨敏.碳酸盐岩缝洞型油藏缝洞单元储量精细分类评价[J].石油实验地质,2018,40(3):431-438.
LIU Y, RONG Y S, YANG M. Detailed classification and evaluation of reserves in fracture-cavity units for carbonate fracture-cavity reservoirs[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(3): 431-438.
- [12] 李倩,狄帮让,魏建新.基于稀疏约束反演谱分解的缝洞储层叠后数据去噪应用效果分析[J].石油物探,2017,56(5):684-693.
LI Q, DI B R, WEI J X, et al. Application of denoising method based on sparse constrained inverse spectral decomposition in poststack seismic data of cave-fractured reservoirs[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2017, 56(5): 684-693.

(下转第70页)