

文章编号:1009-9603(2020)05-0105-07

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2020.05.012

低渗透油藏转变注水开发方式研究

——以大港油田孔南GD6X1区块为例

吴忠宝¹,李 莉¹,张家良²,阎逸群¹,王俊文¹,张 原¹

(1.中国石油勘探开发研究院,北京 100083; 2.中国石油大港油田公司 勘探开发研究院,天津 300270)

摘要:低渗透油藏常规注水开发生产井受效程度低、低产低液、经济效益差,传统水驱开发技术已无法适应低渗透油藏经济有效开发的要求,而借鉴致密油体积压裂后衰竭开采的开发方式,虽然可提高单井初期产能,但由于低渗透油藏砂体规模小、地层压力系数低和原油黏度高、气油比低等特点,仍存在产量递减快、累积产油量和采收率低等问题,因此迫切需要调整开发思路,转变注水开发方式。为此,提出了低渗透油藏由径向驱替向线性驱替转变,由连续注水向注水吞吐、异步注采和油水井互换等渗吸采油方式转变,由缩小井距提高水驱动用储量向体积改造提高单井缝控储量转变的3个转变注水开发方式的新思想;创建了全新的“体积压裂+有效驱替+渗吸采油”开发模式,并应用于大港油田孔南GD6X1区块,初步实施效果显著。

关键词:低渗透;转变开发方式;体积压裂;渗吸采油;有效驱替;裂缝网络

中图分类号:TE348

文献标识码:A

Research on transformation of waterflooding development mode in low permeability oil reservoirs—Taking GD6X1 Block of Kongnan in Dagang Oilfield as an example

WU Zhongbao¹, LI Li¹, ZHANG Jialiang², YAN Yiqun¹, WANG Junwen¹, ZHANG Yuan¹

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing City, 100083, China; 2. Exploration and Production Research Institute, CNPC Dagang Oilfield Company, Tianjin City, 300270, China)

Abstract: When the low permeability reservoirs are developed with conventional waterflooding technology, producers will have low efficiency, low oil and liquid production, and poor economic benefits. Traditional water-flooding development technology cannot meet the requirements of economic and effective development of low permeability reservoirs. Although the development mode of depletion recovery after volume fracturing of tight oil can improve the initial productivity of single well, due to the characteristics of small sand body, low formation pressure coefficient, high viscosity of crude oil and low gas oil ratio, there are still defects of rapid production decline, low cumulative oil production and low recovery factor. There is an urgent need to adjust development ideas and change waterflooding development mode. Therefore, this paper innovatively puts forward three development ideas for low permeability reservoirs, namely, the transformation from radial displacement to linear displacement, transformation from continuous water injection to imbibition oil recovery such as asynchronous injection and production, water injection huff and puff, producer-injector exchange, and transformation from increasing producing reserves by shortening well distance of producer and injector to increasing fracture-controlled reserve by volume fracturing. A brand-new development model of “volume fracturing+effective displacement+imbibition oil recovery” is established and applied to GD6X1 Block in Dagang Oilfield. The preliminary implementation effect is remarkable.

Key words: low permeability; development mode transformation; volume fracturing; imbibition oil recovery; effective dis-

收稿日期:2020-04-09。

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。E-mail:wzb2009@petrochina.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项“低渗、特低渗复杂油藏规模有效动用关键技术”(2017ZX05013-006)。

placement; fracture network

中国石油经过几十年勘探开发,以低渗透、低丰度为主的低品位油藏比例越来越高,资源劣质化趋势明显^[1],投资成本居高不下,有效开发难度加大。美国致密油藏依靠体积压裂技术进步产量大幅攀升,中国将该技术应用于致密油和低渗透油藏开发,提高单井初期产能初见成效,但美国致密油以海相沉积为主,而中国低渗透油藏和致密油以陆相沉积为主,存在砂体规模小、地层压力系数低及原油黏度高等特点,因此体积压裂后油井产油量递减快,累积产油量和采出程度低,经济效益差^[2-4],体积压裂后衰竭开采的开发方式并不适用于中国低渗透油藏的开发。由此,需要确立新的开发思路,找到效益开发的技术路线。为此,笔者摆脱传统注水开发的固有模式,新开发模式提出了转变注水开发方式的新思路,建立全新的“体积改造+有效驱替+渗吸采油”开发模式,不仅可以较大幅度地提高单井产油量,同时可持续补充地层能量,达到增加累积产油量、提高油藏采收率的目的。

1 基本思路

1.1 由孔隙驱替向缝网驱替转变

常规低渗透油藏的储集空间以孔隙为主,注采井间的流线以径向流为主,根据达西定律,井间驱动压差主要消耗在井筒附近,有效驱动压差小,同时由于低渗透油藏储层物性差、渗流阻力高,因此常规开发技术难以建立有效的注采驱替系统。油田现场为了注进水、注够水,多采用高压注水的方式补充地层能量,但仍然难以见效,而转变开发方式,采用体积压裂技术在井筒附近产生具有一定带宽的缝网,将井筒附近的孔隙型油藏改造成双重介质油藏,一方面可大幅降低井筒附近油藏的渗流阻力和驱动压差消耗,大幅提高井间有效驱动压差;另一方面将井与井之间的驱动转化为缝网之间的驱动,将注采井间的径向流转换为缝网之间的线性流,大幅降低驱动距离与驱动压差。假设体积压裂前注采井距为 D_j ,排距为 D_h ,体积压裂后产生带宽为 W_f 的缝网,缝网间驱替距离为 $D_h - W_f$,而且 $D_h - W_f$ 远小于 D_j ,注采驱动压差大幅度降低,从而实现了由注水建立孔隙驱替向缝网有效驱替的转变(图1)。如海塔盆地 B28 井区,该区储层水敏性强,平均渗透率仅为 0.5 mD,注水困难;采油井 B28-X62-58 由初期单井日产油量 8 t/d 降至 0.4 t/d,体积压裂后,对应

的注水井注入压力大幅下降,注水量快速上升,单井日产油量由 0.4 t/d 增至最高 10.3 t/d,后期稳产在 4.5 ~ 5.0 t/d。

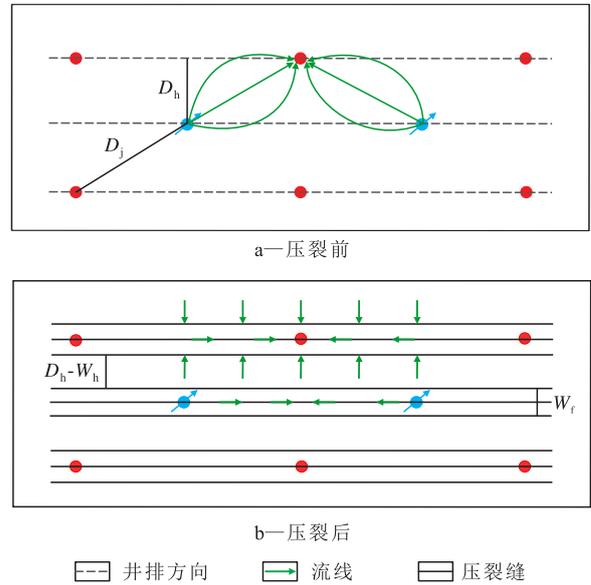


图1 体积压裂前后驱替方式转换示意

Fig.1 Schematic diagram of displacement mode transformation before and after volume fracturing

1.2 由连续注水向渗吸采油方式转变

油藏体积改造后,连续注水会加剧油井快速水淹,大幅缩短油藏生命周期。而采用注水吞吐、异步注采和油水井互换等渗吸采油开发方式,可有效降水增油,扩大波及体积,提高油藏采收率。

注水吞吐 注水吞吐是指同一口采油井先注入水,然后再返排的过程。常规压裂油藏的注水吞吐主要是采用慢速渗吸机理^[5-7],油藏体积改造后,在井筒周围形成复杂的裂缝网络系统,渗吸采油作用由常规压裂油藏中的辅助作用上升为主导作用^[8-12],同时由于体积压裂大幅降低了渗流阻力,注水量加大,注水后地层压力会高于正常压力水平,采油井回采时裂缝与基质间将产生较高的驱动压差,基质中流体将在驱替作用下进入裂缝并通过井筒采出,由于在回采过程中驱替压差会随地层压力降低而逐步减小,因此除渗吸采油作用外,注水吞吐还包括裂缝与基质间压差持续变化的不稳定驱替作用^[13]。注水吞吐一般适用于小断块、砂体分布零散,难以组成经济注采井网的低渗透油藏。

异步注采 异步注采是指一种注采不同步的渗吸采油开发方式,即注水井注入时采油井停产,采油井开采时注水井停注。通过注采不同步的开

发方式,即能通过注水补充地层能量,实现注采井间的有效驱替,又能充分发挥井筒附近裂缝网络的渗吸采油作用降水增产^[14-15]。异步注采适用于砂体连续性好,可形成注采井网的低渗透油藏。

油水井互换 油水井互换是指在油田开发过程中,油水井功能互换,即采油井调整为注水井,注水井调整为采油井的开发方式^[16]。油水井互换是利用注入水与原油在地层中的交换作用采出原油,即渗吸采油,同时注入水起到补充地层能量的作用,为原油的采出提供必要的生产压差。除了渗吸采油作用外,油水井互换还可以起到改变油藏中流体流线方向、增加水驱波及体积的作用。

1.3 由缩小井距提高动用储量向体积改造提高缝控储量转变

低渗透油藏由于储层物性差,基础井网难以建立注采驱替系统,油藏纵向和平面水驱动用程度均较低,要进一步提高油藏水驱动用程度,往往采用井网加密调整进而缩小注采井距的开发技术,但会造成单井控制储量大幅降低,经济效益变差,而引入体积改造技术,压碎地层产生缝网可大幅度降低渗流阻力,在缝网控制范围内的油藏均能得到有效动用^[17-20]。体积压裂规模越大,产生的缝网覆盖的储量越多,油藏动用程度和阶段采出程度越高。如大庆油区垣平1井,水平井井段长度为2 660 m,钻遇砂岩总长度为1 484.4 m,体积压裂12段,每段2簇,缝长为300 m,计算单井缝控地质储量为 38×10^4 t,初期日产油量为42 t/d,预测开采10 a累积产油量可达 2.6×10^4 t。

2 低渗透油藏注水开发新模式

改变低渗透油藏常规注水开发模式,将体积压裂和注水吞吐、异步注采、油水井互换等多种渗吸采油开发方式及重复压裂组合应用,最大可能地提高单井产油量,快速提高阶段累积产油量,尽快收回投资,以实现低渗透油藏规模效益开发的目的。

整体体积压裂 不分油水井,均实施体积压裂,闷井渗吸后进行衰竭开采,直至地层压力下降为合理水平后关井停产。新开发模式与传统开发模式的区别在于,不以建立有效驱替为唯一目的,因此开发井网中的油水井并不固定,随着开采阶段的变化注水井别会发生相应的转变,初期为获得较高的阶段累积产油量,所有井均设为采油井,体积压裂后利用天然能量及压裂液补充能量衰竭开发,当地层压力水平降至原始地层压力的70%~80%

时,为避免压裂缝闭合,此时关井停产。

注水补充能量 注水井开始注水,建立有效驱替体系,此时采油井闷井渗吸,并恢复地层能量。地层压力下降后,选择设计井网中的注水井开始快速注水,尽快补充地层能量,由于体积压裂大幅降低了井筒附近渗流阻力,因此较易建立注采有效驱替系统,同时由于压裂缝存在,采油井如果开井极易水淹,所以此时采油井宜关井渗吸并恢复地层能量。

整体渗吸采油 注水井停注,闷井渗吸后,油水井均开井采油,整体渗吸采油,其中采油井异步采油,注水井吞吐渗吸。当注水地层能量恢复到高于原始地层压力后,注水井逐步停注,为了提高阶段产油量,注水井在闷井渗吸后与采油井一起开井采油,对于注水井而言,渗吸采油方式为吞吐渗吸,而对采油井来说,由于采油井开采时不注水,注水时采油井不开采,因此采油井渗吸采油方式为异步注采。

周期补能渗吸 当地层压力进一步降低到原始地层压力的70%~80%后,所有油水井均停产,注水井开始注水补充能量,重复以上3个步骤,周期性渗吸采油,一般约2~3个周期。由于油藏含油饱和度不断降低,含水率逐步升高,且压裂缝不断闭合,单井高峰产油量会逐步降低,开发效果变差,一般情况下,渗吸采油2~3个周期效果较好。此时完成第1轮次体积压裂,如要进一步改善开发效果,则需要重复进行重复体积压裂。

重复压裂油水井互换 所有油水井重复体积压裂,初期仍衰竭开采,且油水井互换。现场开发实践表明,体积压裂与常规压裂一样均存在一定的有效期,在注水吞吐周期性升压和降压过程中,裂缝网络将逐渐闭合,因此需要重复体积压裂来形成持续有效的裂缝网络,同时重复体积压裂还可产生新的裂缝,不断提高油藏动用程度。因此,再一次对所有油水井进行重复体积压裂,然后闷井渗吸后衰竭开采,地层压力下降后,注水井开始注水补充能量,为了进一步改善开发效果,此时油水井互换,改变液流方向。

第2轮次补能渗吸 重复注水补充能量、整体渗吸采油和周期补能渗吸的步骤。图2表示一个完整的2轮次体积改造(每轮次包括3周期吞吐渗吸和异步注采)、1次油水井互换的开发过程,通常情况下,重复体积压裂开发效果和有效期均低于上一次压裂,因此实际开发中可根据具体经济效益情况决定体积压裂的轮次。

新开发模式阐述了转变开发方式的基本思路

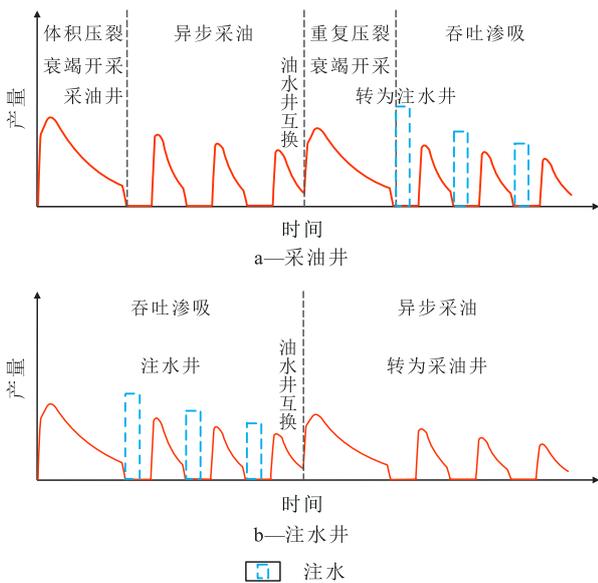


图2 低渗透油藏新开发模式示意

Fig.2 Schematic diagram of new development mode for low permeability reservoirs

和开发步骤,但现场开发实践与理论难免会存在一定差异,具体到单井时会存在压裂及投产先后不一致、各井地层压力水平存在差异等问题,注水井注水补充地层能量也会存在先后次序,因此实际油藏开发时,很难严格按照新开发模式的步骤操作,而应根据开发模式基本原理进行具体实施。

3 矿场应用效果

大港油田孔南GD6X1区块构造上为一南北受断层夹持的西高东低的狭长断块,孔一段枣V油组为孔南地区特低渗透主力层系,埋深为3740~4000 m,平均有效渗透率为3.9 mD,油层有效厚度为26.5 m,地层原油黏度为2.3 mPa·s,储层属弱亲水性,油藏含油饱和度高达60%~65%,具备渗吸采油基础。

该区为冲积扇扇缘沉积亚相,基础井网为300 m×150 m的菱形反九点井网,储层砂体连通率低,仅为58.9%,双向连通率小于30%,因此常规压裂注水开发油井受效程度低,产量递减快。2015年7月投产,初期平均单井日产油量为9.6 t/d,含水率为19.6%;2017年8月平均单井日产油量仅为1.7 t/d,含水率无明显变化,年递减率高达65%,预测最终水驱采收率仅为12%,可见传统水驱开发模式已无法适应该类油藏的有效开发。

3.1 新开发模式应用

由于大港油田孔南GD6X1区块常规压裂注水开发效果差,经济效益低,需要转变开发思路,矿场

采用“体积改造+有效驱替+渗吸采油”新开发模式开展先导试验,设计井排方向与储层主应力方向一致,为北偏东50°,利用现有井网中的10口老井,并根据储层发育状况部署扩边井10口,形成10注10采的300 m×150 m的五点井网(图3)。首先采用体积压裂技术,提高油藏纵向动用程度,建立平面有效驱替,并充分利用渗吸采油作用控水增油,后期适时重复体积压裂,重塑缝网,进一步提高油藏动用程度(图4)。

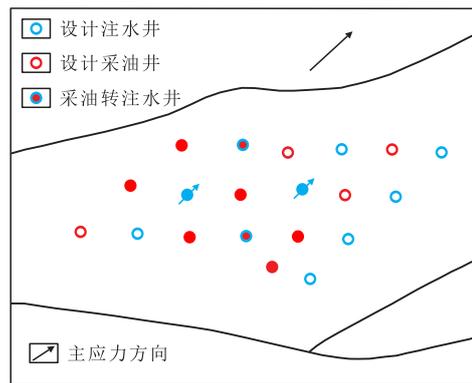
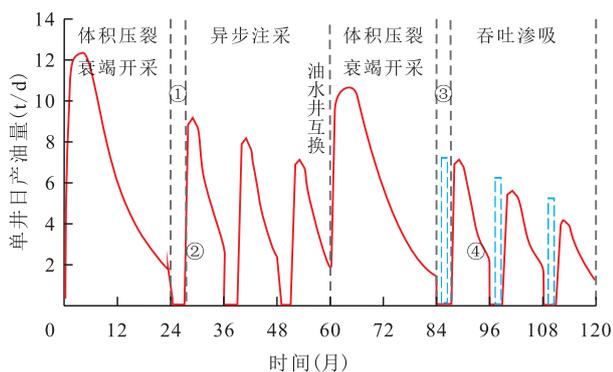


图3 大港油田孔南GD6X1区块井网设计

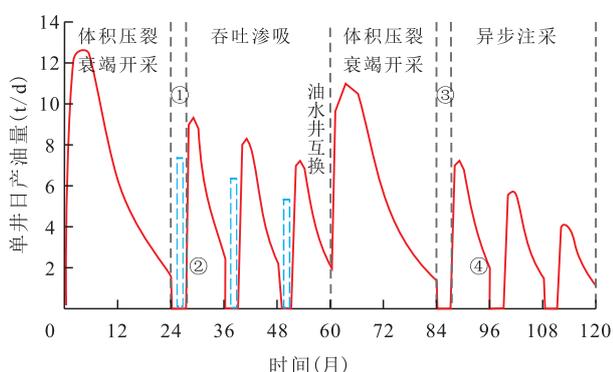
Fig.3 Well pattern design of GD6X1 Block of Kongnan in Dagang Oilfield

第1轮次体积压裂和渗吸采油 第1轮次体积压裂和渗吸采油的主要步骤为:①不分油水井,均大液量大排量体积压裂,闷井渗吸2~3个月,衰竭开采1.5~2 a,平均单井日产油量为8.0 t/d以上稳产6个月,之后进入递减,至地层压力水平为70%以上,所有油水井均关井停产。②注水井开始注水,注水约2个月,平均日注水量为110 t/d,至地层压力水平恢复至原始地层压力的100%~150%,停注。③注水井闷井渗吸约1个月,油水井共同开井采油约9个月,采油井异步注采、注水井吞吐渗吸。④重复步骤②—③,渗吸采油3个周期,且每个周期单井平均日产油量均低于上一周期。⑤5 a后重复体积压裂,进入第2轮次体积压裂。

第2轮次体积压裂和渗吸采油 第2轮次体积压裂和渗吸采油的主要步骤包括:①所有油水井均重复体积压裂,闷井渗吸2~3个月,衰竭开采1.5~2 a,平均单井日产油量为7.0 t/d以上稳产6个月,之后进入递减,至地层压力水平70%以上,所有油水井均停产。②油水井互换,反向驱替,注水井(第1轮次中为采油井)开始注水,注水约2个月,平均日注水量为105 t/d,至地层压力水平恢复至100%~150%,停注。③注水井闷井渗吸约1个月,之后油水井共同采油约9个月,采油井异步注采、注水井吞



① 闷井3个月;② 采油9个月;③ 注水2个月, 闷井1个月;④ 采油9个月
a—采油井



① 注水2个月, 闷井1个月;② 采油9个月;③ 闷井3个月;④ 采油9个月
b—注水井
注水

图4 采油井和注水井10 a 2轮次体积压裂和渗吸采油生产曲线预测

Fig.4 Prediction curves of producer and injector with volume fracturing and imbibition oil recovery for two rounds in 10 years

吐渗吸共3个周期。④重复步骤②—③, 渗吸采油3个周期。

该区块10 a开展2轮次体积压裂, 后期若重复体积压裂开发效果将逐步变差, 因此需要根据经济效益情况决定是否开展第3轮次体积压裂。

3.2 有效驱替与渗吸采油作用分析

采用通用商业数值模拟软件Eclipse分析新开发模式下有效驱替与渗吸采油在油藏开发中所起的作用。根据渗吸采油作用由油水毛细管力驱动的机理, 体积压裂后油藏渗吸采油速度可用渗流理论公式表示:

$$q = \frac{\sigma V_m K_m}{\mu_o} K_{ro} p_{cow} \quad (1)$$

新开发模式下油藏包括有效驱替和渗吸采油2种作用。由(1)式可知, 当考虑油水毛细管力为0时, 则渗吸采油速度为0, 油藏中的渗吸作用即可忽略, 此时数值模拟计算累积产油量均为驱替作用所产生; 而当考虑毛细管力时, 数值模拟计算累积产

油量则为有效驱替和渗吸采油共同作用的结果, 由此即可分别计算得到有效驱替和渗吸采油作用所占比例。

由新开发模式下第1轮次体积压裂后衰竭开采及3周期吞吐渗吸和异步注采中, 数值模拟计算有效驱替与渗吸采油作用采出程度及占比(表1)可以看出, 新开发模式充分发挥了有效驱替与渗吸采油的共同作用, 随着油藏采出程度的增加, 有效驱替作用占比逐渐减弱, 而渗吸采油作用占比不断增强, 从衰竭开采至第3周期吞吐渗吸和异步注采, 有效驱替作用占比从51.3%降至38.5%, 而渗吸采油作用占比从48.7%增至61.5%, 其原因为大孔隙中的原油主要由有效驱替作用初期采出, 而后期小孔隙中的原油主要通过渗吸采油作用后期逐步采出。通过新开发模式有效驱替与渗吸采油共同作用, 研究区最高采油速度由1.0%提高到1.5%, 10 a评价期末开展了2轮次的体积压裂和渗吸采油, 平均单井增油量为4 665 t, 采出程度由5.8%提高到11.8%, 提高了6.0%(图5)。预测最终采收率可提高10.2%。

表1 新开发模式下不同开采机理的采出程度对比
Table1 Comparison of recoveries of different recovery mechanisms under new development mode %

开发机理	采出程度		采出程度占比	
	有效驱替作用	渗吸采油作用	有效驱替作用	渗吸采油作用
衰竭开采	1.80	1.71	51.3	48.7
第1周期吞吐渗吸和异步注采	2.09	2.65	44.0	56.0
第2周期吞吐渗吸和异步注采	2.30	3.43	40.1	59.9
第3周期吞吐渗吸和异步注采	2.51	4.00	38.5	61.5

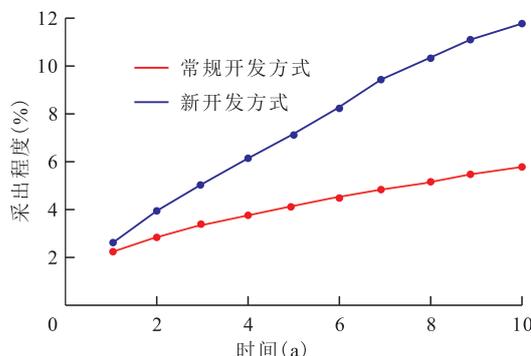


图5 不同开发方式采出程度对比
Fig.5 Comparison of recoveries of different development modes

3.3 应用效果

大港油田孔南GD6X1区块于2017年8月底对10口老井分批进行体积压裂, 按方案设计要求闷井渗吸2~3个月分批投产, 平均单井日产量由体

积压裂前的 1.5 t/d 提高到 8.5 t/d, 完全达到并超过方案设计要求。其中注采井网中的 2 口注水井在体积压裂后下泵转采, 初期产油量均达到 10 t/d 以上, 充分体现了油水井互换的渗吸采油作用。部分井由于储层有效厚度小, 同时体积压裂时注入地层中液体较少, 地层压力下降快, 目前已经从衰竭开采阶段逐步进入注水渗吸采油开发阶段, 其中该区块 D43-68 井最高日注水量达 110 t/d, 远高于压裂前该油藏注水强度, 对应采油井在注水 1 个月后有受效特征, 表明注采井间建立了有效驱替系统。

4 结论

低渗透油藏由于储层物性差, 常规压裂注水开发低产低液、经济效益差, 传统注水开发模式已无法适应该类油藏经济有效开发的需要。根据低渗透油藏渗吸采油作用, 汲取近年来中外体积压裂现场应用的得失, 创新性地提出了低渗透油藏转变注水开发方式的 3 个新思想, 创建了“体积压裂+有效驱替+渗吸采油”新开发模式, 并将该模式应用于大港油田孔南 GD6X1 区块初步实施效果显著, 预计最终采收率提高 10.2%, 明显改善了该类低渗透油藏注水开发效果。随着体积压裂成本的进一步降低和工艺的进一步完善, 以及对体积压裂油藏渗吸采油作用更深入的研究, 新开发模式在超低渗透油藏的水驱开发中将有广泛的推广应用价值。

符号解释

- D_h ——体积压裂前排距, m;
 $D_h - W_j$ ——缝网间驱替距离, m;
 D_j ——体积压裂前注采井距, m;
 K_m ——基质空气渗透率, mD;
 K_{ro} ——油相相对渗透率, 为含水饱和度的函数, 小数;
 q ——缝网范围内基质裂缝间渗吸速度, m^3/d ;
 p_{cow} ——毛细管力, 为含水饱和度的函数, MPa;
 V_m ——体积压裂范围内基质岩块体积, m^3 ;
 W_j ——体积压裂后产生的裂缝带宽, m;
 μ_o ——地层原油黏度, $mPa \cdot s$;
 σ ——形状因子, 表示基质被裂缝切割程度。

参考文献

[1] 赵文智, 胡永乐, 罗凯. 边际油田开发技术现状、挑战与对策[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(4): 393-398.
 ZHAO Wenzhi, HU Yongle, LUO Kai. Status quo, challenges and future strategies of development technology for marginal oil fields

in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(4): 393-398.

[2] 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 Jimusaer Sag, Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(5): 570-573.

[3] 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.

[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] 李士奎, 刘卫东, 张海琴, 等. 低渗透油藏自发渗吸驱油实验研究[J]. 石油学报, 2007, 28(2): 109-112.
 LI Shikui, LIU Weidong, ZHANG Haiqin, et al. Experimental study of spontaneous imbibition in low-permeability reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(2): 109-112.

[6] 计秉玉, 陈剑, 周锡生, 等. 裂缝性低渗透油层渗吸作用的数学模型[J]. 清华大学学报: 自然科学版, 2002, 42(6): 711-713, 726.
 JI Bingyu, CHEN Jian, ZHOU Xisheng, et al. Mathematical model of imbibition in fractured low permeability reservoirs [J]. Journal of Tsinghua University: Science & Technology, 2002, 42(6): 711-713, 726.

[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.

[8] 杨亚东, 杨兆中, 甘振维, 等. 单井注水吞吐在塔河油田的应用[J]. 天然气勘探与开发, 2006, 29(2): 32-35.
 YANG Yadong, YANG Zhaozhong, GAN Zhenwei, et al. Application of water-flood huff and puff with single well in Tahe Oilfield [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2006, 29(2): 32-35.

[9] 李继强, 杨承林, 许春娥, 等. 黄河南地区无能量补充井的单井注水吞吐开发[J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(3): 221-224, 229.
 LI Jiqiang, YANG Chenglin, XU Chune, et al. Method of improving recovery ratio for no energy complement wells in south Yellow River region [J]. Oil & Gas Geology, 2001, 22(3): 221-224, 229.

[10] 蔺明阳, 王平平, 李秋德, 等. 安 83 区长 7 致密油水平井不同吞吐方式效果分析[J]. 石油化工应用, 2016, 35(6): 94-97.
 LIN Mingyang, WANG Pingping, LI Qiude, et al. Analysis of the effect of different huff and puff modes in horizontal wells in

- Chang7 tight oil of An83 District[J].Petrochemical Industry Application,2016,35(6):94-97.
- [11] 高涛,赵习森,党海龙,等.延长油田致密油藏注水吞吐机理及应用[J].特种油气藏,2018,25(4):134-137.
- GAO Tao,ZHAO Xisen,DANG Hailong, et al.Mechanism of cyclic water injection and its application in tight oil reservoirs in Yanchang Oilfield [J].Special Oil & Gas Reservoirs,2018,25(4):134-137.
- [12] 屈雪峰,雷启鸿,高武彬,等.鄂尔多斯盆地长7致密油储层岩心渗吸试验[J].中国石油大学学报:自然科学版,2018,42(2):102-109.
- QU Xuefeng,LEI Qihong,GAO Wubin, et al.Experimental study on imbibition of Chang7 tight oil cores in Erdos Basin[J].Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Sciences,2018,42(2):102-109.
- [13] 吴忠宝,曾倩,李锦,等.体积改造油藏注水吞吐有效补充地层能量开发的新方式[J].油气地质与采收率,2017,24(5):78-83,92.
- WU Zhongbao,ZENG Qian,LI Jin, et al.New effective energy-supplement development method of waterflood huff and puff for the oil reservoir with stimulated reservoir volume fracturing [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2017,24(5):78-83,92.
- [14] 高博,蔡玉川,张鑫,等.锦1-04块热河台油层高含水后期异步注采试验研究[J].石油地质与工程,2013,27(2):50-52.
- GAO Bo,CAI Yuchuan,ZHANG Xin, et al.Experimental study on asynchronous injection-production at late stage of high water cut in Rehetai reservoir of Jin1-04 block [J].Petroleum Geology and Engineering,2013,27(2):50-52.
- [15] 李贻勇.异步注采注水方式在东胜堡潜山的应用[J].石油地质与工程,2011,25(增刊):16-17.
- LI Yiyong.Application of asynchronous injection-production water injection in Dongshengbao Buried Hill [J].Petroleum Geology and Engineering,2011,25(Supplement):16-17.
- [16] 张秀敏,王术珍,王胜刚,等.港东油田一区一断块高含水后期开发的几点做法[J].石油勘探与开发,2000,27(5):84-86.
- ZHANG Xiumin,WANG Shuzhen,WANG Shenggang, et al.Some works done for the efficient development of Gangdong No.1 fault-block at its later stage of high water-cut [J].Petroleum Exploration and Development,2000,27(5):84-86.
- [17] 牛小兵,冯胜斌,尤源,等.致密储层体积压裂作用范围及裂缝分布模式[J].石油与天然气地质,2019,40(3):669-677.
- NIU Xiaobing,FENG Shengbin,YOU Yuan, et al.Fracture extension and distribution pattern of volume fracturing in tight reservoir: An analysis based on actual coring data after fracturing [J].Oil & Gas Geology,2019,40(3):669-677.
- [18] 刘威.缝网体积压裂在大牛地重复压裂中的应用[J].石油化工应用,2020,39(3):9-13.
- LIU Wei.Application of "fracture network" fracturing technique in repeated fracturing wells in Daniudi gasfield [J].Petrochemical Industry Application,2020,39(3):9-13.
- [19] 王飞,齐银,达引朋,等.超低渗透油藏老井宽带体积压裂缝网参数优化[J].石油钻井工艺,2019,41(5):643-648.
- WANG Fei,QI Yin,DA Yinpeng, et al.Optimization of fracture network parameters of the wide zone SRV by old well in ultra low-permeability oil reservoirs [J].Oil Drilling & Production Technology,2019,41(5):643-648.
- [20] 张安顺,杨正明,李晓山,等.超低渗透油藏直井体积压裂改造效果评价方法[J].石油勘探与开发,2020,47(2):409-415.
- ZHANG Anshun,YANG Zhengming,LI Xiaoshan, et al.An evaluation method of volume fracturing effects for vertical wells in low permeability reservoirs [J].Petroleum Exploration and Development,2020,47(2):409-415.

编辑 王星