

引用格式:杜春晖,仇鹤,陈小凡,等.基于数值模拟的流势分析技术在缝洞型油藏开发中的应用[J].油气藏评价与开发,2020,10(2):83-89.

DU C H, QIU H, CHEN X F, et al. Application of flow potential analysis technique based on numerical simulation in the development of fractured-vuggy reservoir[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(2): 83-89.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.02.014

基于数值模拟的流势分析技术在缝洞型油藏开发中的应用

杜春晖¹,仇鹤²,陈小凡²,田亮¹,乐平²,李璐¹,姚俊波¹,魏博²

(1.中国石化西北油田分公司塔河采油二厂,新疆库尔勒 841604;2.西南石油大学石油与天然气工程学院,四川成都 610000)

摘要:油藏中流体所具有的能量决定流体流动方向,为研究缝洞型油藏流体能量分布规律,建立了缝洞型油藏流势理论模型,确定三维流势表征方法。通过单洞底水、单洞边水、双洞底水、双洞边水4种典型缝洞结构的机理模型研究流势变化规律,并确定了5种影响流势调整效果的主控因素,最终结合流势分析技术开展了剩余油挖潜研究。结果表明:单洞底水模型进行流势调整,生产井受效最好;模型水体倍数为决定性因素,水体倍数小于10倍时调流势效果好;排液量越大,对于生产井控水效果越好。提出的数学模型能够真实地反映出地层中流体能量分布变化规律,结合流势分析技术提出了挖潜方案,应用于现场效果明显。

关键词:缝洞型油藏;流势调整;三维流势场;机理模型;塔河油田

中图分类号:TE344

文献标识码:A

Application of flow potential analysis technique based on numerical simulation in the development of fractured-vuggy reservoir

DU Chunhui¹, QIU He², CHEN Xiaofan², TIAN Liang¹, YUE Ping², LI Lu¹, YAO Junbo¹, WEI bo²

(1.No.2 Tahe Oil Production Plant, Sinopec Northwest Oilfield Company, Korle, Xinjiang 841604, China;

2.Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610000, China)

Abstract: The energy of fluid in oil reservoir determines the direction of fluid flow. In order to study the energy distribution of fluid in fractured-vuggy reservoirs, a theoretical model of fluid potential is established, and the 3D fluid potential characterization method is determined. The mechanism models of four typical fractured-vuggy structures, single hole with bottom water, single hole with side water, double hole with bottom water and double hole with side water, are use to study the change rules of flow potential, and five main control factors affecting the flow potential adjustment effect are determined, finally, the research on potential tapping of residual oil was carried out in combination with flow potential analysis. The results show that the adjustment of flow potential for the model of single hole with bottom water make the production wells work best. The model's water multiple is the decisive factor, and the flow potential regulation effect is better when the water multiple is less than 10 times. The greater the discharge, the better the effect of water control for production wells. The proposed fluid potential solving model of fractured and cavern reservoir can truly reflect the changing rules of fluid energy distribution in the actual formation.

Key words: fractured-vuggy reservoir, flow adjustment, 3D potential field, mechanism model, Tahe oilfield

收稿日期:2020-02-07。

第一作者简介:杜春晖(1982—),男,本科,高级工程师,从事油气田开发研究。通讯地址:新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县轮南镇塔河采油二厂,邮政编码:841604。E-mail:guosuhua69@163.com

通讯作者简介:仇鹤(1994—),男,在读硕士研究生,从事油气藏数值模拟研究。通讯地址:四川省成都市新都区西南石油大学,邮政编码:610000。E-mail:2298661062@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);中国石化控递减重大专项“缝洞型油藏扩大水驱规模及改善水驱效果技术研究”(ZDP17003)。

缝洞型碳酸盐岩油藏属于非常规油气藏,其储量规模较大,中国缝洞型碳酸盐岩油藏主要分布在塔里木盆地^[1],塔河油田是国内已发现的规模最大的缝洞型碳酸盐岩油藏,其独特的成藏因素及不规则的流体分布,令其在很多方面都有别于典型的陆相砂岩油藏^[2-8]。随着油藏的持续开发,油藏内油水分布变化较大。许多高产井暴性水淹,酸压、注水替油、注气替油、注水驱油等措施^[9-15]的失效,导致油藏内存在大量剩余油。由于其复杂的流体流动规律,难以适用统一的开发方法,提高采收率措施有限,如何准确的认识流体流动的规律已成为缝洞型油藏开发的难点。

流体势理论最初是由美国地质学家 HUBBERT 引入到石油地质学中^[16-17],通过势能值的大小来确定地下多种流体的分布情况与运动规律,在 HUBBERT 之后,ENGLAND^[18](1987)基于 HUBBERT 的流体势计算公式,对其进行完善,并开始应用于油气的勘探与开发。随后,经过国内外学者的改进,形成了适合特定岩性、特定开发阶段的油藏流体势计算方法^[19-23],并被用于研究油气运移的规律以及剩余油的挖潜。但对于缝洞型碳酸盐岩油藏而言,由于其内流体只通过缝洞流动,流动速度快,流体势分析技术在缝洞型油藏鲜有应用。在之前研究的基础上提出缝洞型油藏流势理论模型,研究其流势变化规律。应用流体势分析技术,通过对油藏中各个开发阶段的流体势进行分析,从而提出具有推广意义的流势分析新方法。

1 油藏流体势理论

1.1 HUBBERT 质量势

最初的油气运移聚集研究是基于流体静态力学,认为流体势处于静态平衡状态之下而进行的运移。HUBBERT 则基于流体静态和动态力学的基础上,将流体势定义为单位质量的流体相对于基准面所具有的总机械能,并用下面的公式表示^[16]:

$$\varphi = gz + \int_0^p \frac{dp}{\rho} + \frac{v^2}{2} \quad (1)$$

式中: φ 为流体势, J/kg; g 为重力加速度, 9.81 m/s²; z 为相对于基准面的距离, m; p 为测点孔隙压力, Pa; ρ 为流体密度, kg/m³; v 为流速, m/s。HUBBERT 势由三部分组成,式(1)中从左到右三项分别代表位能、压能和动能。

1.2 ENGLAND 体积势

油气在地层的运移过程中,除受到重力和水压力的作用外,还受到地层毛细管力的作用, HUBBERT 势的定义中没有反映出毛细管力的作用。为了解决这一问题,ENGLAND 对 HUBBERT 势进行完善,他认为流体势的定义不应该取流体单位质量的势能,而应该是单位体积的流体相对于基准面具有的总机械能即^[18]:

$$\varphi = \rho gz + \rho \int_0^p \frac{dp}{\rho} + \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (2)$$

式中: σ 为两相界面张力, N/m; θ 为油水两相润湿角, °; r 为毛细管半径, m。

式(2)的第一项也是重力引起的位能;第二项同样是流体的压能;而第三项与 HUBBERT 势不同,它代表了由于流体界面张力引起的界面势能或毛细管势能。

2 缝洞型油藏流体势理论模型的建立

缝洞型油藏中流体在地层中仍具有压能与位能,压能项与位能项表达式与 ENGLAND 体积势相同,但其储集体离散分布、非均质性强,用常规的流体势公式描述不合适。在缝洞型碳酸盐岩油藏中,由于基质孔隙度与渗透率极低,流体主要通过裂缝流动,裂缝内流体流动以渗流为主。这种渗流作用大,毛管力对流体流动影响极低,因此可忽略毛管力,在裂缝中流体瞬时速度很大,不能忽略动能对流体势大小的影响。结合前述,缝洞型油藏中的流势可表征为:

$$\varphi = \int_0^z \rho g dz + \int_{p_0}^p dp + \frac{1}{2} \rho v^2 \quad (3)$$

流体势定义中的基准面是可以任意选择的,但为了计算方便,基准面一般选为海平面。

油藏中任意 A、B 两点之间势差为:

$$\Delta\varphi = \varphi_A - \varphi_B = \rho g(z_1 - z_2) + (p_1 - p_2) + \frac{1}{2} \rho(v_1^2 - v_2^2) \quad (4)$$

从(4)式可以看出,两点之间的流体势差分为三部分: A、B 两点的位能差;第二部分为 A、B 两点的压力差;第三部分为两点之间的动能差。

实际油藏中每一点的流体属性有所不同,都具有不同的流体势。数值模拟软件中的油藏模型不是由大量密集的点组成,而是由大量精细的网格组成。同一个网格中各个点流体的属性和物性都相

同,在表征油藏流体势时以网格为基本单位组成三维流体势图。为方便公式计算,每一个网格的密度采取油水的平均密度进行计算,数值模拟软件中流体势表征公式为:

$$\varphi = (s_o \rho_o + s_w \rho_w)gz + p + \frac{1}{2}(s_o \rho_o + s_w \rho_w)v^2 \quad (5)$$

流体势分析技术的基础与前提:缝洞型油藏流势理论模型的建立以及流体势在软件中的三维可视化表征。

3 缝洞型油藏流势调整机理模型研究

在缝洞型油藏流体势表征方法的基础上,充分考虑塔河缝洞型油藏实际地层参数,对缝洞型碳酸盐岩油藏具有的流势调整模式建立机理模型进行研究。分为单洞底水、单洞边水、双洞底水、双洞边水模型,综合考虑不同因素对流势调整的影响,探究出流体势影响生产井生产状况的规律。

3.1 机理模型参数准备

机理模型网格尺寸为5 m×5 m×3 m,设置溶洞初始孔隙度为0.2, x 、 y 、 z 三个方向的渗透率均为 $5\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,裂缝初始孔隙度为0.01, x 、 y 、 z 三个方向的渗透率均为 $1\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,模型中油藏顶深5 600 m。机理模型物性参数如表1所示。图1为4种机理模型结构。

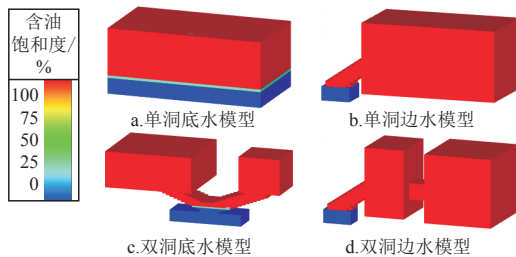


图1 机理模型结构

Fig. 1 Mechanism model structure

3.2 机理模型流体势表征

根据前文所得缝洞型碳酸盐岩油藏流体势计算公式,计算得出模型中各个点不同时间点的流体势

数值,通过tNavigator数值模拟软件对油藏流体势进行三维表征。

3.2.1 单洞底水模型

单洞底水模型流势分布变化如图2所示。P-1井投产,在井底附近形成低势区,溶洞与底水接触部位溶洞底部形成高势区,以海平面为基准面,C点与A点势差维持在 $3.3 \times 10^4 \text{ J/m}^3$,流体在势差作用下向井底流动,随着溶洞内压力降低,C点与B点势差逐渐升高。P-2井投产后,在5:1的排采比例下进行排液生产,P-2井井底大量流体被采出,快速形成低势区,C点与B点形成更高的势差,底水侵入后主要流向P-2井补充能量,P-1井含水率能够有效降低。

3.2.2 单洞边水模型

单洞边水模型流势分布变化如图3所示。P-1井生产同样在井底附近形成低势区,边水比底水能量补充慢,形成低势区范围较大,边水与生产井之间难以形成较大势差,P-2井投产后,溶洞内流体势快速下降,C点与A、B两点势差上升到 $2 \times 10^4 \text{ J/m}^3$,P-2井不断排液,C点与B点势差也逐渐增加,从边部流向生产井P-1井的水量减少,溶洞上部油释放弹性能,达到控水效果。

3.2.3 双洞底水模型

双洞底水模型流势分布变化如图4所示。从流体势剖面分析的P-2井投产前,左边溶洞流势明显低于右边溶洞,井周围流势降低最快,A、B点与C点保持平稳的势差,C点与A点的势差高于C点与B点的势差,势差高出 $8 \times 10^3 \text{ J/m}^3$,流体总是沿着势降低最快方向流动,就是流向势差最大的位置,所以底水通过左边裂缝向左边溶洞流动,几乎与右边溶洞无流量交换。

P-2井投产之后,右边溶洞流势快速降低,C点与A点的势差低于C点与B点的势差,相差 $6 \times 10^3 \text{ J/m}^3$,底水侵入以后向右边溶洞补充能量,C点与B点势差基本保持不变,底水的大量侵入补充能量,C点流势

表1 机理模型物性参数

Table 1 Physical property parameters of mechanism model

地层原油密度/ ($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$)	地层水密度/ ($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$)	原油饱和压力/ MPa	原油 体积系数	原油压缩系数/ MPa^{-1}	地层水 体积系数	地层水黏度/ ($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	地层水压缩系数/ MPa^{-1}	岩石压缩系数/ MPa^{-1}
971	1 147.3	5.39	1.038 2	5.81×10^{-4}	1.02	1.0	6.803×10^{-6}	4.05×10^{-5}

降低, C点与A点的势差降低后保持稳定。

3.2.4 双洞边水模型

双洞边水模型流势分布变化如图5所示。双洞边水模型边水侵入左部溶洞通过中间相连通的裂缝流入右部生产井P-1所在溶洞,生产初期,能量补充不足,右部溶洞内形成明显低势区,边水与生产井底之间最大势差达到 $1.1 \times 10^4 \text{ J/m}^3$ 。随着生产的进行,势差逐渐降低。P-2井投产之后, C点与A点势差进一步降低, C点与B点势差增高,但始终低于C点与A点势差,无法完全抑制边水侵入到生产井。

3.3 流势调整影响因素研究

通过对4种典型缝洞单元机理模型研究,用控制变量法调整每个模型的参数,控制单一变量,模拟分析32种情况下不同因素对流势调整效果的影响,确定水体倍数、水体连通位置、排采比例、排采位置、排

采井距5种因素为影响流势调整效果的主控因素。

如图6所示,根据模型生产井P-1井的受效程度,即含水率降低程度,得出模型水体倍数是影响调流势效果的决定性因素。当水体倍数大于50倍时,边底水对地层能量补充充足,进行流势调整,生产井受效效果差或者为负效;水体倍数小于等于10倍时,生产井含水率大幅降度,调流势效果好,其中单洞底水模型调流势效果最好。排液井排液量越大,对于生产井控水效果越好,由于现场施工工艺限制,排采比例最大到10:1。不同情况下调流势效果如表2所示。

4 利用流势分析技术指导缝洞型油藏开发——以塔河油田为例

4.1 缝洞型油藏流势分析技术

流体势分析技术即分析单元流体势分布的变化规律,预测油水流动方向,并针对低产井采取调流势

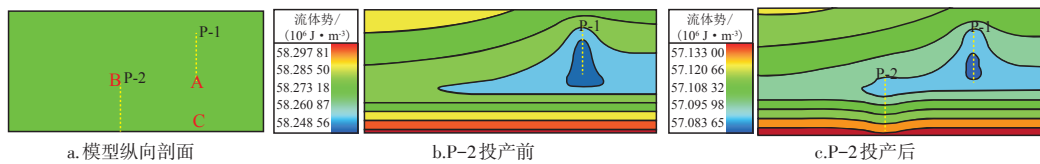


图2 单洞底水模型流势分布

Fig. 2 Flow potential distribution of model for single hole with bottom water

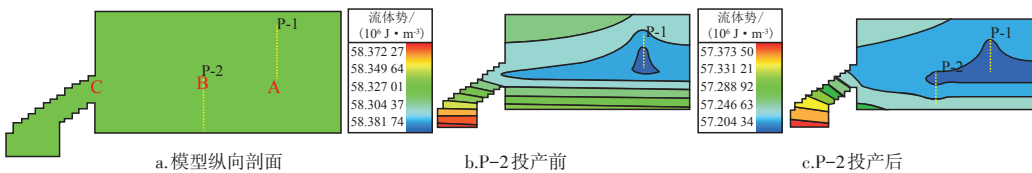


图3 单洞边水模型流势分布

Fig. 3 Flow potential distribution of model for single hole with edge water

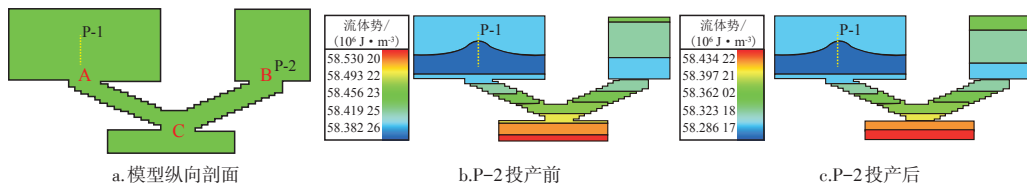


图4 双洞底水模型流势分布

Fig. 4 Flow potential distribution of model for double hole with bottom water

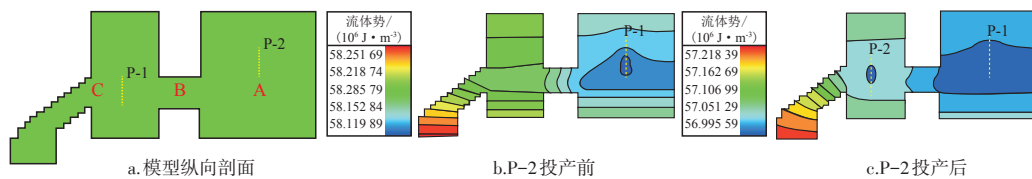


图5 双洞边水模型流势分布

Fig. 5 Flow potential distribution of model for double hole with edge water

表2 流势调整效果影响因素分析
Table 2 Analysis of influencing factors of current potential adjustment effect

水侵方向	模型类型	调流势主控因素					调流势效果
		水体倍数	水体连通位置	排采比例	排采位置	排采井距	
底水	单洞	≤20倍	水体连通远井	3:1~5:1	排低采高	近井部位	见效
		>20倍		>7:1	排低采高		见效
		50倍	水体连通中部	>5:1	排低采高		效果差
		50倍	水体连通近井	5:1			负效
	双洞	≤20倍		3:1~5:1	排低采高		见效
		>20倍		>10:1			效果差
边水	单洞	≤20倍		3:1~5:1	排低采高	近井部位	见效
		>20倍		>7:1			见效
	双洞	≤10倍		3:1~5:1	排低采高		见效
		>10倍		>10:1			效果差

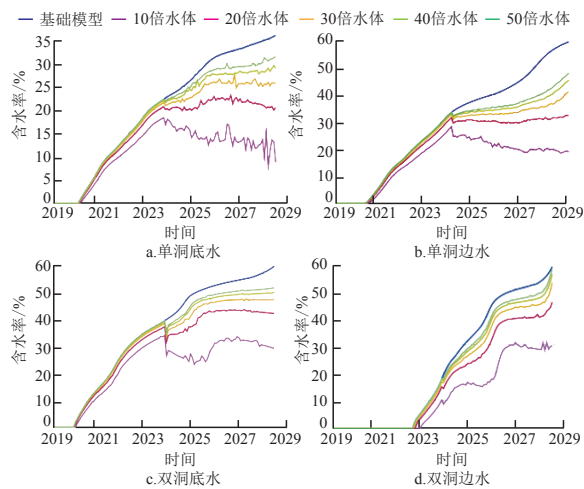


图6 P-1井含水率变化曲线

Fig. 6 Variation curve of water content for well-P-1

措施。如注水、注气、提液、控液等措施,进行“高提、低控、边补”人工调节水侵量,改变势差进而改变水侵量和水侵方向,使低势区剩余油采出。

从整个塔河油田的范围来看,AD4井区位于塔河油田十二区西南部,构造位置是塔里木盆地阿克库勒凸起的西北翼上的AD4隆洼相间区构造上,整体呈西南低东北高的形态^[24]。残丘和洼地呈南北向展布,圈闭面积较大,高点埋深5 415 m,油藏油底5 724 m,油藏平均含油厚度73.7 m,含油面积6.847 km²。该单元于2007年投产,目前单元累产油91×10⁴ t。自TH12545井投产后,单元北部边水向南侵,高产井AD4井含水率达100%,单元总体含水率上升41%,但整体动用程度低,对地下流体流动规律认识不足。本文以缝洞型油藏流体势分析技术为基础对AD4单元三维流体势分布和变化进行研究,确定合理的调流势开发方案,指导后期挖潜实践。图7为AD4井区T₇⁴深度构造。

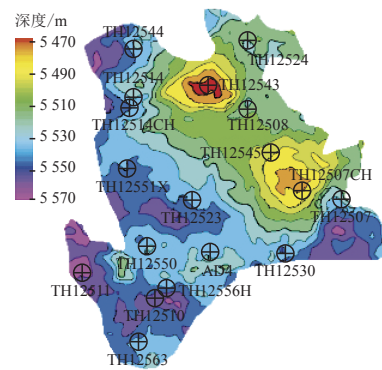


图7 AD4井区T₇⁴深度构造

Fig. 7 Structure depth of T₇⁴ in well area AD4

应用符合缝洞型油藏的流体势计算公式,生成AD4单元各个阶段油藏流体势三维场(图8)。TH12545井投产是整个AD4单元生产过程中的重要节点,对此井投产前后单元流势变化研究具有重要意义。TH12545井投产之前,AD4单元流势呈北高南低分布,单元南北存在3×10⁷ J/m³的巨大势差。

TH12545井投产之后,沟通了单元南北部,在巨大势差作用下,TH12508和TH12507井的大量边水和少部分油流入TH12545井,并通过TH12545井流

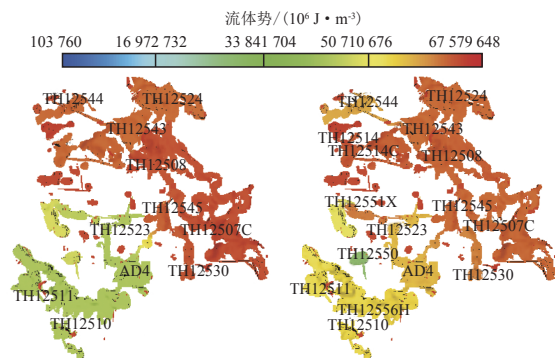


图8 AD4单元流体势分布

Fig. 8 Fluid potential distribution of AD4 unit

入AD4井,流入的水继续向南侵向TH12510井组,导致南部井组含水率快速上升,急需进行流势调整。AD4单元重要生产阶段流体势如图8所示。

根据流势分析,TH12507井所处位置流势为 $6.5 \times 10^7 \text{ J/m}^3$, TH12545井流势为 $5.4 \times 10^7 \text{ J/m}^3$, TH12507井为TH12545井的水侵主要来源,对TH12507井提液;AD4井也需提液降低流体势以减缓边水南侵。数值模拟剩余油挖潜方案:TH12507CH、AD4各排液 $150 \text{ m}^3/\text{d}$,五年内AD4单元累计增油 $18.86 \times 10^4 \text{ t}$,调流势措施增油效果明显。

4.2 典型缝洞单元剩余油挖潜

根据流势分析结果以及数值模拟得出可行方案,进行矿场实践,指导现场开发。

1) TH12507井成功应用

TH12507井为暴性水淹井,井南部有较强水体,属于高势区,TH12545井投产后,在高势差作用下,水大量流向TH12545井导致含水率快速上升,因此对TH12507井进行流势调整,提高排液量,从而降低与TH12545井之间的势差。矿场依托数模模拟成果实施TH12507的提液方案。TH12507井以 $150 \text{ m}^3/\text{d}$ 排液量生产,邻井TH12545、TH12530含水明显下降,日增油 50 t ,已累计增油 $7.2 \times 10^3 \text{ t}$;TH12507CH本井累计抽水 $2.15 \times 10^4 \text{ t}$ 后,本井日产油为 20 t 。

2) AD4井成功应用

AD4井为整个单元的主力高产井,油井底部有弱水体,井附近有大量剩余油。TH12545投产后沟通单元南北通道,在北高南低的势差作用下大量水通过裂缝侵入到AD4井底,见水后含水率快速上升,AD4井水淹含水率 100% 。选取AD4井为调流势井,提高排液量以降低井底周围流势,减少边水向南部TH12510井组水侵量,同时AD4井油井上部储层释放弹性能,流势高于井底流势,有利于AD4井的剩余油采出。现场下入大泵提液生产,AD4井以 $100 \text{ m}^3/\text{d}$ 排液量生产,邻井TH12545含水率下降至 0 ,TH12510含水率下降 40% ,AD4本井见油,含水率稳定在 70% ,日增油 30 t ,TH12545和TH12510井合计日增油 25 t ,截至2020年2月1日,AD4单元已累计增油 $0.87 \times 10^4 \text{ t}$ 。

5 结论

1) 研究提出了适用于缝洞型碳酸盐岩油藏的

流体势表征理论模型;研究认为缝洞型油藏流体势应包括位能、压能、动能;研究流体势实际上是研究两点之间流体势差,流体总是自发的从高势区流向低势区。

2) 确定了5种影响流势调整的主控因素,其中水体倍数是影响调流势效果的决定性因素。明确了调流势原则:即生产井水体倍数通常为小于10倍的弱边底水,且对水侵方向认识清楚时,可选其水侵通道的“过路井”为调流势井,通过“过路井”提液排液生产;过路井排液比例越大,生产井受效越好。

3) AD4单元流势调整挖潜方案结果表明,受效井含水率降低 30% ,单元五年累计增油 $18.86 \times 10^4 \text{ t}$,可取得显著的挖潜效果,本研究形成了一套基于数值模拟的流势分析技术,此分析方法可推广应用于同类缝洞型碳酸盐岩油藏。

参考文献

- [1] 金强,田飞,张宏方.塔河油田岩溶型碳酸盐岩缝洞单元综合评价[J].石油实验地质,2015,37(3):272-279.
JIN Q, TIAN F, ZHANG H F. Comprehensive evaluation of fracture-cave units in karst carbonates in Tahe Oilfield, Tarim Basin[J].Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(3): 272-279.
- [2] 荣元帅,胡文革,蒲万芬,等.塔河油田碳酸盐岩油藏缝洞分隔性研究[J].石油实验地质,2015,37(5):599-605.
RONG Y S, HU W G, PU W F, et al. Separation of fractures and cavities in carbonate reservoirs in the Tahe Oil Field[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(5): 599-605.
- [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] 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
- [5] 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.
- [6] 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.
- [7] 肖阳,何文,罗慎超,等.缝洞单元类型快速识别方法[J].油气地质与采收率,2018,25(6):120-126.
XIAO Y, HE W, LUO S C, et al. A fast recognition method of fractured-vuggy unit type[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(6): 120-126.
- [8] 朱桂良,孙建芳,刘中春.塔河油田缝洞型油藏气驱动用储量计算方法[J].石油与天然气地质,2019,40(2):436-442.
ZHU G L, SUN J F, LIU Z C. An approach to calculate developed reserves in gas drive fractured-vuggy reservoirs in Tahe oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(2): 436-442.
- [9] 彭松,郭平.缝洞型碳酸盐岩凝析气藏注水开发物理模拟研究[J].石油实验地质,2014,36(5):645-649.
PENG S, GUO P. Physical simulation of exploiting fractured-vuggy carbonate gas condensate reservoirs by water injection[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(5): 645-649.
- [10] 苏伟,侯吉瑞,赵腾,等.缝洞型碳酸盐岩油藏CO₂单井吞吐生产特征及影响因素[J].油气地质与采收率,2017,24(6):108-113.
SU W, HOU J R, ZHAO T, et al. Production performance and influencing factors of CO₂ huff and puff in the carbonate fractured-cavity reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(6): 108-113.
- [11] 赵凤兰,席园园,侯吉瑞,等.缝洞型碳酸盐岩油藏CO₂注入方式及部位优化[J].油气地质与采收率,2017,24(2):67-72.
ZHAO F L, XI Y Y, HOU J R, et al. Optimization of injection manners and injection positions of CO₂ huff and puff in fractured-vuggy carbonate reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(2): 67-72.
- [12] 王连山,陈军,程汉列.塔中缝洞型碳酸盐岩凝析气藏气油比变化及见水预警[J].石油地质与工程,2017,31(2):94-96.
WANG L S, CHEN J, CHENG H L. Gas-oil ratio change and water breakthrough warning of condensate gas reservoir in fractured-vuggy carbonate reservoirs[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2017, 31(2): 94-96.
- [13] 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.
- [14] 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.
- [15] 吕铁.缝洞型油藏注氮气吞吐参数优化研究[J].特种油气藏,2018,25(5):119-124.
LYU T. Nitrogen huff-puff parameter optimization in fracture-cavity reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(5): 119-124.
- [16] HUBBERT M K. The theory of ground water motion[J]. Journal of Geology, 1940, 48(8): 785-944.
- [17] HUBBERT M K. Entrapment of petroleum under hydrodynamic condition[J]. AAPG Bull, 1953, 37(8): 1954-2026.
- [18] ENGLAND W A, MACKENZIE A S, MANN D M, et al. The movement and entrapment of petroleum fluids in the subsurface[J]. Journal of the Geological Society, 1987, 144: 327-347.
- [19] ZAWISZA L K, DYLAG- WOJNA E, SMULSKI R J. Hydrodynamic conditions of hydrocarbon migration and accumulation exemplified by the Pomorsko, Czerwiensk, and Zarnowiec Oil Fields, Poland[C]// paper IPTC- 10925- MS presented at the International Petroleum Technology Conference, 21-23 November 2005, Doha, Qatar.
- [20] 刘劲歌,樊洪海,冯德永,等.一种三维地层流体势的计算方法及其应用[J].油气地质与采收率,2014,21(3):41-44.
LIU J G, FAN H H, FENG D Y, et al. A kind of calculation method and its application on three-dimension fluid potential [J]. Petroleum geology and recovery factor, 2014, 21(3): 41-44.
- [21] 赵俊威,徐怀民,何翠,等.基于开发流体势场的低渗透层剩余油分布研究[J].中国科技论文,2016,11(15):1693-1698.
ZHAO J W, XU H M, HE C, et al. Research on remaining oil distribution in low permeability reservoir based on development fluid potential field[J]. China science and technology paper, 2016, 11(15): 1693-1698.
- [22] 赵俊威,徐怀民,江同文,等.基于开发流体势的蚁群算法在优势渗流通道预测中应用[J].高校地质学报,2016,22(3):555-562.
ZHAO J W, XU H M, JIANG T W, et al. The application of ant colony algorithm based on the theory of development fluid potential in predicting preponderance flow path[J]. Acta Geologica Sinica, 2016, 22(3): 555-562.
- [23] 赵俊威,徐怀民,徐朝晖,等.中高渗油藏开发流体势对剩余油分布控制机理[J].中国矿业大学学报,2016,45(3):535-543.
ZHAO J W, XU H M, XU Z H, et al. Controlling mechanism on remaining oil distribution by development fluid potential in middle-high permeability reservoir[J]. Journal of China university of mining and technology, 2016, 45(3): 535-543.
- [24] 谭亦然.塔河缝洞型油藏AD4井区井间连通性研究[D].成都:西南石油大学,2016.
TAN Y R. Study on interwell connectivity in AD4 well area of Tahe fractured reservoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.

(编辑 徐佩)