

引用格式:刘丽娜,印婷,郑小杰,等.塔河油田强底水凝析气顶油藏地面产量劈分的新方法[J].油气藏评价与开发,2020,10(2):65-70.

LIU L N, YIN T, ZHENG X J, et al. A new method to ground production split of condensate gas cap reservoirs with strong bottom water in Tahe Oilfield[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(2): 65-70.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.02.011

塔河油田强底水凝析气顶油藏地面产量劈分的新方法

刘丽娜,印婷,郑小杰,马新平,刘蕊,谢爽

(中国石化西北油田分公司勘探开发研究院,新疆乌鲁木齐830011)

摘要:塔河油田强底水凝析气顶油藏是由气顶、油层及大底水组成的砂岩油气藏,在开发过程中,因气顶和底油采出不平衡,导致气窜或油窜,开发效果较差。针对塔河油田T区块块状底水气顶油藏的实际生产状况,综合考虑生产过程中气油比与密度的变化,探索了一种劈分气顶、油藏地面产量的新方法——单井生产阶段综合劈分法,应用此方法分别计算了气顶油藏的原油、凝析油、凝析气、溶解气的采收率,分别为12.28%、22.96%、29.75%、12.05%,将计算结果与国内外同类油气藏相比较,认为比较符合该类油藏的开发特点,而且现场操作较为简单。通过气顶油藏采收率的计算,了解气顶、油藏的开发状况,及时发现开发中存在的问题及区块的开发潜力,以便于更合理地开发气顶油藏。

关键词:凝析气顶油藏;原油;凝析油;凝析气;溶解气;产量劈分

中图分类号:TE357

文献标识码:A

A new method to ground production split of condensate gas cap reservoirs with strong bottom water in Tahe Oilfield

LIU Lina, YIN Ting, ZHENG Xiaojie, MA Xinping, LIU Rui, XIE Shuang

(Research Institute for Exploration and Development, Sinopec Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

Abstract: The strong bottom water condensate gas cap reservoirs in Tahe Oilfield is the sandstone reservoir composed of gas cap, oil reservoir and large scale of bottom water. In the process of development, gas channeling or oil channeling exists due to the uneven production of gas cap and bottom oil, and the development effect is poor. According to the actual production situation of gas cap reservoirs with massive bottom water in block T of Tahe oilfield, and considering the gas-oil ratio and density changes in the production process, a new method to split gas cap and reservoir ground production, integrated splitting method for single-well production stage, is explored. By this method, recovery rates of crude oil, condensate, condensate gas and dissolved gas in gas cap reservoirs are calculated, which are 12.28%, 22.96%, 29.75% and 12.05%, respectively. The calculated results are compared to that of the similar reservoirs at home and abroad, and it is found that they are matching the development characteristics of such reservoirs, and the field operation is relatively simple. Through the calculation of the oil recovery for the gas cap reservoirs, the development status is understood, and the problems existing in the development and the development potential of the block are timely discovered, so as to develop gas cap oil reservoir more reasonably.

Key words: condensate gas cap reservoir, crude oil, condensate oil, condensate gas, solution gas, production split

强底水凝析气顶油藏是由气顶、油层和底水组成的一种较为特殊的油气藏类型,开发过程中油气产量的变化与采取的开发方式关系密切,例如初期先生产气顶,呈现出气藏开发特征,如果初期生产底部的油层,则表现为油藏开发特征。随着开发的深

入,地层压力下降,会引起油气界面的变化^[1-2],出现不同程度的油窜或者气窜,造成油气资源的损失,影响油井的产能及油气的最终采收率^[3-6]。气顶油藏的开发效果受开发方式的影响较大,从保持地层压力角度来看,目前主要开发方式有3种:保持压力开采、

收稿日期:2019-09-27。

第一作者简介:刘丽娜(1971—),女,硕士,高级工程师,从事油藏工程及提高采收率研究。通讯地址:新疆乌鲁木齐市新市区长春南路466号中国石化西北油田分公司勘探开发研究院,邮政编码:830011。E-mail:hnytyjlln@sina.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)。

部分保持压力开采和衰竭式开采^[7-14]。因衰竭式开采成本低、易操作,尤其在强底水油气藏的开发中,因其压力保持程度较高,故该方法在开发中得到了广泛应用。

在强底水气顶油藏衰竭开采过程中,按照开采油气的先后顺序可分为3种方式:先采气后采油,油气同步开采,先采油后采气。矿场开发效果统计表明,对于该类油藏,先采油后采气方式油藏的采收率最高,其次是油气同步开采,采收率最低的是先采气后采油。无论采用哪一种开发方式,受生产压差的影响,都存在气顶向油区或原油向气区窜流的现象^[15-17],导致原油与凝析油以混合物形式一起产出至地面。因此,在该类型油藏开发及管理,合理的劈分原油与凝析油的地面产量,分析气顶与油藏的动用状况,及时发现开发中存在的问题,对改善该类油藏的开发效果和采收率具有重要意义^[14]。

1 产量劈分方法

凝析气顶油藏的产量劈分方法相对较少,目前主要有原油密度劈分法与气油比劈分法。余元洲等采用原油密度法劈分气顶、油藏的油产量,基本原理就是利用原油与凝析油之间的密度差异,先确定原油在混合油所占的体积比例系数,进而确定原油的产量^[18],该方法的优点是计算方法简单,但是需要较多的地面油密度分析数据支持。傅英等采用气油比劈分法进行产量劈分也取得了较好效果^[9],即先计算凝析气的阶段产量,再计算溶解气阶段产量,根据凝析油与原油的气油比分别计算出凝析油的阶段产量与原油的阶段产量。气油比法的优点是资料数据丰富,容易获得;缺点是使用要求有气顶凝析气PVT(即地层流体的高压物性)分析资料、非连续相驱油试验数据,以及各油气井生产动态资料,要求资料多,尤其是非连续相驱油试验数据压力,并非每个区块都有,此外,地层静压数据如果较少,会影响计算的精度,使用起来不太方便。因此,该文在上述两种劈分方法的基础上,提出了一种新方法,即单井生产阶段综合劈分法。

1.1 油气井生产阶段的划分

强底水凝析气顶油藏因具有较强的底水,衰竭时开采地层压力仍能保持在饱和压力附近。因此,该文仅讨论原油在地层中基本未脱气的情况。单井

生产阶段综合劈分法即在进行凝析气顶油藏油、气产量劈分之前,首先需要判断油(气)井是否已发生气(油)窜。根据气顶油藏的实际开发状况,因气藏与油藏单采时的生产气油比差距较大,当发生气窜或者油窜的时候,单井的生产气油比、产出油地面密度一般会有明显变化。根据生产气油比的变化情况,结合气顶、油藏PVT资料中的单次脱气气油比值、生产井产出油(即混合油)的地面密度值,对气顶油藏油井的生产阶段进行划分。一般油井可分为2~3个阶段,例如先开发气顶的区块,可划分为凝析气生产阶段、混合生产阶段、原油生产阶段或者多个生产阶段,在油井进入中高含水期后,产出油密度测试数据减少,这个阶段可参考气油比变化对生产阶段进一步确认。在进行产量劈分之前,需要对区块所有井开展生产阶段的划分工作,以确定每口井所经历的生产阶段。

1.2 凝析油地面密度与原油地面密度的确定

如果生产井中有可以代表凝析气和原油的PVT资料,可以用其油罐油密度作为凝析油、原油的地面密度;如果没有,可以在单井生产阶段划分的基础上,取所有单井凝析油生产阶段的地面油密度平均值作为凝析油的地面密度,取所有单井原油生产阶段的地面油密度平均值作为原油的地面密度。

1.3 不同生产阶段产量劈分的方法

对于没有发生气(油)窜的生产井,处于原油生产阶段或者凝析气生产阶段,则按照气藏开采或者油藏开采的单一状态归属油气产量,不用劈分;对于已发生气窜或油窜的生产井,根据其所处生产阶段进行产量劈分,主要是对混合生产阶段的产量进行劈分,后期生产井进入原油生产阶段后产量归属于原油产量。混合生产阶段的产量主要利用原油密度法进行劈分,混合油的地面密度即为混合生产阶段的地面产出油密度,井口取样做原油分析即可获得,该数据为现场管理常用数据,一般定期检测。

在进行凝析气顶油藏产量、气顶产量劈分之前,需要分析地层压力与凝析气的露点压力、原油饱和压力的高低,该文分以下2种情况进行讨论。

1)地层压力高于或等于露点压力,凝析气的气油比为常数。混合生产阶段的产量劈分具体计算步骤如下。

首先利用式(1)计算出原油的阶段体积,再利用

式(2)计算出凝析油的阶段体积产量,利用式(3)计算凝析气的阶段产量,再利用式(4)计算溶解气的阶段产量:

$$V_o^o = V_o^m \times (\rho_m - \rho_c) / (\rho_o - \rho_c) \quad (1)$$

$$V_o^c = V_o^m - V_o^o \quad (2)$$

$$V_g^c = V_o^c R_o^c \quad (3)$$

$$V_g^s = V_g^m - V_g^c \quad (4)$$

式(1)一式(4)中: V_o^o 为原油地面产量, m^3/mon ; V_o^m 为井混合生产阶段产出油地面产量, m^3/mon ; ρ_m 为井混合生产阶段产出油地面密度, g/cm^3 ; ρ_c 为凝析油地面密度, g/cm^3 ; ρ_o 为原油地面密度, g/cm^3 ; V_o^c 为凝析油地面产量, m^3/mon ; V_g^c 为凝析气地面产量, m^3/mon ; R_o^c 为凝析气油比, m^3/t ; V_g^s 为溶解气地面产量, m^3/mon ; V_g^m 为井混合生产阶段产出气地面产量, m^3/mon 。

2) 地层压力高于或等于饱和压力, 原油的溶解气油比为常数。混合生产阶段的产量劈分具体计算步骤如下。

首先利用式(1)计算出原油的地面阶段产量, 利用式(5)计算溶解气的阶段产量; 再利用式(2)计算出凝析油的阶段产量, 利用式(6)计算凝析气的阶段产量。

$$V_g^s = V_o^o R_o^s \quad (5)$$

$$V_g^c = V_g^m - V_g^s \quad (6)$$

式中: R_o^s 为溶解气油比, m^3/t 。

1.4 计算产量劈分结果

根据单井阶段划分结果, 在混合阶段产量劈分之后, 对单井各阶段产量求和即可得到单井的凝析油、凝析气、原油、溶解气产量。对所有井的凝析油、凝析气、原油、溶解气产量求和, 即可得到气顶、油藏的油、气累计产量。

2 计算实例

T 区块为带强底水的凝析气顶油藏, 地层温度为 $98\text{ }^\circ\text{C}$, 原始地层压力为 46.1 MPa , 气顶指数为 1.09 , 为大气顶的油藏。两口井分别取得了合格的凝析气、原油 PVT 资料, 气顶露点压力为 45.4 MPa , 地露压差为 0.7 MPa , 生产气油比为 $1\ 939\text{ m}^3/\text{m}^3$, 油罐油密度为 $0.753\text{ g}/\text{cm}^3$ ($20\text{ }^\circ\text{C}$), 油藏饱和压力为 45.04 MPa , 单次脱气气油比为 $205\text{ m}^3/\text{m}^3$ 。

该区块先后有 16 口井投入开发, 完全依靠天

然能量进行开采。2005 年 9 月的第一口井 A 油井位于油气藏构造高部位, DST 测试获得了日产油为 76.0 m^3 , 日产气为 $163\ 800\text{ m}^3$ 的高产油气流, 气油比为 $2\ 155\text{ m}^3/\text{m}^3$, 具有明显的气藏生产特征。2006 年 2 月投产的 B 井日产油为 59.0 m^3 , 日产气为 $12.2 \times 10^4\text{ m}^3$, 气油比为 $2\ 877\text{ m}^3/\text{m}^3$; 2014 年, 该井生产气油比迅速下降至 $331\text{ m}^3/\text{m}^3$, 原油密度则从 $0.753\text{ g}/\text{cm}^3$ 上升至 $0.855\text{ g}/\text{cm}^3$, 说明该油井已发生了明显的油窜。同时, 2006 年至 2007 年投产的第一批井在生产一段时间后, 产出油密度基本由 $0.75\text{ g}/\text{cm}^3$ 左右上升至 $0.82\text{ g}/\text{cm}^3$ 以上, 由此说明, 同期生产井具有类似的油窜生产特征。

2011 年 7 月投产的 C 井日产油为 30.7 m^3 , 日产气为 $6\ 664\text{ m}^3$, 气油比为 $217\text{ m}^3/\text{m}^3$, 表现出明显的油藏特征。生产井在油窜之后, 含水快速上升, 油气产量迅速下降, 开发效果明显变差。

因该区块油气藏下部具有较强的底水, 地层压力保持较高水平, 长期开采后, 目前地层压力仍保持饱和压力 (45 MPa) 左右。如果没有底水, 衰竭式开采后期压力下降会导致原油脱气, 情况就更为复杂。该文仅讨论地层原油基本未脱气的情况, 产量劈分步骤如下。

1) 单井生产阶段划分

根据气油比变化, 结合产出油的密度变化, 对该油气藏每口井生产曲线进行了生产阶段的划分 (图 1), 划分出凝析气生产阶段、混合生产阶段与原油生产阶段。

2) 确定凝析油、原油密度

参考 PVT 分析资料, 根据单井的生产阶段划分情况, 取所有生产井凝析气生产阶段产出油密度的平均值为区块凝析油密度; 取所有生产井原油生产阶

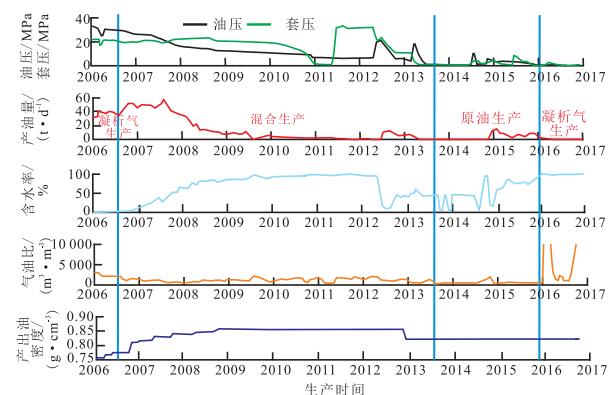


图 1 B 井生产阶段划分

Fig. 1 Division of production stage of well-B

段的原油密度的平均值作为油藏原油密度。计算得到凝析油密度为 0.763 g/cm^3 ,原油密度为 0.860 g/cm^3 。

3) 混合生产阶段产量劈分

该区块原始地层压力高于凝析气的露点压力和原油的饱和压力,原油的饱和压力略低于凝析气的露点压力,应用密度分析法对每口井混合生产阶段的油、气产量进行劈分计算。即首先利用式(1)计算单井混合生产阶段的原油阶段产量,利用式(2)计算出混合生产阶段的凝析油阶段产量,其次优先选择计算溶解气产量,利用式(5)计算溶解气的阶段产量,利用式(6)计算出凝析气的阶段产量。

4) 单井累计产量的劈分

根据生产井生产阶段的划分情况,把单井凝析气生产阶段的产量、混合生产阶段劈分的凝析气、凝析油产量加起来,分别得到单井凝析气、凝析油累计产量;把单井混合生产阶段劈分的原油、溶解气产量与原油生产阶段的原油、溶解气产量加起来,得到单井的原油、溶解气累计产量。例如B井计算参数及结果见表1。

5) 区块总产量的劈分与采收率的确定

分别把区块所有单井不同生产阶段凝析气、凝析油、原油、溶解气的产量加起来得到区块的阶段凝析气、凝析油、原油、溶解气产量。把所有单井的凝析气、凝析油、原油、溶解气的累计产量加起来得到区块的凝析气、凝析油、原油、溶解气的累计产量。该区块属于中孔、高渗砂岩油气藏,应用同类水驱气藏类比法与陈元千等统计的国内水驱砂岩油田相关经验公式法、产量递减法分别计算了原油、凝析油、凝析气、溶解气的采收率,计算结果见表2。对比显示,区块递减法计算的采收率偏低。主要原因为同

等孔渗的油藏或者气藏,其采收率均较高,但是气顶油藏的开发方式对开发效果的影响较大。因此,现场一般采用产量递减法测算油藏实际的采收率。该区块采用的是先采气后采油的开采方式,所以采收率偏低。根据阶段产量劈分结果,利用产量递减法计算得到T区块的凝析气采收率为29.75%,凝析油采收率为22.96%,原油和溶解气的采收率分别为12.28%和12.05%。

表2 T区块不同方法计算的采收率数据
Table 2 Recovery data calculated by different methods in Block-T

储层类型	流体类型	类比法	经验公式法	递减法	%
砂岩	凝析气	45.0 ~ 85.0	66.30	29.75	
砂岩	凝析油	22.0 ~ 39.0	30.3 ~ 32.4	22.96	
砂岩	原油		38.30	12.28	
砂岩	溶解气			12.05	

3 计算结果

根据该方法计算了T区块凝析气、凝析油、原油、溶解气的采收率,与国内外同类油田相比,受其先采气后采油开发方式的影响,整体采收率相对偏低,但原油采收率与同类油田接近,凝析气与凝析油采收率较低,结果基本合理,气顶后期的开发调整潜力更大(表3)。

4 凝析气顶油藏中高含水期开发对策

从表3中可以看出,塔河油田T区块凝析气顶油藏开发进入中高含水期后,无论是气顶还是油层,采

表1 B井采用综合劈分法劈分地面产量数据

Table 1 Ground production data of well-B by comprehensive splitting method

年度	$\rho_l / (\text{g} \cdot \text{cm}^{-3})$	$\rho_g / (\text{g} \cdot \text{cm}^{-3})$	$\rho_{nl} / (\text{g} \cdot \text{cm}^{-3})$	$GOR / (\text{m}^3 \cdot \text{m}^{-3})$	$V_g^m / 10^4 \text{ m}^3$	$V_o^m / 10^4 \text{ m}^3$	$V_g^c / 10^4 \text{ m}^3$	$V_o^c / 10^4 \text{ m}^3$	$V_g^d / 10^4 \text{ m}^3$	单井生产阶段划分
2006	0.860	0.763	0.777 0	1791	1.78	0.19	33	1.59	3 152	凝析气—混合生产
2007	0.860	0.763	0.828 6	884	2.07	1.39	238	0.68	1 591	混合生产
2008	0.860	0.763	0.846 8	726	0.83	0.69	119	0.13	481	混合生产
2009	0.860	0.763	0.855 1	1 198	0.31	0.29	50	0.02	289	混合生产
2010	0.860	0.763	0.854 5	1 247	0.12	0.11	19	0.01	126	混合生产
2011	0.860	0.763	0.853 9	1 568	0.04	0.03	6	0.00	29	混合生产
2012	0.860	0.763	0.850 9	1 022	0.23	0.21	36	0.02	183	混合生产
2013	0.860	0.763	0.823 3	600	0.11	0.07	12	0.04	56	混合生产
2014	0.860	0.763		237	0.06	0.06	14	0.00	0	原油生产
2015	0.860	0.763		227	0.31	0.31	70	0.00	0	原油生产
2016	0.860	0.763		2 252	0.03	0.00	0	0.03	67	凝析气生产
合计					5.88	3.36	598	2.53	5 974	

表3 利用单井生产阶段综合劈分法计算区块采收率与同类油气藏对比

Table 3 Comparison between block recovery calculated by single-well production stage integrated splitting method and that of Similar Reservoirs

区块名称	采收率/%				备注
	凝析气	凝析油	原油	溶解气	
塔河油田T区块	29.75	22.96	12.28	12.05	先采气,衰竭开采,目前含水90%
板桥板中板二凝析气藏	47.90	31.90	12.84		先采气,衰竭开采采收率
濮城西区沙二上凝析油气藏	51.20		16.00		先采油,地层压力为10 MPa时
西塞门特油气田(美)	69.70		13.40		先采气,衰竭开采采收率
卡拉达克VII凝析气藏(苏)	95.00	42.50	10.00		先采气,最终采收率
斯捷普诺夫凝析气田(苏)	83.00		16.00		先采油,开发晚期

收率均较低,说明地下仍有大量的剩余油气存在,但是开发难度加大。数值模拟研究表明,采用循环注气是提高该类型油气藏采收率较为有效的方法,包括注入采出气、甲烷或CO₂^[20]。

5 结论

1) 矿场实践应用表明:强底水气顶油藏的地层压力保持程度较高,在原油饱和和压力附近;利用单井生产阶段劈分法计算强底水气顶油藏凝析气顶、油藏的油、气产量是可行的,且所用数据易于获得,矿场操作较为便捷。

2) 用新方法计算T区块原油采收率为12.8%,凝析气采收率为29.75%,结果与国内外同类油藏相比,符合该类油藏的开发规律,为计算气顶油藏、带油环的凝析气藏上气下油的最终采收率及可采储量提供可靠的依据,也为同类油藏的开发效果评价和开发调整研究提供基础支撑。

参考文献

- [1] 张安刚,范子菲,宋珩,等.计算凝析气顶油藏油气界面移动距离的新方法[J].油气地质与采收率,2015,22(1):102-105.
ZHANG A G, FAN Z F, SONG H, et al. A new computing method of moving range of the oil-gas contact in oil reservoir with condensate gas cap[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1): 102-105.
- [2] 刘维霞,吴义志,李文静,等.断块油藏气顶-边水双向驱油藏筛选标准[J].特种油气藏,2016,23(1):104-108.
LIU W X, WU Y Z, LI W J, et al. Screening criteria of gas cap-edge water drive fault block oil reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(1): 104-108.
- [3] 曹海丽,张祥忠,陈礼.小油环大气顶油藏高效开发及稳产策略[J].特种油气藏,2016,23(3):97-101.
CAO H L, ZHANG X Z, CHEN L. Efficient development and production maintenance measures of reservoir with little oilring and large gas-cap[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(3): 97-101.
- [4] 房娜,刘宗宾,吕坐彬,等.大气顶油藏气窜规律与全寿命开发策略[J].特种油气藏,2018,25(3):117-121.
FANG N, LIU Z B, LU Z B, et al. Gas channeling pattern and full-life development strategy for oil reservoir with large gas-cap[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(3): 117-121.
- [5] 刘佳,程林松,范子菲,等.气顶油藏屏障注水数值模拟[J].成都理工大学学报(自然科学版),2018,45(5):559-564.
LIU J, CHENG L S, FAN Z F, et al. Study on numerical simulation of barrier waterflooding for gas cap reservoir[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2018, 45(5): 559-564.
- [6] 葛丽珍,李傲,孟智强,等.气顶边水窄油环水平井生产压差调控实验研究[J].石油钻探技术,2019,47(1):90-95.
GE L Z, LI A, MENG Z Q, et al. Experimental study on the draw-down pressure control of horizontal wells with gas-cap/edge water narrow oil rims[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(1): 90-95.
- [7] 胡中琴,肖宗伟.带油环凝析气藏衰竭式开发的动态特征[J].中国海上油气(地质),1992,6(1):39-44.
HU Z Q, XIAO Z W. Performance of gas condensate reservoirs with oil rim under depletion[J]. China Offshore Oil and Gas (Geology), 1992, 6(1): 39-44.
- [8] KOLBIKOV S V. Peculiarities of thin oil rim development[C]// paper SPE-160678-MS presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, 16-18 October 2012, Moscow, Russia.
- [9] EL GAZAR A L, ALKLIH M Y, SUMAIDAA S A B, et al. Field development and optimization plan for compartmentalized oil rim reservoir[C]// paper SPE-177659-MS presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 9-12 November 2015, Abu Dhabi, UAE.
- [10] 童凯军,赵春明,张迎春,等.大气顶窄油环油藏屏障注水开发技术适应性研究[J].天然气地球科学,2011,22(3):566-570.
TONG K J, ZHAO C M, ZHANG Y C, et al. Adaptability and development suggestion of barrier water flooding for reservoir with big gas cap and thin oil-ring[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(3): 566-570.
- [11] 范子菲,程林松,宋珩,等.气顶油藏油气同采条件下流体系面移动规律[J].石油勘探与开发,2015,42(5):624-631.
FAN Z F, CHENG L S, SONG H, et al. Fluid interface moving

- for the concurrent production of gas cap and oil rim of gas cap reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(5): 624-631.
- [12] 廉培庆,李琳琳,程林松,等.气顶边水油藏剩余油分布模式及挖潜对策[J].*油气地质与采收率*,2012,19(3):101-103.
LIAN P Q, LI L L, CHENG L S, et al. The nodes of remaining oil and development strategies in gas cap and edge water reservoir[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2012, 19(3): 101-103.
- [13] 王月杰,聂玲玲,杨庆红,等.气顶边水油藏水平井开发可行性分析及产能评价[J].*油气井测试*,2013,22(6):8-13.
WANG Y J, NIE L L, YANG Q H, et al. Analysis of horizontal well- development and productivity evaluation in gas cap & edge water drive reservoir[J]. *Well Testing*, 2013, 22(6): 8-13.
- [14] 窦松江,冯小宁,李炼民.尼日尔G油田气顶油气藏开发策略研究[J].*非常规油气*,2015,2(5):34-37.
DOU S J, FENG X N, LI L M. Development strategy for gas cap reservoirs in Niger G Oilfield[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2015, 2(5): 34-37.
- [15] 朱志强,李云鹏,葛丽珍,等.气顶底水油藏水平井垂向位置确定模型及应用[J].*石油钻探技术*,2016,44(5):104-108.
ZHU Z Q, LI Y P, GE L Z, et al. The model and application in determining the vertical position of horizontal well in gas cap and bottom water reservoirs[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2016, 44(5): 104-108.
- [16] 葛丽珍,孟智强,朱志强,等.气顶边水油藏初期合理采油速度三维物理模拟实验[J].*中国海上油气*,2019,31(6):99-105.
GE L Z, MENG Z Q, ZHU Z Q, et al. Three- dimensional physical simulation experiment of reasonable initial oil recovery rate for the gas cap/edge water reservoirs[J]. *China Off-Shore Oil and Gas*, 2019, 31(6): 99-105.
- [17] 赵伦,赵晓亮,宋珩,等.凝析气顶油藏气顶气窜研究[J].*油气地质与采收率*,2010,17(4):77-79.
ZHAO L, ZHAO X L, SONG H, et al. Gas breakthrough research of condensate gas- cap reservoir- case of Zanarol reservoir[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2010, 17(4): 77-79.
- [18] 余元洲,李宝荣,杨广荣,等.凝析气顶油藏油气产量的计算方法探讨[J].*石油勘探与开发*,2001,28(1):60-62.
YU Y Z, LI B R, YANG G R, et al. An approach to the calculation of hydro- carbon output of condensate gas cap reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2001, 28(1): 60-62.
- [19] 傅英,王惠芝,王书彬,等.凝析气藏黑油产量劈分方法[J].*石油地质与工程*,2012,26(4):65-67.
FU Y, WANG H Z, WANG S B, et al. Production split method of heavy oil in condensate gas reservoir[J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2012, 26(4): 65-67.
- [20] 余华杰.海上高含CO₂高含凝析油气顶油藏提高采收率研究[J].*油气井测试*,2016,25(2):10-17.
YU H J. Research on enhancing oil recovery for gas cap reservoir with high CO₂ and condensate oil & gas on the sea[J]. *Well Testing*, 2016, 25(2): 10-17.

(编辑 李青)

(上接第59页)

- [13] 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.
- [14] 郑松青,崔岳岳,牟雷.缝洞型油藏物质平衡方程及驱动能量分析[J].*特种油气藏*,2018,25(1):64-67.
ZHENG S Q, CUI S Y, MU L. Material balance equation and driving energy analysis of fracture- cave oil reservoir[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2018, 25(1): 64-67.
- [15] 尹洪军,邢翠巧,计秉玉,等.大尺度溶洞发育的缝洞型油藏试井解释模型研究[J].*特种油气藏*,2018,25(5):84-88.
YIN H J, XING C Q, JI B Y, et al. Well test interpretation model for fracture- cavity reservoir with well- developed large- scale caves[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2018, 25(5): 84-88.
- [16] 宋红伟,张智,任文博.缝洞型碳酸盐岩油藏物质平衡法计算储量探讨[J].*天然气勘探与开发*,2012,35(1):32-35.
SONG H W, ZHANG Z, REN W B. Reserves calculation of fractured- cavity carbonate reservoirs by material balance method[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2012, 35(1): 32-35.
- [17] 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.
- [18] 刘玉章,杨立峰,王欣,等.页岩气水力压裂裂缝网完善程度概论[J].*天然气工业*,2017,37(7):34-39.
LIU Y Z, YANG L F, WANG X, et al. Introduction to the completion degree of hydraulic fracture networks in shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(7): 34-39.
- [19] 王福友.页岩气井水力压裂技术的研究进展[J].*化工设计通讯*,2017,43(5):72.
WANG F Y. Research progress of hydraulic fracturing technology for shale gas wells[J]. *Chemical Engineering Design Communication*, 2017, 43(5): 72.
- [20] 仝少凯,高德利.水力压裂基础研究进展及发展建议[J].*石油钻采工艺*,2019,41(1):101-115.
TONG S K, GAO D L. Basic research progress and development suggestions on hydraulic fracturing[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2019, 41(1): 101-115.

(编辑 李青)