

文章编号:1009-9603(2019)05-0096-06

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2019.05.012

氮气吞吐式次生气顶形成条件及其影响因素

崔传智¹,曾昕¹,杨勇²,杨紫辰³

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院,山东青岛 266580; 2. 中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院,山东东营 257015; 3. 中国石油长庆油田分公司,陕西西安 710016)

摘要:复杂断块油藏是中国重要的油气资源类型之一,具有构造复杂、含油面积小和地层倾角大等特点,难以形成完善的注采井网结构,构造顶部滞留的“阁楼油”挖潜难度较大。吞吐式次生气顶驱技术作为一种能够有效保持地层能量、改善驱油效率的方法,提出并应用于该类型油藏的开发过程中。针对复杂断块油藏的典型特征,分析吞吐方式下次生气顶驱的作用机理,结合油藏工程方法与油藏数值模拟技术,确定次生气顶的形成条件及其影响因素,研究氮气吞吐过程中次生气顶的形成阶段。结果表明:氮气吞吐开发过程中,当复杂断块油藏中的气顶指数大于或等于0.5时,即可形成具备一定驱动能量的次生气顶;地层原油溶解气油比较低、地层压力较小且累积注气量和产油量较大的复杂断块油藏更有利于次生气顶的发育成形。

关键词:复杂断块油藏;阁楼油;氮气吞吐;次生气顶;形成条件

中图分类号:TE357.45

文献标识码:A

Formation conditions and influencing factors of secondary gas cap under nitrogen huff and puff technique

CUI Chuanzhi¹, ZENG Xin¹, YANG Yong², YANG Zichen³

(1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China; 2. Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China; 3. Changqing Oilfield Company of CNPC, Xi'an City, Shaanxi Province, 710016, China)

Abstract: Complex faulted block reservoir is one of the important hydrocarbon resources in China, and it has the characteristics of complex structure, small oil-bearing area and large strata dip. It is difficult to form a perfect injection-production pattern and to produce “attic oil” at the top of the reservoir. As a method for effectively maintaining formation energy and improving displacement efficiency, secondary gas cap drive under huff and puff technique has been proposed and applied to the development of the complex faulted block reservoir. Based on the typical characteristics of the reservoir, the mechanism of the secondary gas cap drive under huff and puff is analyzed, the formation conditions and influencing factors of the secondary gas cap are determined combined with the reservoir engineering method and reservoir numerical simulation, and the forming stage of the secondary gas cap during the nitrogen huff and puff process is studied. The results show that when the gas cap index is greater than or equal to 0.5 during nitrogen huff and puff process in the complex faulted block reservoir, the secondary gas cap with a certain driving energy can be formed. The lower dissolved gas/oil ratio, the lower formation pressure and the larger cumulative gas injection and oil production are more conducive to the development and formation of the secondary gas cap.

Key words: complex faulted block reservoir; attic oil; nitrogen huff and puff; secondary gas cap; formation condition

复杂断块油藏具有构造复杂、含油面积小和地层倾角大等特点,难以形成完善的注采井网结构,

收稿日期:2019-06-05。

作者简介:崔传智(1970—),男,山东青州人,教授,博导,从事油气渗流理论、油气田开发技术方面的研究与教学工作。联系电话:13705469592, E-mail:ccz2008@126.com。

通信作者:曾昕(1993—),男,江苏扬州人,在读硕士研究生。联系电话:15764257503, E-mail:zx93billy@163.com。

基金项目:国家科技重大专项“平面分区均衡动用主控因素及优化调控方法研究”(2016ZX05011002-003)。

水驱开发方式对油藏高部位剩余油的动用效果较差^[1-4]。单井氮气吞吐技术作为该类油藏恢复地层能量、提高采收率的有效技术之一已经得到了广泛应用^[5-9]。氮气吞吐技术依靠重力分异以及次生气顶驱作用,将油藏顶部的“阁楼油”置换至较低部位,从而大幅提高驱油效率。国外对于氮气吞吐技术的机理和影响因素已经有了一定程度的认识,并且在许多区块和试验区已经成功实施;而中国对氮气吞吐技术的研究起步较晚,尤其是次生气顶驱机理的研究,由于物理模拟实验条件的局限性,目前尚无一例成功的油藏案例^[10-14]。因此,开展氮气吞吐条件下次生气顶形成机制的研究具有重大意义。为此,笔者针对存在能量补充(维持)困难的复杂断块油藏,分析实施氮气吞吐形成次生气顶的条件、过程及影响因素,以达到均衡开发的效果,从而为复杂断块油藏氮气吞吐开发提供技术支撑。

1 次生气顶驱机理

次生气顶驱是指在向油藏注气后形成次生气顶,生产井以气顶膨胀能作为主要动力进行开采的气驱方式。整个开发过程分为注气增能、焖井和开采3个阶段(图1)。第1阶段可迅速在油藏中储存大量氮气;第2阶段保持单井关闭,使气顶更充分更稳定地在油藏顶部形成与聚集;第3阶段在次生气顶作用下开井生产。

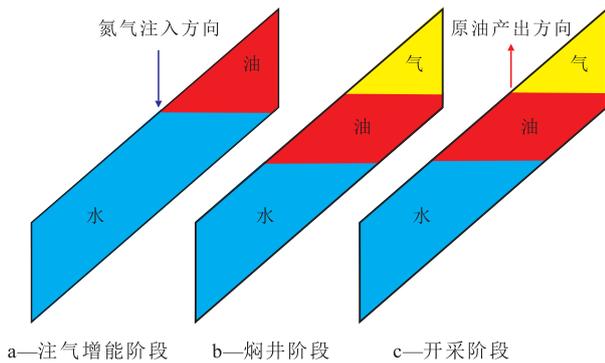


图1 次生气顶驱油过程示意
Fig.1 Diagram of secondary gas cap flooding process

氮气吞吐条件下,次生气顶驱主要是利用注入的氮气形成具有一定能量和规模的次生气顶,通过气顶膨胀作用,改变原油驱替方向,达到开采复杂断块油藏顶部“阁楼油”的目的;在油藏温度和压力下,部分氮气溶解于原油使得原油黏度下降,有利于原油的流动;注入氮气后,油气界面张力远小于油水界面张力,油气密度差又大于油水密度差,从而减小了毛管压力的作用。

2 次生气顶形成条件

在对氮气吞吐条件下次生气顶驱机理分析的基础上,假设如下:①地层岩石、油相和水相均不可压缩。②气驱油和油驱水的渗流过程均为垂向上的一维流动,氮气注入过程中,油气界面和油水界面均匀运移。③氮气在原油中的溶解迅速完成,且氮气不溶于地层水。

根据假设,在氮气吞吐单个周期内,次生气顶形成过程可简化为气驱油和油驱水2个阶段,在此过程中油气界面和油水界面均有所下降。基于物质平衡原理,可得到次生气顶形成条件的物质平衡方程。

氮气吞吐第*i*个周期时的物质平衡关系为:

$$n = n_i - n_p - n_{op} - n_{or} \quad (1)$$

其中:

$$n = \frac{pV}{ZRT} \quad (2)$$

$$n_i = \frac{p_{sc} V_{isc}}{Z_{sc} RT_{sc}} \quad (3)$$

$$n_p = \frac{p_{sc}}{Z_{sc} RT_{sc}} G_{psc} \quad (4)$$

$$n_{op} = \frac{p_{sc}}{Z_{sc} RT_{sc}} N_p (R_s - R_{ssc}) \quad (5)$$

$$n_{or} = \frac{p_{sc}}{Z_{sc} RT_{sc}} V_{nf} \phi S_{org} (R_s - R_{ssc}) \quad (6)$$

将(2)式至(6)式代入(1)式,整理变形可得油藏条件下自由氮气体积为:

$$V = \frac{ZT}{p} \times \frac{p_{sc}}{Z_{sc} RT_{sc}} \times [V_{isc} - G_{psc} - N_p (R_s - R_{ssc}) - V_{nf} \phi S_{org} (R_s - R_{ssc})] \quad (7)$$

累积注入氮气所占据的地层孔隙体积为:

$$V_\phi = V_{nf} \phi (1 - S_{wi} - S_{org}) \quad (8)$$

目前油藏条件下自由氮气的体积等于累积注入氮气所占据的地层孔隙体积,因此由(7)式和(8)式可得次生气顶体积为:

$$V = \frac{ZT}{p} \times \frac{p_{sc}}{Z_{sc} RT_{sc}} [V_{isc} - G_{psc} - N_p (R_s - R_{ssc})] (1 - S_{wi} - S_{org}) \div (1 - S_{wi} - S_{org}) + \frac{ZT}{p} \times \frac{p_{sc}}{Z_{sc} RT_{sc}} S_{org} (R_s - R_{ssc}) \quad (9)$$

引入气顶指数,其为油藏中气顶部分体积与含油部分体积之比,表达式为:

$$m = \frac{V}{(N - N_p)B_o} \quad (10)$$

根据《天然气藏地质评价方法》^[15]中的气顶指数划分标准可知,当 $m < 0.5$ 时,气顶驱动能量微弱,可忽略其作用;当 $m \geq 0.5$ 时,气顶驱动能量充足,气顶驱油效果较为明显,可形成次生气顶。因此,当 $m \geq 0.5$ 时,则可形成具备一定规模和驱动能量的次生气顶。次生气顶形成条件表达式为:

$$m = \frac{B_g [V_{isc} - G_{psc} - N_p (R_s - R_{ssc})] (1 - S_{wi} - S_{org})}{[(1 - S_{wi} - S_{org}) + B_g S_{org} (R_s - R_{ssc})] (N - N_p) B_o} \geq 0.5 \quad (11)$$

其中:

$$B_g = \frac{ZT}{p} \times \frac{p_{sc}}{Z_{sc} T_{sc}} \quad (12)$$

3 次生气顶形成影响因素

基于已确定的次生气顶形成条件,根据研究区块的储层和生产条件,结合中外注采参数研究及现场经验,分析氮气溶解能力、地层压力和注采参数等因素对次生气顶形成的影响。研究区块的基础参数包括:目前地层压力为11.65 MPa,油藏温度为56℃,目前地层条件下氮气压缩因子为1.09;标准状态下(压力为0.101 MPa,温度为20℃)氮气压缩因子为1;原油地质储量为 $1.5 \times 10^5 \text{ m}^3$,累积氮气注入量为 $6 \times 10^5 \text{ m}^3$,累积产油量为 $4.6 \times 10^4 \text{ m}^3$;束缚水饱和度为0.32,气驱残余油饱和度为0.1。

3.1 氮气溶解能力

氮气在地层原油中的溶解能力较小,有利于驱替过程中地层能量的保持。氮气溶解能力对次生气顶的影响主要体现在溶解气油比的变化上。溶解气油比越大,地层中能够溶解的氮气体积则越多。同时,地层原油体积系数受氮气溶解的影响,其表达式为:

$$B_o = 1 + C_1 R_s + \frac{1}{\gamma_g} (C_2 + C_3 R_s) (6.4286 \times 10^{-2} T - 1) \left(\frac{1.076}{\gamma_o} - 1 \right) \quad (13)$$

由(13)式不难发现,地层原油体积系数与溶解气油比的变化呈正相关。由溶解气油比与气顶指

数关系曲线(图2)可知,气顶指数随溶解气油比的增加而降低,且降幅逐渐变缓。当溶解气油比较大时,注入氮气容易溶解于原油中,地层内剩余的自由氮气则相应减少;而溶解气油比较低时,地层内自由氮气较为充足,易于在构造高部位处聚集形成次生气顶。

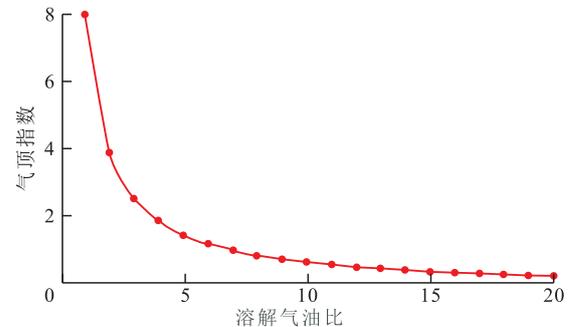


图2 气顶指数与溶解气油比的关系

Fig.2 Relationship between gas cap index and dissolved gas-oil ratio

3.2 地层压力

地层压力对次生气顶形成条件的影响主要体现在溶解气油比、地层原油体积系数及地层条件下氮气体积系数3个方面。将三者代入(11)式,选取地层压力分别为12, 14, 16, 18和20 MPa,保持其余研究区块参数不变,求得不同地层压力下的 m 值,比较不同地层压力下次生气顶的形成条件。

分析图3可知,当氮气注入量相同时,气顶指数随地层压力的升高呈降低趋势。当地层压力较低时,气顶指数随氮气注入量的增加而迅速增大,能够较早地聚集次生气顶驱所需的能量;当地层压力较高时,气顶指数随氮气注入量的增加而增大,但增幅变缓,这是因为,注入的氮气在地层中的流动阻力增大,难以形成有效聚集,不利于次生气顶的形成。说明地层压力对次生气顶的形成条件有着较为重要的影响。

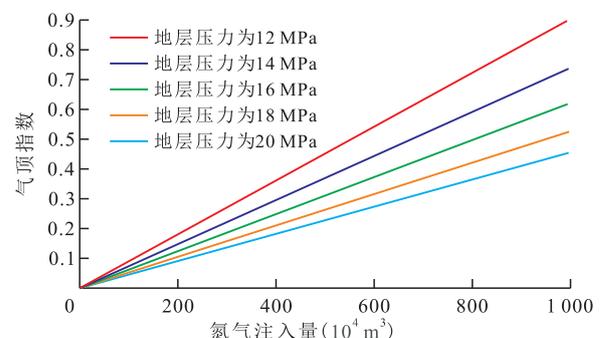


图3 不同地层压力下气顶指数与氮气注入量的关系

Fig.3 Relationship between gas cap index and injection rate at different formation pressures

3.3 注采参数

注采参数与次生气顶的形成及规模有着密不

可分的关系,且集中体现在氮气注入量和累积产油量上。分析氮气注入量与气顶指数曲线(图3)亦可看出,较大的氮气注入量有利于次生气顶的形成。这是因为,氮气注入量越大,地层中自由氮气体量越大,聚集后形成气顶的驱动能量越充足。

为了更好地表征累积产油量的影响,引入采收率的概念(累积产油量与地质储量的比值)。选取采收率分别为20%,30%,40%和50%,保持其余研究区块参数不变,比较累积产油量对次生气顶形成的影响。不同采收率下气顶指数与氮气注入量关系(图4)表明,气顶指数随采收率的提高呈增大趋势。这是因为,油藏采收率越高,即累积产油量越高,剩余地层能量水平越低,气顶指数越大,注入等量氮气后能够越迅速地聚集形成次生气顶锥形,气顶指数随之增大,有利于次生气顶的形成。

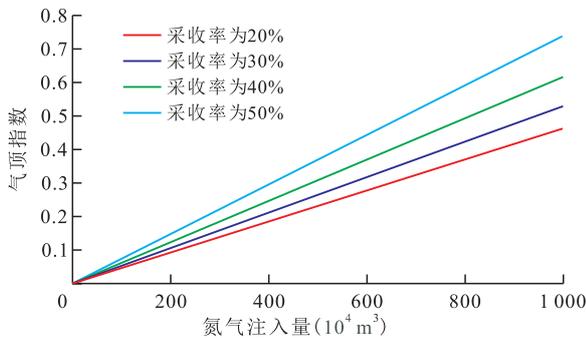


图4 不同采收率下气顶指数曲线

Fig.4 Gas cap index curves at different recovery factors

4 吞吐式次生气顶形成过程

基于次生气顶驱的作用机理,结合次生气顶的形成条件,利用油藏数值模拟技术,建立典型复杂断块油藏数值模型,分析氮气吞吐形成次生气顶的不同阶段。

4.1 模型建立

油藏数值模拟模型为受断层遮挡的典型复杂断块油藏,地层倾角约为10°,储层平均渗透率为300 mD,平均孔隙度为0.26,储层非均质性较强,埋

深为2 040 m,具有边底水。模型基本参数包括:地层原油密度为0.850 g/cm³,最终采收率为30%,油层厚度为4 m,综合含水率为21.0%。

利用油藏数值模拟方法,建立模拟区块网格数为22×11×4,平面上网格平均步长为16 m,垂向上网格平均步长为1 m(图5a)。由次生气顶形成条件的影响因素可知,所建立的模型中地层能量充足,重力分异作用效果较弱,不利于次生气顶的形成。因此,需要对该模型进行初始化处理。采用一注一采的注水驱替方式对模拟区块进行初步开发后,油水界面向上运移,并于构造顶部形成“阁楼油”。初始化后模型如图5b所示。

4.2 形成过程

模拟次生气顶的形成过程时,对具体的生产参数设定如下:累积氮气注入量为4.5×10⁵ m³,氮气注入速度为5 000 m³/d,周期注采时长为180 d(注气阶段与开采阶段各占一半时长),焖井时长为90 d,定压生产。

注气增能阶段 在注气增能阶段,氮气在注入井附近聚集并向四周扩散,注入井附近含气饱和度迅速上升(图6a)。同时,油藏顶部富集的“阁楼油”开始在氮气驱的作用下逐渐向中低部位运移,油水界面在该阶段也有所下移;油藏顶部含油饱和度略有降低,中部含油饱和度开始升高(图6b)。

焖井阶段 焖井阶段是次生气顶形成过程中最为重要的阶段。焖井时,在重力分异作用下,注入井附近聚集的大量氮气开始向微构造顶部运移,形成具有一定规模和驱动能量的次生气顶(图6a),并置换出顶部未被注入水波及到的“阁楼油”,储层顶部含油饱和度明显下降。相比于注气增能阶段,焖井阶段时的次生气顶规模更大(图6b),驱动能量更充足,含气饱和度更高,发育更为完全。

开采阶段 在开采阶段,次生气顶逐渐膨胀,继续向高部位运移至紧贴构造顶部边界(图6a)。储层中的剩余油在次生气顶膨胀作用下被驱替出来,整体含油饱和度显著降低(图6b),有效提高复

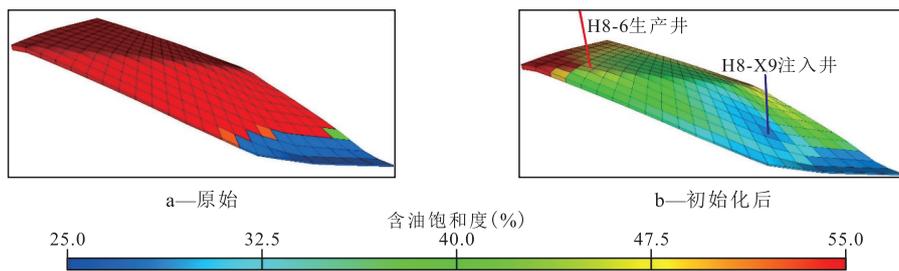
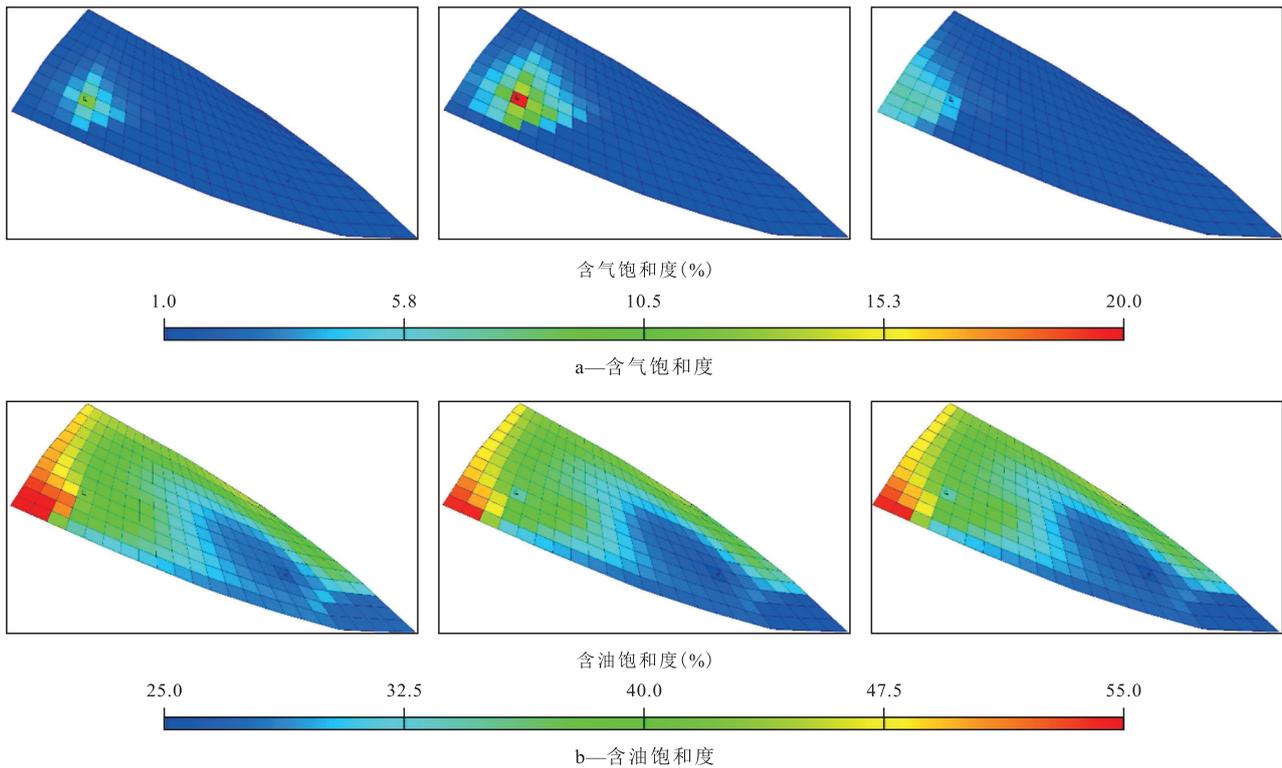


图5 复杂断块油藏模拟模型

Fig.5 Numerical simulation model of complex faulted block reservoir



图片由左到右分别为注气增能阶段、焖井阶段和开采阶段

图6 氮气吞吐过程油气饱和度分布

Fig.6 Oil and gas saturation distribution during nitrogen huff and puff process

杂断块油藏采收率;直至开采阶段结束,次生气顶规模由于部分氮气的产出而有所减小,气驱能量也随开采过程的进行而有所衰弱。

将氮气吞吐3个阶段结束后的数值模拟结果代入(11)式中,经过计算可得气顶指数为0.5889。说明本文确定的次生气顶形成条件与数值模拟结果相吻合。

5 结论

基于次生气顶的膨胀作用和氮气的非混相驱油效果,吞吐式次生气顶驱技术能够有效动用复杂断块油藏顶部滞留的“阁楼油”,进而改善该类型油藏的驱替效率。

氮气吞吐开发复杂断块油藏时,当该油藏中的气顶指数大于或等于0.5时,可形成具备一定驱动能量的次生气顶。

根据次生气顶形成条件,地层原油溶解气油比较低、地层压力较小且累积注气量和产油量较大的复杂断块油藏更有利于次生气顶的形成。

通过建立典型复杂断块油藏数值模拟模型,分析氮气吞吐过程中次生气顶形成的3个阶段,从而验证了次生气顶形成条件的合理性。

符号解释

i ——氮气吞吐周期数; n ——地层内自由氮气的物质的量, mol; n_i ——累积注入氮气的总物质的量, mol; n_p ——累积回采氮气的总物质的量, mol; n_{op} ——产出油中溶解氮气的物质的量, mol; n_{or} ——油藏残余油中溶解氮气的物质的量, mol; p ——地层压力, Pa; V ——油藏条件下自由氮气体积, m^3 ; Z ——地层条件下氮气压缩因子; R ——气体常数, J/(mol·K), 其值为8.314; T ——地层温度, K; p_{sc} ——标准状况下地层压力, Pa; V_{isc} ——累积注入地层的氮气在标准状况下的体积, m^3 ; Z_{sc} ——标准状况下氮气压缩因子; T_{sc} ——标准状况下地层温度, K; G_{psc} ——累积回采的氮气在标准状况下的体积, m^3 ; N_p ——地面累积产油量, m^3 ; R_s ——地层条件下原油溶解气油比, m^3/m^3 ; R_{ssc} ——标准状况下原油溶解气油比, m^3/m^3 ; V_{nr} ——地层内氮气占据的岩石体积, m^3 ; ϕ ——地层孔隙度; S_{org} ——气驱残余油饱和度; V_ϕ ——累积注入氮气所占据的地层孔隙体积, m^3 ; S_{wi} ——束缚水饱和度; m ——气顶指数; N ——原油地质储量, m^3 ; B_o ——地层原油体积系数, m^3/m^3 ; B_g ——地层条件下氮气的体积系数, m^3/Sm^3 ; C_1, C_2, C_3 ——常数; γ_g ——氮气的相对密度; γ_o ——原油的相对密度。

参考文献

[1] 张宇航, 汤良杰. 塔里木盆地麦盖提斜坡东段构造特征与油气

- 聚集关系[J]. 石油实验地质, 2017, 39(2): 222-229.
- ZHANG Yuhang, TANG Liangjie. Tectonic characteristics and hydrocarbon accumulation in the eastern section of Maigaiti slope, Tarim Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2017, 39(2): 222-229.
- [2] 田中敬, 赵隆顺, 高广亮, 等. 复杂断块底水油藏含水上升规律[J]. 大庆石油地质与开发, 2017, 36(3): 56-59.
- TIAN Zhongjing, ZHAO Longshun, GAO Guangliang, et al. Water-cut rising rules of the complex fault-block oil reservoirs with the bottom water[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2017, 36(3): 56-59.
- [3] 王鹏, 赵凤兰, 侯吉瑞, 等. 氮气泡沫吞吐抑制潜山底水油藏水平井底水锥进实验研究[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(5): 110-115.
- WANG Peng, ZHAO Fenglan, HOU Jirui, et al. An experimental study of horizontal bottom water coning control with nitrogen foam huff and puff in buried-hill reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(5): 110-115.
- [4] 孙琳, 赵凡琪, 张芸, 等. 高温高盐底水油藏氮气泡沫压锥实验研究[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(6): 97-102, 126.
- SUN Lin, ZHAO Fanqi, ZHANG Yun, et al. An experimental study of coning control with nitrogen foam in high-temperature and high-salinity bottom water reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(6): 97-102, 126.
- [5] 张艳玉, 吴晓东, 李洪君, 等. 复杂小断块油藏氮气吞吐数值模拟[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2009, 33(1): 83-86, 92.
- ZHANG Yanyu, WU Xiaodong, LI Hongjun, et al. Numerical simulation of nitrogen stimulation for complex small fault-block reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2009, 33(1): 83-86, 92.
- [6] 孙永鹏, 杨胜来, 徐君, 等. 低渗油藏单井 N_2 吞吐效果影响因素实验研究[J]. 断块油气田, 2011, 18(1): 83-86.
- SUN Yongpeng, YANG Shenglai, XU Jun, et al. Experiment research on influence factors of N_2 huff-puff for single well in low permeability reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2011, 18(1): 83-86.
- [7] YU Yang, SHENG James J. An experimental investigation of the effect of pressure depletion rate on oil recovery from shale cores by cyclic N_2 injection[C]. SPE 2144010, 2015.
- [8] 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.
- LÜ Tie. Nitrogen huff-puff parameter optimization in fracture-cavity reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(5): 119-124.
- [9] 梁淑贤, 周炜, 张建东. 顶部注气稳定重力驱技术有效应用探讨[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2014, 36(4): 86-92.
- LIANG Shuxian, ZHOU Wei, ZHANG Jiandong. Investigation on effect application of the technology of crestal gas injection for stable gravity flooding[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2014, 36(4): 86-92.
- [10] 马铨崢, 杨胜来, 韩伟, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油储层氮气吞吐物理模拟实验研究[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(1): 113-116.
- MA Quanzheng, YANG Shenglai, HAN Wei, et al. Experimental study on the physical simulation of N_2 huff and puff of the tight oil reservoir in the Lucaogou Formation of Jimsar Sag, Junggar Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(1): 113-116.
- [11] 常元昊, 姜汉桥, 李俊键, 等. 高倾角低渗断块油藏顶部注气规律研究[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(33): 179-183.
- CHANG Yuanhao, JIANG Hanqiao, LI Junjian, et al. The study on crestal injection for fault block reservoir with high dip and low permeability[J]. Science Technology and Engineering, 2016, 16(33): 179-183.
- [12] 赵凤兰, 屈鸣, 吴颀衡, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏氮气驱效果影响因素[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(1): 69-74.
- ZHAO Fenglan, QU Ming, WU Jieheng, et al. Influencing factors of the effect of nitrogen gas drive in fractured-vuggy carbonate reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(1): 69-74.
- [13] SINANAN B S, BUDRI M. Nitrogen injection application for oil recovery in Trinidad[C]. SPE 156924, 2012.
- [14] 杨希冰. 南海北部北部湾盆地油气藏形成条件[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(4): 85-92.
- YANG Xibing. Hydrocarbon accumulation conditions in Beibu-gulf Basin, northern South China Sea[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(4): 85-92.
- [15] 邓鸿斌, 谢继容, 司徒明, 等. 天然气藏地质评价方法: SY/T 5601—2009[S]. 北京: 石油工业出版社, 2010.
- DENG Hongbin, XIE Jirong, SITU Ming, et al. Geological estimation method for natural gas reservoir: SY/T 5601-2009[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010.

编辑 常迎梅