

气顶油藏油气相渗曲线反演方法及应用

雷 源, 杨 明, 周凤军, 王 雨, 李 扬

(中海石油(中国)有限公司渤海石油研究院, 天津 300459)

摘要:采油井气窜极大地影响气顶油藏的开发效果。生产实践证明,油气界面附近生产井的气窜程度及生产动态与数值模拟结果有较大差异。气顶油藏中,依据行业标准测得的相渗曲线因气饱和度端点值不准,其应用在数值模拟历史拟合与油田实际动态规律不符,影响了开发指标预测的合理性。应用数值模拟方法研究了油气相渗端点值对气顶油藏开发生产动态及最终采收率的影响。结合气顶油藏注水开发时油水和油气两相渗流规律,建立了气顶油藏水/气驱动模型,通过实际生产数据得到含气率导数与含气率的关系数据进行拟合,利用遗传算法反求得到油气相渗曲线特征参数最优解,实现了油气相渗曲线的反演。数值模拟结果表明,应用该方法得到的相渗曲线更加符合油田实际生产规律,可为该类型油藏采收率的合理确定及调整挖潜提供更为准确的参考。

关键词:油气相渗曲线;影响因素;B-L方程;遗传算法;相渗反演

中图分类号:TE349 **文献标志码:**A

Inversion method of oil-gas permeability curve in gas cap reservoir and its application

LEI Yuan, YANG Ming, ZHOU Fengjun, WANG Yu, LI Yang

(Bohai Oilfield Research Institute, Tianjin Branch of CNOOC Ltd., Tianjin 300459, China)

Abstract: Gas channeling of oil production wells greatly affects the development effect of gas-cap oil reservoirs. Production practice has proved that the gas channeling degree and production performance of production wells near the oil-gas interface are quite different from the results of numerical simulation. In gas-cap oil reservoirs, the relative permeability curve measured according to industry standards is inaccurate due to the endpoint value of gas saturation. Its application in numerical simulation history matching is not consistent with the actual dynamic law of the oilfield, which affects the rationality of development index prediction. The numerical simulation method is used to study the influence of oil-gas permeability endpoints on the development, production performance, and ultimate recovery of gas-cap reservoirs. Combined with the two-phase seepage law of oil-water and oil-gas during water-flooding development of gas-cap reservoirs, a water/gas driving model for gas-cap reservoirs is established, and the relationship data between gas fraction derivative and gas fraction is obtained from actual production data for fitting. The genetic algorithm inversely obtains the optimal solution of the characteristic parameters of the oil-gas permeation curve and realizes the inversion of the oil-gas permeation curve. The numerical simulation results show that the relative permeability curve obtained by applying this method is more in line with the actual production law of the oilfield, and can provide a more accurate reference for the determination of reasonable recovery efficiency and tapping potential of gas cap reservoir.

Key words: oil and gas phase permeability curve; analysis of influencing factors; B-L equation; genetic algorithm; phase permeability inversion

在气顶油藏开发中,油气界面发生运移会使附近的采油井发生气窜,导致产量急剧下降,从而影响油藏整体的采收率^[1-5]。目前,油气两相相对渗透率曲线主要通过取心岩样在实验室进行测定^[6]。但是,一方面由于储层非均质性的影响,岩心室内实验获取的相渗曲线无法准确反映油藏的整体特

性^[7-8],另一方面,在油气相渗曲线数据处理过程中

收稿日期:2020-07-09;改回日期:2020-09-15。

第一作者简介:雷源(1985—),女,高级工程师,从事油气田开发研究工作。E-mail:leiyuan@cnooc.com.cn。

基金项目:中海石油(中国)有限公司科技攻关项目“渤海双高油田挖潜关键技术研究”(YXKY-2018-TJ-04)。

应用函数拟合法外推得到的相渗端点值并不能准确代表储层中流体真实端点值^[9]。有研究表明油气相渗曲线存在明显的束缚气饱和度^[10-11],而油气相渗实验测定的束缚气饱和度通常很小或为0,应用实验测定的油气相渗曲线进行数值模拟时历史拟合误差较大,指标预测不合理。

目前对气顶油藏油气相渗曲线的研究较少,吕军^[12]在1988年研究了油气相对渗透率实验数据的处理方法。郭平等^[13-17]针对凝析气藏的平衡凝析油气相渗曲线测定进行了研究,王锐等人^[18-20]对低渗油藏CO₂/N₂驱油时扩散作用和溶解作用对油气相渗特征的影响进行了探讨。

本文针对注水开发的气顶油藏,分析了油气相渗曲线对生产气油比及最终采收率的影响;应用油藏工程方法得到了油气相渗曲线反演的计算方法,结合实际开发数据,利用遗传算法反演得到新的油气相渗曲线,提高了数值模拟的拟合精度和指标预测的合理性,为气顶油藏动态预测及精细挖潜提供理论依据。

1 影响因素分析

建立了气顶油藏注水开发的数值模拟机理模

型,采用两口水平井开发,水平井走向平行于油水界面。模型网格数30×40×6,网格尺寸10 m×10 m×1 m,原油地质储量25.89×10⁴ m³,气顶指数0.5,孔隙度30.0%,渗透率1 000×10⁻³ μm²,原油黏度12.0 mPa·s,溶解气油比30 m³/m³。实验测定油气相渗曲线如图1。针对油气相渗不同端点值对采油井的最大生产气油比和最终采收率的影响进行了模拟。其中,由油水相渗曲线得到束缚水饱和度为0.28,最小含气饱和度为0,针对临界含气饱和度、残余油饱和度和端点气相相对渗透率三个因素对最大生产气油比和采收率影响进行了分析(见表1)。

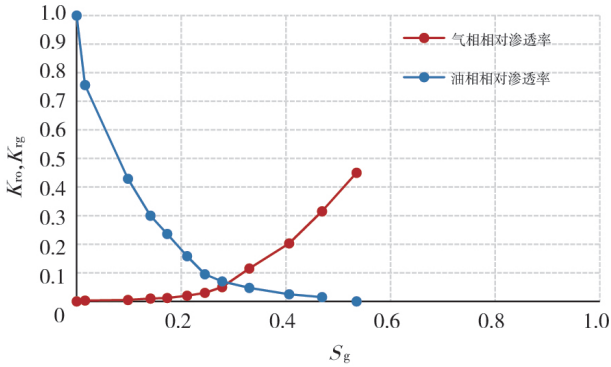


图1 数值模拟模型的油气相渗曲线

表1 油气相渗参数对生产指标的影响对比

临界含气饱和度	残余油饱和度	端点气相相对渗透率	束缚水饱和度	最小含气饱和度	最大气油比/(m ³ ·m ⁻³)	采收率/%
0	0	0.35	0.28	0	64	39.3
0.05	0	0.35	0.28	0	37	40.4
0.10	0	0.35	0.28	0	32	40.7
0.15	0	0.35	0.28	0	31	40.9
0	0	0.35	0.28	0	64	39.3
0	0.10	0.35	0.28	0	70	39.0
0	0.20	0.35	0.28	0	78	38.8
0	0.30	0.35	0.28	0	86	38.6
0	0	0.20	0.28	0	55	39.6
0	0	0.25	0.28	0	58	39.5
0	0	0.30	0.28	0	61	39.4
0	0	0.35	0.28	0	64	39.3

从表1中各因素对最大生产气油比和采收率的影响可以看出:①临界含气饱和度越大,气相达到连续相渗流的饱和度越高,气井气窜至采油井的速度越慢,生产气油比越低,原油采收率越高;②残余

油饱和度越高,气顶驱油效率越差,气顶气窜越明显,原油采收率越低;③端点气相相对渗透率越大,采油井气窜越明显,原油采收率越低,但影响程度较小。因此,临界含气饱和度对气油比和原油采收

率影响最大,在油气相渗曲线应用中需重点分析。

2 油气相渗曲线反演方法

2.1 气顶油藏注水开发模型

建立了气顶油藏注水开发的一维驱替模型(见图2),气顶油藏中一口采油井生产,受气顶和注入水/边水的双重能量驱动,采油井气窜和见水后,两侧分别存在油气两相渗流区和油水两相渗流区,模型假设条件为:①地层均质且各向异性;②忽略重力和毛管力的影响;③流体和岩石不可压缩;④在两相渗流区分别遵循非活塞驱替渗流规律。

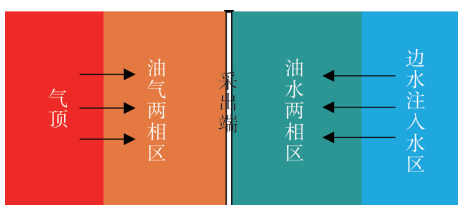


图2 气顶油藏注水开发模型示意

注入水或边水突破进入生产井后,油水两相区符合一维非活塞水驱油理论,由 Buckley-Leverett 前缘推进方程可得:

$$L = \frac{1}{\phi A} \frac{df_w(S_w)}{dS_w} \int_0^t q(t) dt = \frac{1}{\phi A} \frac{df_w(S_w)}{dS_w} W(t) \quad (1)$$

式中, L 为采油井到注水井/边水的距离,m; ϕ 为孔隙度,%; A 为渗透面积, m^2 ; f_w 为含水率,小数; S_w 为含油饱和度,小数; t 为生产时间,s; $q(t)$ 为水驱油产液量, m^3/s ; $W(t)$ 为水驱油累积产液量, m^3 。

油井见水后,含水率可以由分流量方程得到:

$$f_w = \frac{v_w}{v_w + v_o} = \frac{1}{1 + \frac{K_{ro} \mu_w}{K_{rw} \mu_o}} \quad (2)$$

式中, v_w 为水相渗流速度,m/s; v_o 为油相渗流速度,m/s; K_{ro} 为油相相对渗透率,小数; K_{rw} 为水相相对渗透率,小数; μ_o 为原油黏度,mPa·s; μ_w 为地层水黏度,mPa·s。

由公式(2)结合油水相渗曲线数据可以得到含水率导数与含水率的关系,根据公式(1)即可得到水驱油的总产量 $W(t)$ 。根据采油井总产量可根据下式计算得到气驱油的累积产量 $W'(t)$:

$$W'(t) = N_p B_o + (G_p - N_p R_s) B_g + W_p B_w - W(t) \quad (3)$$

式中, $W'(t)$ 为气驱油累积产量, m^3 ; N_p 为累积产油量, m^3 ; G_p 为累积产气量, m^3 ; W_p 为累积产水量,

m^3 ; B_o 为原油体积系数; B_g 为天然气体积系数; B_w 为地层水体积系数, m^3/m^3 ; R_s 为溶解气油比。

油气界面到达生产井发生气窜后,油气两相区符合一维非活塞气驱油理论,同样可得到前缘推进方程:

$$L' = \frac{1}{\phi A} \frac{df_g(S_g)}{dS_g} \int_0^t q'(t) dt = \frac{1}{\phi A} \frac{df_g(S_g)}{dS_g} W'(t) \quad (4)$$

式中, L' 为采油井到油气界面的距离,m; f_g 为含气率,小数; S_g 为含气饱和度,小数; $q'(t)$ 为气驱油产量, m^3/s ;

含气率可由下式得到:

$$f_g = \frac{v_g}{v_g + v_o} = \frac{1}{1 + \frac{K_{ro} \mu_g}{K_{rg} \mu_o}} \quad (5)$$

式中, v_g 为气相渗流速度,m/s; K_{rg} 为气相相对渗透率; μ_g 为天然气黏度,mPa·s。

根据公式(3)~(5)即可得到不同含气率下含气率导数 $df_g(S_g)/dS_g$,为下一步油气相渗曲线反演提供了拟合基础数据。

2.2 油气相渗曲线反演

将油气相渗曲线可近似表示为指数表达式形式:

$$K_{rg} = K_{rg}(S_{or}) S_{gd}^{c_g} \quad (6)$$

$$K_{ro} = K_{ro}(S_{gi})(1 - S_{gd})^{c_o} \quad (7)$$

$$S_{gd} = \frac{S_g - S_{gi}}{1 - S_{gc} - S_{or}} \quad (8)$$

式中, S_{gd} 为无因次含气饱和度,无因次; c_g 为气相指数,无因次; c_o 为油相指数,无因次; S_{or} 为残余油饱和度,小数; S_{gi} 为最小含气饱和度,小数。 $K_{ro}(S_{gi})$ 根据实验测定,一般取1.0, S_{gi} 、 S_{or} 、 $K_{rg}(S_{or})$ 、 C_g 、 C_o 为待求参数。

气驱油两相渗流区的残余油饱和度 S_{or} 可由油藏工程方法得到。其中气顶驱油渗流公式为:

$$Q_o = \frac{0.0864AKK_{ro}(p_e - p_{wf})}{B_o \mu_o L'} \quad (9)$$

$$Q_g = \frac{0.0864AKK_{rg}(p_e - p_{wf})}{B_g \mu_g L'} \quad (10)$$

$$\frac{K_{rg}}{K_{ro}} = \frac{B_g \mu_g}{B_o \mu_o} \frac{Q_g}{Q_o} = \frac{B_g \mu_g}{B_o \mu_o} (R_p - R_s) \quad (11)$$

式中, p_e 为供给边界压力,MPa; p_{wf} 为井底流压,MPa; K 为渗透率, $10^{-3} \mu m^2$; Q_o 为产油量, m^3/d ; Q_g 为产气量, m^3/d ; R_p 为生产气油比, m^3/m^3 。

由物质平衡法,可得到油气两相区含气饱和度与累产油的关系公式:

$$S_o = \left(1 - R \frac{B_o}{B_{oi}}\right) (1 - S_{wi}) = \left(1 - \frac{N_o}{N} \frac{B_o}{B_{oi}}\right) (1 - S_{wi}) \quad (12)$$

式中, R 为采出程度; B_{oi} 为原始地层压力下的原油体积系数 m^3/m^3 ; N 为原油地质储量, m^3 。

结合公式(11)和(12)即可根据采油井实际生产数据得到阶段的气油相渗比值 K_{rg}/K_{ro} 与含油饱和度 S_o 的对应关系曲线, 根据已有的油气相渗曲线求取残余油饱和度对应 K_{rg}/K_{ro} 值, 再结合上述 K_{rg}/K_{ro} 与 S_o 的关系曲线即可得到校正后的 S_{or} 。

目前已知气顶油藏注水开发时生产井大量的动态资料, 通过建立的气顶油藏注水开发模型, 利用间接手段可以确定相渗曲线的四个不确定参数 S_{gi} 、 $K_{rg}(S_{or})$ 、 C_g 、 C_o 。

遗传算法是模拟达尔文进化论的自然选择和遗传学机理的生物进化过程的计算模型, 是一种通过模拟自然进化过程搜索最优解的方法。如图3所示, 首先利用已知油气相渗曲线平均特征参数作为初始值, 然后产生不同特征参数条件下的相渗曲线作为初始种群, 计算对应相渗曲线的含气率与含气率导数的理论曲线, 将理论曲线与根据公式(3)~(5)得到的实际曲线作对比, 如果不满足终止条件, 利用遗传算法将不同特征值相渗曲线进行复制、交叉或变异, 产生新的相渗曲线特征参数, 循环迭代直至满足终止条件, 最终反演得到符合油田实际生产动态的相渗曲线。

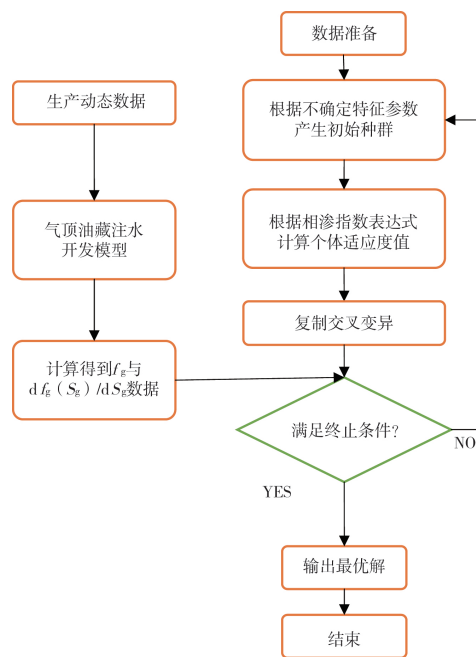


图3 遗传算法反演油气相渗曲线流程

3 实例应用

渤海南部BZ油田A砂体为气顶边水油藏, 油藏目前为1注1采的不规则井网开发(见图4), 采油井距离油水界面148 m, 距离油气界面215 m, 水平段长度240 m, 油藏东侧动用区域平均厚度5.0 m, 孔隙度27.2%, 渗透率 $580 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 原油黏度 $5.0 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, 原油体积系数1.132, 天然气黏度 $0.017 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, 天然气体积系数0.007 74, 溶解气油比 $35 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 。油藏历史生产数据见表2。

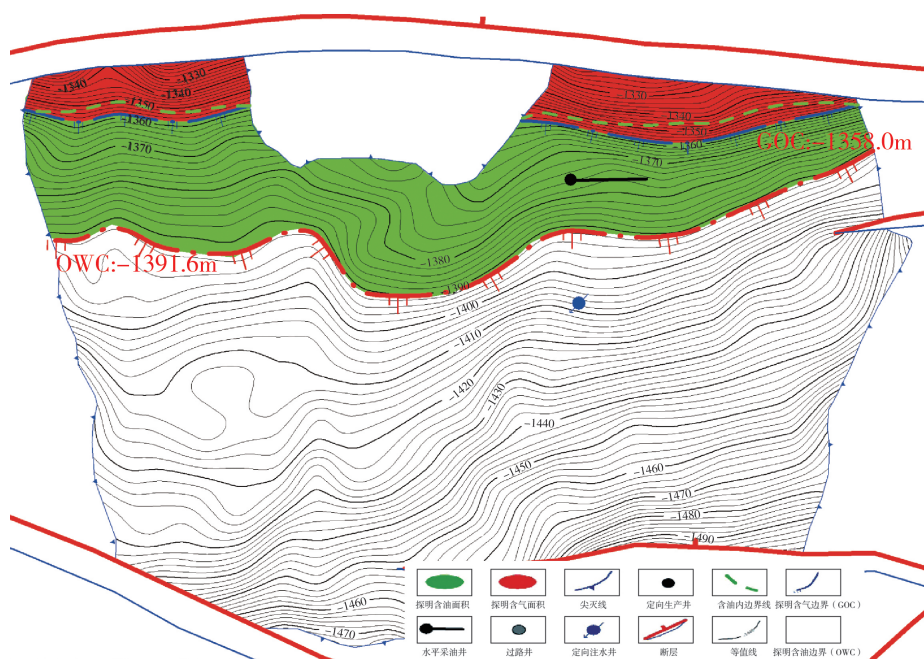


图4 BZ油田气顶边水油藏

表 2 油藏生产数据

累产油/ 10 ⁴ m ³	累产液/ 10 ⁴ m ³	累产气/ 10 ⁴ m ³	生产气油比/ (m ³ ·m ⁻³)	含水率/ %	水驱油累积产量/ 10 ⁴ m ³	气顶驱油累积产量/ 10 ⁴ m ³	含气率/ %	含气率 导数
1.02	1.07	36.00	35	4.4	1.13	0.08	1.4	178.65
1.20	1.26	43.92	45	8.1	1.28	0.16	16.5	88.31
1.34	1.42	52.58	63	11.0	1.39	0.25	33.1	56.41
1.48	1.59	63.81	80	17.1	1.52	0.35	47.1	39.82
1.58	1.72	70.01	64	23.8	1.64	0.39	52.0	35.58
1.76	1.96	93.42	126	23.6	1.84	0.60	64.2	23.45
1.90	2.15	114.45	153	27.4	1.99	0.78	68.9	17.98
2.07	2.41	136.40	131	35.3	2.22	0.96	70.7	14.67
2.20	2.61	169.81	244	32.9	2.36	1.26	73.1	11.14
2.24	2.68	176.69	184	48.5	2.42	1.32	77.8	10.67
2.33	2.82	224.82	540	35.9	2.51	1.73	84.3	8.12
2.45	3.10	290.09	570	58.2	2.74	2.26	89.2	6.21
2.58	3.55	373.02	627	71.0	3.16	2.92	92.2	4.81

通过油藏累产油、累产液、含水率、生产气油比等实际数据,结合公式(3)~(5)即可得到油藏水驱油的累积产量和气驱油的累积产量,进而计算得到 f_g 与 $df_g(S_g)/dS_g$ 数据,根据油气相渗曲线表达式(6)~(8)式,并结合实验室气油相渗曲线实测值,设置相渗曲线反演的参数初始值。根据(11)和(12)式得到气油相渗比 K_{rg}/K_{ro} 与含油饱和度 S_o 的对应关系曲线关系式为 $S_o=-0.042\ln(K_{rg}/K_{ro})+0.2268$,由实验测定的相渗曲线残余油对应的 K_{rg}/K_{ro} 值为15.67,进一步可得到该油藏的气驱油区的残余油饱和度 S_{or} 为0.18,油藏束缚水饱和度为0.28,即可得到油藏油气两相区最大含气饱和度为0.54。根据以上参数,应用遗传算法对该油藏的油气相渗曲线进行了反演,反演得到参数结果为:临界含气饱和度 S_{gi} 为0.14,气相渗透率端点值 $K_{rg}(S_{or})$ 为0.39,气相指数 C_g 为1.34,油相指数 C_o 为1.08,并得到了反演油气相渗曲线,见图5。对比新的油气相渗曲线与实验油气相渗曲线,反演得到的油气相渗存在临界含气饱和度,气相相对渗透率端点值较高,油相渗透率整体水平较高,表明在油气渗流两相区油相渗透性更好,气相达到可流动的饱和度更高。

根据反演油气相渗曲线进行数值模拟历史拟合表明,拟合精度由原来的40%达到了90%,大大改善了拟合效果。在此基础上,针对该砂体进行了调整井挖潜研究,在砂体西侧和东侧分别增加1口

调整井(采油井)和2口调整井(1口采油井和1口注水井),提高砂体动用程度,预测砂体采收率为36.8%,相比实验油气相渗数据得到的采收率增加1.8%,调整井的经济性大大增加,为气顶油藏的合理下步挖潜提供了理论依据。

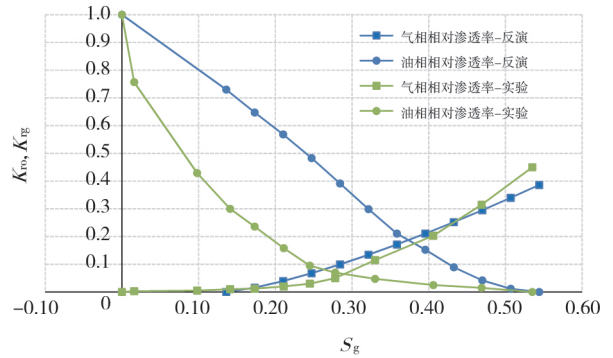


图 5 反演油气相渗曲线与实验油气相渗曲线对比

4 结论

油气相渗形态决定了气顶边水油藏的动态和最终采收率,在数值模拟过程中需要根据生产动态调整油气相渗实验数据。根据采油井的生产动态数据,结合油藏工程方法,得到了油气相渗曲线的反演方法,通过设置油气相渗指数关系公式的参数值,应用遗传算法反演得到油气相渗。将反演油气相渗应用到实际油藏的油藏模拟及指标预测,研究效果良好,可更准确预测油藏生产指标,指导相关油藏的挖潜。

参考文献:

- [1] 伍友佳. 辽河双台子油气藏气顶驱开采特征及气窜模式[J]. 天然气工业, 2000, 20(6): 76-79.
- [2] 程大勇. 气顶边水断块油藏开采特征分析与开发方式优化[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2017, 19(2): 12-14.
- [3] 袁昭, 李正科, 邵明记. 气顶油藏开发特点及开采方式概述[J]. 天然气勘探与开发, 2008, 31(1): 18-20.
- [4] 李炼民, 窦松江. 气顶油气藏细分油藏类型协同精细开发研究[J]. 天然气与石油, 2019, 37(6): 70-74.
- [5] 王彬, 朱玉凤. 气顶油气田气顶气窜研究[J]. 天然气工业, 2000, 20(3): 79-82.
- [6] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局, 中国国家标准化管理委员会. 岩石中两相流体相对渗透率测定方法: GB/T 28912-2012[S]. 北京: 中国标准出版社, 2007.
- [7] 张东, 侯亚伟, 杨东东, 等. 底水油藏特高含水期相渗曲线重构方法及应用[J]. 石油化工高等学校学报, 2019, 32(5): 31-36.
- [8] 黄祥峰, 张光明, 郭俊磊, 等. 计算油藏相渗曲线的新方法及应用[J]. 石油地质与工程, 2013, 27(1): 53-55.
- [9] 冯汝勇, 王华. 油藏数值模拟中饱和度端点标定技术应用[J]. 新疆石油天然气, 2009, 5(3): 28-29.
- [10] 郑威, 杜志敏, 汪周华, 等. 相渗曲线对凝析气井动态影响研究[J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(2): 10-13.
- [11] 孙风景. 多孔介质中凝析油气渗流实验与应用研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2006: 32-47.
- [12] 吕军. 介绍油气相对渗透率计算的一种简便方法[J]. 石油勘探与开发, 1988, (15)4: 80-84.
- [13] 郭平, 姜彬, 杜建芬, 等. 低渗凝析气藏油气相渗曲线校正方法及其应用[J]. 天然气工业, 2008, 28(12): 78-80.
- [14] 苏畅, 郭平, 李士伦, 等. 凝析气藏中替代相渗和真实相渗曲线差别对油气采收率的影响[J]. 海洋石油, 2003, 23(2): 41-44.
- [15] 刘振兴, 王乐之, 肖毅, 等. 渤海湾盆地东濮凹陷桥口凝析气藏油-气相渗对比研究[J]. 石油实验地质, 2009, 31(1): 105-108.
- [16] 毕建霞, 戚志林, 郭平, 等. 降压开采过程中凝析油气相渗实验研究[J]. 天然气工业, 2006, 26(10): 108-110.
- [17] 李丽, 刘建仪, 张广东, 等. 确定凝析气藏相渗曲线的新方法[J]. 石油地质与工程, 2008, 22(4): 62-64.
- [18] 王锐, 吕成远, 伦增珉, 等. 低渗油藏 CO_2 /原油及 N_2 /原油间油气相渗实验[J]. 大庆石油地质与开发, 2015, 34(6): 114-117.
- [19] 赵淑霞, 王锐, 吕成远, 等. 溶解作用对低渗油藏 CO_2 驱两相相渗的影响[J]. 大庆石油地质与开发, 2016, 35(3): 126-129.
- [20] 张中华, 佟颖, 吴永超. 扩散作用对低渗透油藏 CO_2 驱相渗特征的影响[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2019, 34(2): 73-77.

(编辑 谢 葵)