

文章编号: 1000-0747(2017)06-0930-09 DOI: 10.11698/PED.2017.06.10

碳酸盐岩储集层气水两相渗流实验与气井流入动态曲线 ——以高石梯—磨溪区块龙王庙组和灯影组为例

李程辉^{1,2}, 李熙喆¹, 高树生¹, 刘华勋¹, 尤世强³, 方飞飞^{1,2}, 沈伟军⁴

(1. 中国石油勘探开发研究院, 河北廊坊 065007; 2. 中国科学院大学渗流流体力学研究所, 河北廊坊 065007;
3. 中国寰球工程有限公司北京分公司, 北京 100029; 4. 中国科学院力学研究所, 北京 100190)

基金项目: 国家科技重大专项(2011ZX05004-005); 中国石油重大勘探专项(2012ZD01-03-01);

中国石油勘探开发研究院项目(RIPED-LFFY-2017-JS-118)

摘要: 选取四川盆地高石梯—磨溪区块基质孔隙型、裂缝型、溶蚀孔洞型3类储集层全直径岩心, 开展高温、高压条件下的气、水两相相对渗透率测试, 分析气水相渗流曲线特征及气井流入动态。将实验数据归一化处理后形成了3类储集层的气、水相对渗透率曲线标准图版; 针对裂缝型储集层的渗流特点, 提出气、水两相相对渗透率曲线校正方法并对相应图版进行校正; 运用标准图版计算研究区不同类型储集层气水两相流入动态曲线(IPR), 并通过实际井的动态进行验证。研究区储集层相对渗透率曲线等渗点含水饱和度高达70%以上, 具有强亲水特征, 气水共渗区间、气驱水效率以溶蚀孔洞型最大, 基质孔隙型次之, 裂缝型最小; 岩心渗透率的恢复程度以裂缝型最大, 溶蚀孔洞型次之, 基质孔隙型最小。校正后的裂缝型碳酸盐岩储集层气、水相渗流曲线能更好反映实际气藏的气水两相渗流规律, 标准图版可用于各类气藏工程计算; 计算的IPR曲线, 其特征与实际生产井动态相符, 可用于实际气井配产与生产动态分析。图11表4参19

关键词: 碳酸盐岩储集层; 气水同产; 气水相渗曲线; IPR曲线; 天然气井

中图分类号: TE37

文献标识码: A

Experiment on gas-water two-phase seepage and inflow performance curves of gas wells in carbonate reservoirs: A case study of Longwangmiao Formation and Dengying Formation in Gaoshiti-Moxi block, Sichuan Basin, SW China

LI Chenghui^{1,2}, LI Xizhe¹, GAO Shusheng¹, LIU Huaxun¹, YOU Shiqiang³, FANG Feifei^{1,2}, SHEN Weijun⁴

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Langfang 065007, China; 2. Institute of Porous Flow & Fluid Mechanics, University of Chinese Academy of Sciences, Langfang 065007, China; 3. Beijing Huanqiu Contracting & Engineering Corp., Beijing 100029, China; 4. Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China)

Abstract: Gas-water relative permeability was tested in the full diameter cores of three types of reservoirs (matrix pore, fracture and solution pore) in Gaoshiti-Moxi block under high pressure and temperature to analyze features of their gas-water relative permeability curves and gas well inflow dynamics. The standard plates of gas-water two-phase relative permeability curves of these types reservoirs were formed after normalization of experimental data. Based on the seepage characteristics of fractured reservoirs, the calibration methods of gas-water two-phase relative permeability curves were proposed and the corresponding plates were corrected. The gas-water two-phase IPR (inflow performance relationship) curves in different type reservoirs were calculated using the standard plates and validated by the actual performances of gas wells respectively. The results show that: water saturations at gas-water relative permeability equal points of studied reservoirs are over 70%, indicating strong hydrophilic; the dissolved cave type has the biggest gas-water infiltration interval and efficiency of water displacement by gas, followed by the matrix pore type and then fractured type; and the fractured type has the highest the permeability recovery degree, followed by the dissolved cave type and then matrix pore type. The calibrated gas-water two-phase relative permeability curves of fractured carbonate reservoirs can better reflect the gas-water two-phase seepage law of actual gas reservoirs and the standard plates can be used in the engineering calculation of various gas reservoirs. The characteristics of calculated IPR curves are consistent with the performance of actual producing wells, and are adaptable to guide production proration and performance analysis of gas wells.

Key words: carbonate reservoir; simultaneous production of gas and water; gas-water relative permeability curves; IPR curve; gas well

引用: 李程辉, 李熙喆, 高树生, 等. 碳酸盐岩储集层气水两相渗流实验与气井流入动态曲线: 以高石梯—磨溪区块龙王庙组和灯影组为例[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(6): 930-938.

LI Chenghui, LI Xizhe, GAO Shusheng, et al. Experiment on gas-water two-phase seepage and inflow performance curves of gas

wells in carbonate reservoirs: A case study of Longwangmiao Formation and Dengying Formation in Gaoshiti-Moxi block, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(6): 930-938.

0 引言

碳酸盐岩储集层孔、洞、缝发育,非均质性强^[1-2],普遍存在边底水,气井生产中容易见水导致水淹^[3]。开展碳酸盐岩储集层气、水两相渗流规律的研究并预测气井产能,分析气井生产动态,有助于高效开发该类气藏^[4-5]。

气、水两相相对渗透率曲线的获取主要有两种方法:一是直接测定法,包括稳态法和非稳态法^[6];二是间接算法,包括毛管压力曲线、矿场资料及经验公式计算法等^[7]。稳态法方面,Diomampo等^[8-10]利用玻璃平板模型模拟了不同裂缝形态的相渗规律;国内学者研究了多孔介质中的多相渗流特征和高温、高压对其的影响^[11-12]。非稳态法方面,蒋光迹等^[13]利用小岩心进行相渗曲线测定,证实基岩采用定束缚水饱和度的方法测试得到的相渗曲线更能代表裂缝-孔隙型双重介质的多相渗流;郑鑫平^[14]利用高石梯缝洞型气藏储集层全直径基质岩心、人造裂缝-孔隙型岩心和裂缝-孔洞型岩心研究了常温常压下的单相气体和气水两相渗流规律,及高温高压下的气水两相渗流规律。气水同产气井产能研究方面,生如岩等^[15]将二项式产能方程与气、水两相流动规律相结合,并考虑紊流效应推导了生产气水比预测模型;刘玉奎等^[16]基于稳态渗流理论,采用等值渗流阻力法,建立裂缝型气藏稳态渗流理论模型,推导出考虑天然裂缝时气井产量提高幅度的计算公式,分析了天然裂缝渗流参数对气井产能的影响。目前,碳酸盐岩气水两相渗流特征及两相流气井产能的研究,多为单方面的实验或理论推导,而针对多储集层类型的相参与气井产能的综合研究较少。

高石梯—磨溪区块主力产气层为寒武系龙王庙组和震旦系灯影组,包含基质孔隙型、裂缝型、溶蚀孔洞型等多种储集层类型,局部地区边底水活跃,是国内典型的缝洞型碳酸盐岩气藏之一。该区块的地质条件符合开展气、水两相相对渗透率曲线测试及渗流规律研究的要求;同时实际生产井资料丰富,有利于验证两相流条件下的气井流入动态(IPR)特征。因此,本文选取该区块基质孔隙型、裂缝型、溶蚀孔洞型3类储集层全直径岩心,开展高温、高压条件下的气、水两相相对渗透率测试,分析气水相渗曲线特征及气井流入动态。

1 气藏基本特征

1.1 气藏概况

高石梯—磨溪区块位于四川盆地中部,龙王庙组

储集层为滩相白云岩,局部地区发育边底水,储渗空间主要为裂缝-孔隙(洞)型,其次为孔隙型,孔、洞、缝搭配良好。灯影组储集层为丘滩复合体,无边底水,储渗空间类型为裂缝-孔隙(洞)型、孔隙(洞)型两类。

气藏温度420 K,气藏原始含水饱和度约20%,原始气藏压力70 MPa,储集层上覆层压力110 MPa,天然气相对密度为0.6,地层水为氯化钠水型。

1.2 不同类型碳酸盐岩储集层特征

根据碳酸盐岩储集层孔、洞、缝发育程度,可将其分为3种类型:基质孔隙型、裂缝型、溶蚀孔洞型^[17]。基质孔隙型储集层岩心微孔隙发育,无溶蚀孔洞,裂缝充填或无裂缝;裂缝型储集层岩心存在明显的张开裂缝或未完全充填裂缝,基质中含有少量的溶蚀孔洞;溶蚀孔洞型储集层岩心溶蚀孔洞发育,孔洞之间存在大量微裂缝。统计近200块灯影组和龙王庙组碳酸盐岩全直径岩心孔、渗数据(见图1),基质孔隙型储集层孔隙度、渗透率低;裂缝型储集层渗透率较高,但孔隙度受基质影响,绝大部分低于10%;溶蚀孔洞型储集层孔隙度、渗透率较高,物性明显好于其他两种储集层。

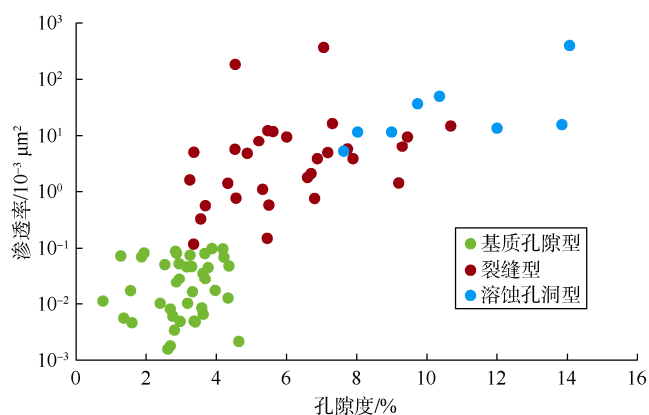


图1 灯影组和龙王庙组全直径岩心孔、渗参数

表1为不同类型储集层岩心覆压孔渗测试、CT扫描、核磁共振、高压压汞、应力敏感和流态实验得到的特征参数统计结果。

数据表明,表征3类储集层物性与流动特征的静动态参数存在较大差异:基质孔隙型储集层孔隙度、渗透率、面孔率低,中、小、微孔隙占比大,仅存在少量大孔隙,基本不存在溶洞,可动流体饱和度低,门槛压力和中值压力高,应力敏感性强,高速非达西效应弱;裂缝型储集层孔隙度、渗透率、面孔率较高,中、小、微孔隙占比较大,发育一定大孔隙和溶洞,

表 1 不同类型碳酸盐岩储集层特征参数

储集层类型	渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	孔隙度/ %	面孔率/ %	不同级别孔隙所占比例/%			可动流体 饱和度/%	门槛压力/ MPa	中值压力/ MPa	应力敏感 幂指数	费希海默数
				中、小、微孔	大孔隙	溶洞					
基质孔隙型	0.000 1~0.100 0	0~3	0~2	67~95	5~33	0	10~40	0.5~20.0	10~300	0.6	0~0.03
裂缝型	0.1~50.0	2~15	2~10	52~90	10~43	0~5	30~80	0.001~0.300	3~30	0.6	0.03~1.00
溶蚀孔洞型	1~100	6~20	6~20	10~31	52~80	17~30	60~95	0.001~0.300	0.1~5.0	0.1	0.20~3.00

注：孔隙级别按核磁共振横向弛豫时间划分，0~1 ms 为微孔，1~10 ms 为小孔，10~100 ms 为中孔，100~1 000 ms 为大孔隙，大于 1 000 ms 为溶洞

可动流体饱和度较高，门槛压力和中值压力较低，应力敏感性强，高速非达西效应比较强；溶蚀孔洞型储集层孔隙度、渗透率、面孔率高，中、小、微孔隙占比小，大孔隙占比明显增大，溶洞发育，可动流体饱和度高，中值压力低，应力敏感性弱，高速非达西效应强。

2 气水相渗实验设计

2.1 实验样品

实验所用全直径岩心取自于高石梯—磨溪区块钻井岩心，其中，溶蚀孔洞型岩心取自龙王庙组，其余岩心取自灯影组灯四段，均为主力储集层。

表 2 不同类型碳酸盐岩气、水相渗实验驱替压力计算结果

碳酸盐岩类型	岩心编号	岩心长度/cm	岩心直径/cm	渗透率/10 ⁻³ μm ²	孔隙度/%	驱替压力/MPa	备注
基质孔隙型	孔隙 1 号	10.604	6.678	0.029 5	2.20	3.82	
	孔隙 2 号	10.112	6.550	0.043 9	1.90	2.91	
	孔隙 3 号	10.306	6.538	0.021 1	2.30	4.62	
裂缝型	裂缝 1 号	8.258	6.698	0.600 0	2.70	0.93	压后
				0.002 6	1.50	10.63	压前
	裂缝 2 号	7.956	6.532	5.200 0	3.30	0.35	压后
			0.007 9	2.10	7.22	压前	
溶蚀孔洞型	孔洞 1 号	10.350	10.159	13.700 0	12.00	0.41	
	孔洞 2 号	10.250	10.156	37.200 0	9.74	0.23	

2.3 实验方法及流程

气水两相相渗实验，具有水驱气与气驱水两种方式，由于水驱气实验过程中出口端见水后就不再会有气体流量显示，实验数据难以获取，数据点过少，得到的基本为水相单相渗流曲线。因此，目前 90%相渗实验都采用气驱水方式，且气藏工程计算中所用气、水相渗曲线绝大多数也是通过气驱水方式测定。无论采用气驱水还是水驱气进行相渗曲线测定，束缚水饱和度基本相同，共渗区间范围基本一致。因此，选用非稳态气驱水方法测定碳酸盐岩全直径岩心气、水相渗曲线。

实验装置见图 2，具体实验步骤如下：①将岩样进行打磨预处理，在 60 °C 条件下烘干 24 h，称取岩心干重；②岩样抽真空 24 h 后，加压 10 MPa 饱和地层水 24 h；③根据岩心水测渗透率数据，确定合适的驱替压力；④饱和好的岩心装入岩心夹持器内，水平放置，将气体加压稳定到确定的驱替压力下开始气驱水实

2.2 实验参数

根据气藏基本特征，结合实验室条件，设定实验温度为 323 K；实验上覆岩层压力为 50 MPa；地层水的黏度为 1.093 mPa·s，矿化度为 80 000 mg/L，氯化钠水型；氮气黏度为 0.017 6 mPa·s。实验过程中采用全数字液压伺服岩石力学实验系统对岩心进行造缝，岩心驱替压力采用标准 SY/T 5345—2007^[6]，根据岩心性质计算得到，驱替压差公式为：

$$\pi_1 = \frac{\sigma \times 10^{-3}}{\sqrt{K / \phi \times 10^{-3} \Delta p}} \leq 0.6 \quad (1)$$

将 π_1 取 0.5、氮气与水界面张力取 70 mN/m，计算设定驱替压力（见表 2）。

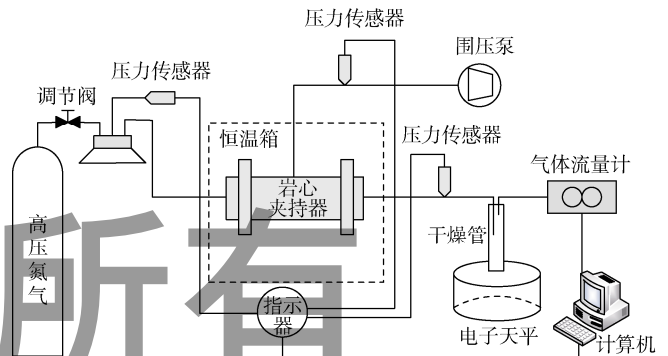


图 2 非稳态法测定气水相对渗透率装置示意图

验，直至出口端不产水为止。

3 实验结果分析与处理

3.1 实验数据与归一化处理

根据标准 SY/T 5345—2007《岩石中两相流体相对渗透率测定方法》^[6]，对储集层全直径岩心气、水两相

渗流规律实验数据进行处理，得到基质孔隙型，裂缝型，溶蚀孔洞型 3 种类型岩心的气、水两相相对渗透率实验数据曲线（见图 3）。同时对实验数据进行归一化处理，得到图 4 所示的归一化相渗曲线。

3.2 不同类型岩心气水相渗特征对比

根据实验数据，统计了气水相渗曲线特征参数（见表 3），表中渗透率恢复程度为束缚水饱和度状态下气相渗透率与含水饱和度为 0 状态下气相渗透率的

比值。统计结果与实验数据相渗曲线表明，实验所用碳酸盐岩岩心具有明显的亲水特征，等渗点含水饱和度最低 72.88%，最高 93.23%。另外，同一类型岩心束缚水饱和度、共渗区范围、气驱水效率、渗透率恢复程度等特征参数相近，不同类型岩心具有不同的分布区间。说明同一类型的岩心实测结果接近，不同类型碳酸盐岩岩心气水相渗曲线特征差异性明显。

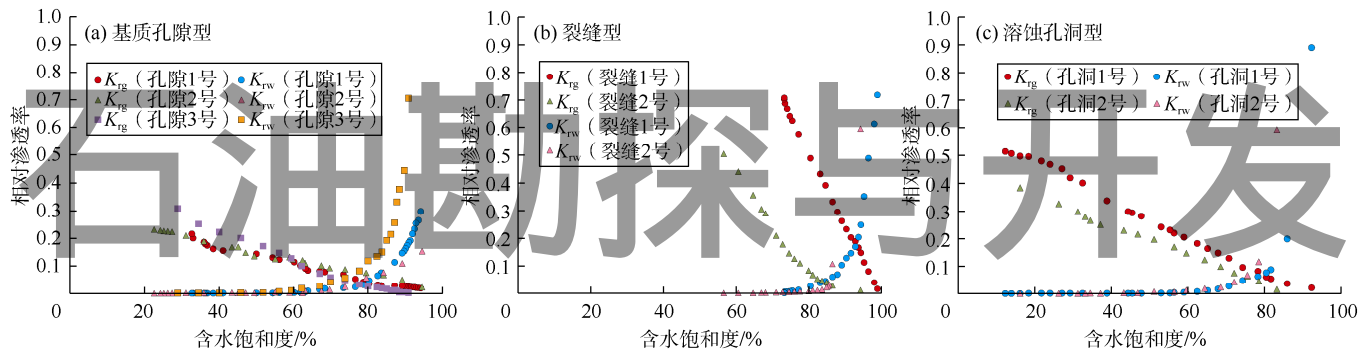


图 3 碳酸盐岩岩心气水相渗实验数据曲线

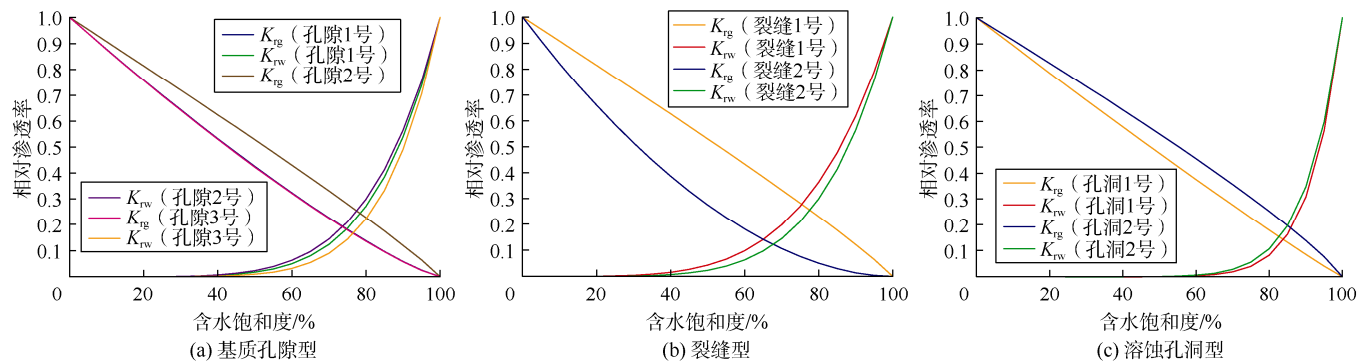


图 4 碳酸盐岩岩心气水相渗归一化曲线

表 3 碳酸盐岩气水两相渗流实验数据相渗特征统计

碳酸盐岩类型	岩心编号	束缚水饱和度/%	共渗区范围/%	气驱水效率%	渗透率恢复程度/%	等渗点含水饱和度/%
基质孔隙型	孔隙 1 号	32.71	32.71~94.20	65.20	21.59	79.18
	孔隙 2 号	22.60	22.60~94.55	76.21	23.20	81.25
	孔隙 3 号	28.95	28.95~90.94	68.19	30.09	73.76
裂缝型	裂缝 1 号	73.26	73.26~98.91	26.00	70.60	93.23
	裂缝 2 号	56.62	56.62~94.26	39.77	50.37	85.40
溶蚀孔洞型	孔洞 1 号	12.34	12.34~92.37	86.59	51.29	79.02
	孔洞 2 号	16.15	16.15~83.26	80.54	38.38	72.88

3.3 碳酸盐岩储集层气水相渗曲线标准图版

对相同类型储集层归一化之后的气水两相相对渗透率曲线进行平均化处理和反算，形成气水相对渗透率曲线标准图版（见图 5），以方便用于各类气藏工程计算。统计标准图版特征参数（见表 4），主要认识为：
① 高石梯—磨溪区块震旦系灯影组和寒武系龙王庙组

碳酸盐岩储集层强亲水，等渗点含水饱和度 73.86%~87.03%，其中裂缝型最高。② 裂缝型储集层气水两相共渗区间最小，束缚水饱和度最高；溶蚀孔洞型储集层共渗范围最大，束缚水饱和度最低；基质孔隙型则介于二者之间。主要原因在于溶蚀孔、洞、缝在岩心中分布的均质程度决定束缚水饱和度高低，裂缝型岩

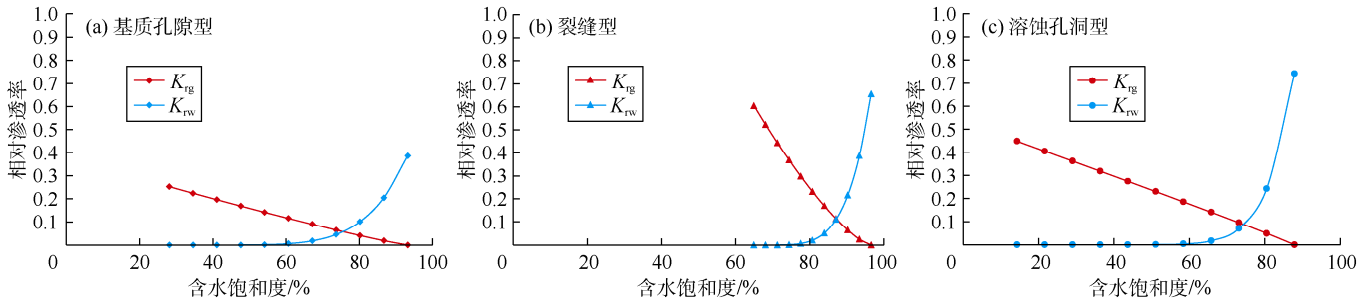


图5 碳酸盐岩储集层气水相渗曲线标准图版

表4 碳酸盐岩岩心标准气水两相渗曲线特征参数统计

碳酸盐岩类型	束缚水饱和度/%	共渗区范围/%	气驱水效率/%	渗透率恢复程度/%	等渗点含水饱和度/%
基质孔隙型	28.09	28.09~93.23	69.80	25.23	76.21
裂缝型	65.00	65.00~96.60	32.98	60.50	87.03
溶蚀孔洞型	14.25	14.25~87.81	83.81	44.84	73.86

心非均质性最强，气驱水的动态过程主要发生在裂缝中，基质孔隙中的水很难动用，导致裂缝型岩心束缚水饱和度最高；溶蚀孔洞型岩心，溶蚀孔洞间连通性好，非均质性弱，气驱水效果好，束缚水饱和度低。

③气驱水至束缚水状态下，不同类型储集层气相相对渗透率的恢复程度差异较大，表现为裂缝型大于溶蚀孔洞型、溶蚀孔洞型大于基质孔隙型。主要原因在于裂缝型岩心主要渗流通道为裂缝，虽然气驱水效率最低，但是气驱水过程中裂缝中的水几乎全部被驱出，因而渗透率恢复程度高；溶蚀孔洞型岩心物性好，气驱水效率最高，可动水大部分被驱出，气相渗透率恢复程度也较高；基质孔隙型碳酸盐岩岩心孔喉细微，束缚水饱和度本身较高，气相渗透率恢复程度最低。

④与砂岩气水相渗曲线特征对比，基质孔隙型碳酸盐岩和均质致密砂岩类似，溶蚀孔洞型碳酸盐岩与中高渗均质砂岩类似。

3.4 裂缝型岩心气水相渗曲线校正

标准图版中，裂缝型储集层整体含水饱和度低于65%时，储集层中为单相气体流动，大于65%水相才开始流动。而实际生产过程中，边底水发生水侵时，裂缝型产层即使在整体含水饱和度很低的情况下水也会沿着裂缝侵入，导致该类储集层气井见水甚至暴性水淹。可见上述裂缝型碳酸盐岩岩心气水相渗曲线不能反映实际产层的气水两相渗流规律。原因在于常规岩心气水相渗实验数据处理方法依据B-L理论^[6]建立，仅适用于均质或视均质储集层的气水相渗分析。裂缝型碳酸盐岩储集层非均质性强，裂缝渗透率远大于基

质渗透率，极差可达近百倍或更高，气驱水过程中裂缝与基质中流体的运动速度差异巨大，常规处理方法不能反映这一特点。

根据文献[18-19]，基质岩心的气-水静态接触角 θ_{wg} 一般都低于 40° ，毛管压力可由(2)式计算：

$$p_c = \frac{2 \times 10^{-3} \sigma \cos \theta_{wg}}{r} \quad (2)$$

基于毛管束渗流模型，基质岩心孔喉半径满足如下关系式：

$$r = \sqrt{\frac{8 \times 10^{-9} K_m}{\phi_m}} \quad (3)$$

将(3)式代入(2)式，整理可得：

$$p_c = \frac{10^{-3} \sigma \cos \theta_{wg}}{\sqrt{\frac{2 \times 10^{-9} K_m}{\phi_m}}} \quad (4)$$

取值 70 mN/m ， θ_{wg} 取值 40° ，采用(4)式计算表2中两块裂缝型岩心造缝前的毛管压力分别为 2.88 MPa 和 1.959 MPa 。而造缝后气驱水实验过程给定的驱替压差分别为 0.93 MPa 和 0.35 MPa ，明显低于基质的毛管压力。裂缝型碳酸盐岩岩心气驱水实验过程中只驱出裂缝中的水，实验结果只是裂缝中气、水两相流动规律的反映。

因此，需要对裂缝型碳酸盐岩储集层气水相渗曲线进行校正。针对裂缝型岩心气驱水过程作如下假设：①基质渗透率远小于裂缝渗透率；②气驱水过程中只驱出裂缝中的水，基质中含水饱和度始终为原始含水饱和度，也就是说相渗曲线中含水饱和度实质是裂缝中的含水饱和度；③气驱水过程结束时，裂缝中的含水饱和度为裂缝的束缚水饱和度。

根据物质平衡方程，裂缝型碳酸盐岩岩心孔隙度满足如下关系：

$$\phi = \phi_m + \phi_f \quad (5)$$

裂缝型碳酸盐岩岩心含水饱和度满足如下关系：

$$S_w \phi = S_{wm} \phi_m + S_{wf} \phi_f \quad (6)$$

对(6)式变形可得裂缝中含水饱和度 S_{wf} 计算式：

$$S_{wf} = \frac{S_w \phi - S_{wm} \phi_m}{\phi_f} \quad (7)$$

(7)式即为裂缝型碳酸盐岩岩心裂缝中含水饱和度与整体含水饱和度关系式。

当裂缝中含水饱和度为0时，

$$K_{rg}(S_{wf} = 0) = 1 \quad (8)$$

将裂缝型碳酸盐岩岩心标准相渗图版曲线中气相相对渗透率曲线延伸至 $K_{rg}=1$ ，对应的岩心整体含水饱和度记为 S_{w1} (见图6)，据图计算得 S_{w1} 为 58.07%，结合(7)式可得：

$$S_{w1} \phi - S_{wm} \phi_m = 0 \quad (9)$$

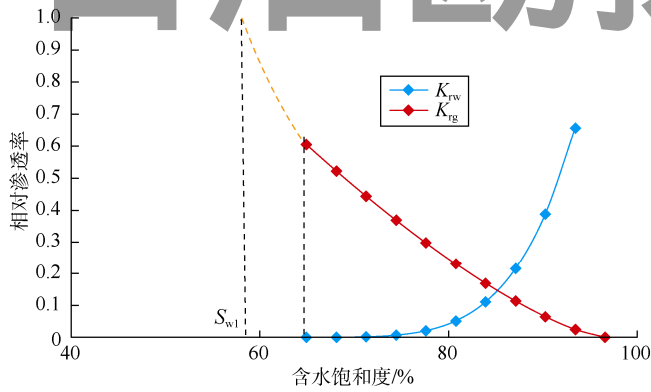


图6 裂缝型碳酸盐岩岩心气相相渗曲线延伸图

对(9)式变形可得基质孔隙度：

$$\phi_m = \frac{S_{w1}}{S_{wm}} \phi \quad (10)$$

(10)式与(5)式结合，代入(7)式可得气驱水过程裂缝中含水饱和度关系式：

$$S_{wf} = \frac{S_w - S_{w1}}{1 - \frac{S_{w1}}{S_{wm}}} \quad (11)$$

通过(11)式对裂缝型碳酸盐岩岩心气、水相对渗透率进行校正，可得反映裂缝中气、水两相流动规律的相对渗透率曲线(见图7)。由校正结果知，裂缝束缚水饱和度为 16.72%，裂缝中气、水两相的实际共渗区间为 16.72%~91.81%，气驱水效率为 81.79%；而岩心整体的共渗区间为 65.00%~96.60%，气驱水效率为 32.98%，裂缝的气驱水效率是岩心整体的 2.48 倍。这与气井的实际生产情况更接近，校正后的裂缝型碳酸盐岩储集层气水相渗曲线更好反映了实际气藏的气水两相渗流规律，可用于各类气藏工程计算。

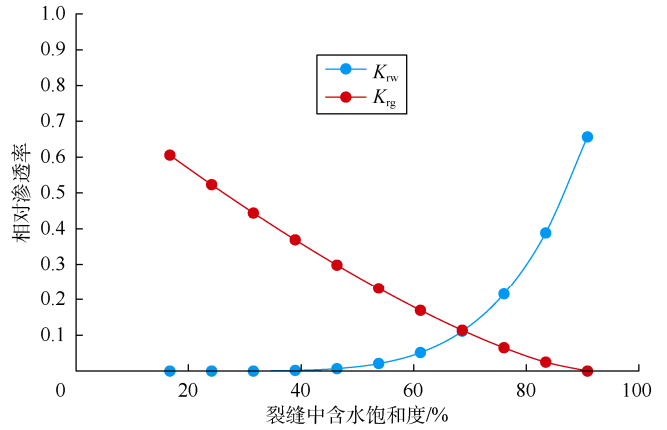


图7 裂缝型储集层中裂缝标准气水相渗曲线图版

4 IPR 曲线计算与实例分析

4.1 气水同产井 IPR 方程

借鉴现有的研究成果^[17]，考虑储集层的应力敏感性和气体非达西渗流的影响条件下，缝洞型碳酸盐岩气藏气水同产时产能方程可用(12)式—(15)式表示：

$$\psi_R - \psi_{wf} = Aq_i + Bq_i^2 \quad (12)$$

其中

$$A = \frac{1.842 \times 10^{-3}}{KK_{rg}h} \ln \frac{r_e}{r_w} \quad K = K_1 \left(\frac{\sigma_s - p}{\sigma_s - p_i} \right)^{-\alpha}$$

$$B = \frac{4.036 \times 10^{-21} \beta \rho_g}{r_w^2 h^2 \mu_g} \quad \beta = \frac{7.0 \times 10^9}{K_1^{1.42}}$$

$$\psi = \int_0^p \left(\frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} + \frac{\rho_w K_{rw}}{\mu_w} \right) dp \quad (13)$$

$$q_i = q_{sc} \rho_{gsc} + q_w \rho_{wsc} \quad (14)$$

$$q_w = \frac{KK_{rw}h}{1.842 \times 10^{-3} B_w \mu_w \ln \frac{r_e}{r_w}} (p_R - p_{wf}) \quad (15)$$

采用上述方程，结合实验所得相渗曲线资料，可以开展气水同产时的 IPR 曲线计算和动态特征分析。

4.2 IPR 曲线计算

高石梯—磨溪区块碳酸盐岩气藏埋深 4 700 m，有效厚度为 30 m，原始储集层条件下渗透率分别为：基质孔隙型 $0.07 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，裂缝型 $4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，溶蚀孔洞型 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。气井井径 0.1 m，泄流半径 1 000 m。该气藏底水发育，后期水侵会使储集层含水饱和度增加，因此，计算中采用标准化之后的气、水两相相对渗透率曲线。

对于裂缝型碳酸盐岩气藏，基质与裂缝初始含水饱和度一致，均为储集层整体束缚水饱和度 S_{wco} 。基质

相对于裂缝而言渗透率极低，水侵基本上只发生在裂缝中，裂缝中含水饱和度急剧增加，基质含水饱和度基本不变，根据(6)式可以得到储集层整体含水饱和度为：

$$S_w = S_{wc} + (S_{wf} - S_{wc}) \frac{\phi_f}{\phi} \quad (16)$$

实际应用中根据裂缝气、水相渗曲线数据计算，再根据(16)式反算所对应的裂缝型储集层整体含水饱和度，即可得到裂缝型储集层不同含水饱和度条件下的IPR曲线。

按照(12) — (16)式得到3类碳酸盐岩气藏气井在不同含水饱和度条件下的气相、水相IPR曲线(见图8、图9)。分析气相IPR曲线，可得两点认识：①含水饱和度对3类储集层产气能力影响巨大，即使在接近束缚水饱和度(20%)的情况下，有水时无阻流量

也远小于无水时无阻流量。其中以裂缝型储集层影响程度最小，接近束缚水饱和度的无阻流量约为无水时的59.90%，究其原因，该类储集层的主要储渗空间为裂缝，即使在无水的情况下，基质的生产能力也有限，见水后封堵基质的生产能力对整体影响较小；溶蚀孔洞型储集层的影响居中，接近束缚水饱和度时无阻流量为无水时的55.00%，这主要是因为该类储集层的储渗空间相对均质，且渗流能力相对基质孔隙型储集层较强，储集层见水后影响的是整个储集层；基质孔隙型储集层影响程度最大，接近束缚水饱和度时无阻流量为无水时的27.97%，该类储集层孔喉小，连通性差，一旦见水，将封堵大多数渗流通道。②储集层见水后，随着含水饱和度的进一步上升，其对产能的影响则逐步减弱，原因在于先期见水后已封堵了大部分渗流通道。

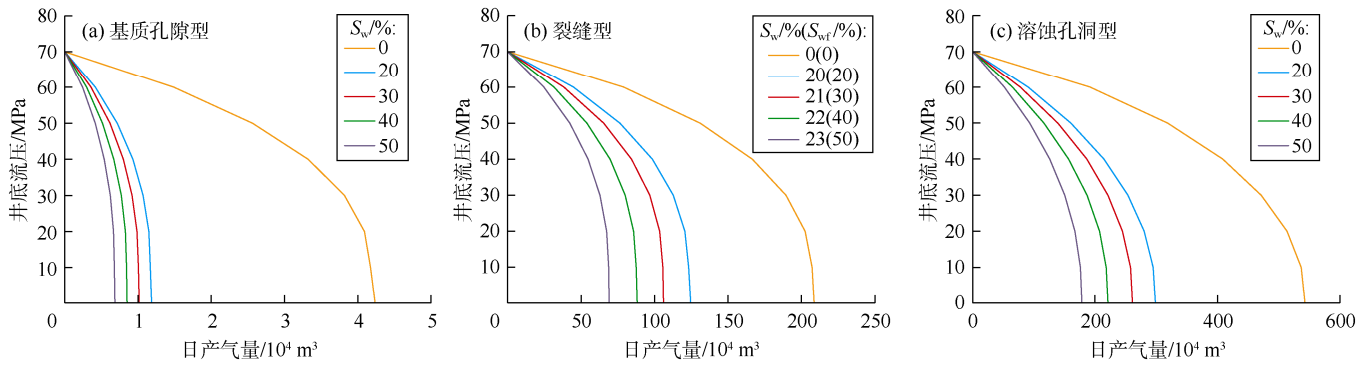


图8 不同类型储集层气井不同含水饱和度条件下气相IPR曲线

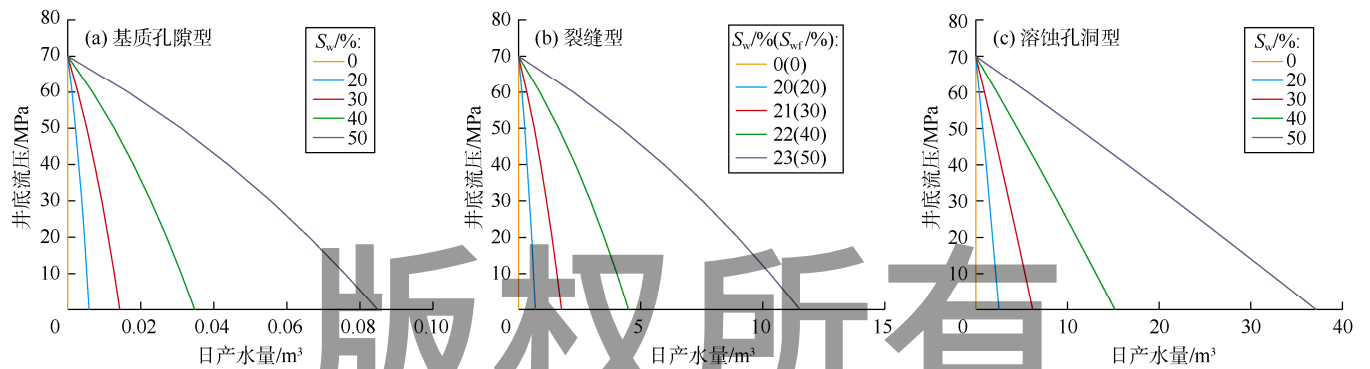


图9 不同类型储集层气井不同含水饱和度条件下水相IPR曲线

水相IPR曲线则具有与气相相反的规律，见水初期虽对气相产能影响大，但水产能较小，随着含水饱和度的增加，水产能上升很快，而且含水饱和度越高，水产能上升越快，这就是气井见水后快速水淹的原因。

4.3 实际生产井分析

高1井、高2井、高3井为高石梯—磨溪区块3

口生产井，据测井解释成果，高1井主力产层为裂缝型，高2井主力产层为溶蚀孔洞型，高3井主力产层为基质孔隙型。其中高3井储集层渗流能力弱，产气、产水能力低，不具备工业开采价值，储集层改造前基本不产气。

高1井生产动态曲线见图10，该井初期产水量较

低,气井产能较高,生产10个月后,产水量开始上升,从约15 m³/d 上升到约40 m³/d,此时产气量则从约60×10⁴ m³/d 快速下降至约30×10⁴ m³/d,损失一半。根据前述 IPR 曲线计算,裂缝型储集层含水饱和度由接近束缚水饱和度(20%)增加3%,气井产气能力降低44.54%,产水能力增加约15.70倍,高1井的实际生产动态符合这一规律。

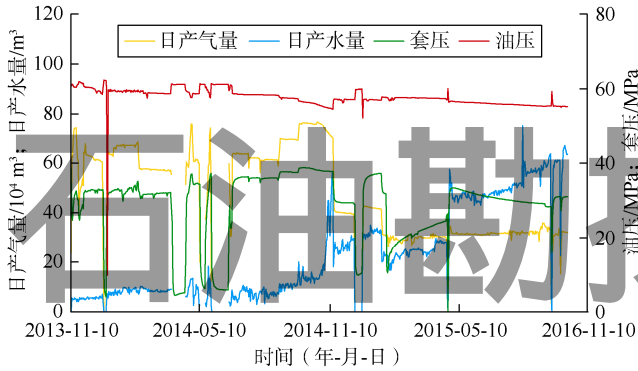


图10 高1井生产动态曲线

高2井生产动态曲线见图11,该井生产近20个月,产水量低且很稳定,基本可以认定为气体流动时携带的少量束缚水或凝析水,产气量基本保持稳定,产量高。溶蚀孔洞型储集层相对均质,不存在相对的高渗通道,水线推进缓慢,因此,产水、产气均相对稳定且能长时间稳产。高2井的生产动态符合溶蚀孔洞型储集层气井的 IPR 曲线特征。

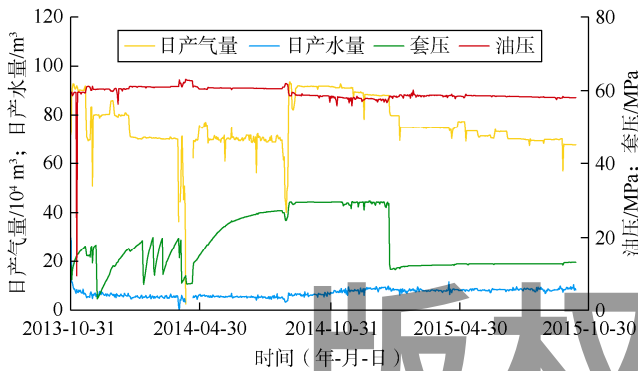


图11 高2井生产动态曲线

综上所述,气、水两相渗流规律对3类储集层气井的生产起到了决定性作用。裂缝型储集层气井产能较高但受含水饱和度变化影响很大,建议生产井与气水界面要有足够的距离,避免水线过早推进到井底,同时控制生产压差,延缓水侵速度,延长无水采气期;溶蚀孔洞型储集层气井产气能力强,水线推进慢,可适当提高气井产能,但也要防止水线推进过快,造成

水淹;气井存在多种储集层组合时,则需做好多层合采方面的研究。

5 结论

四川盆地高石梯—磨溪区块龙王庙组和灯影组碳酸盐岩岩心等渗点含水饱和度高达70%以上,具有强亲水特征;气水共渗区间、气驱水效率以溶蚀孔洞型最大,基质孔隙型次之,裂缝型最小;岩心渗透率的恢复程度以裂缝型最大,溶蚀孔洞型次之,基质孔隙型最小。

采用裂缝型碳酸盐岩储集层气、水两相相对渗透率曲线校正方法,校正后的气水相渗曲线更好反映了实际气藏的气水两相渗流规律。

实验数据归一化处理、校正后,形成的碳酸盐岩不同类型储集层的气、水两相相对渗透率曲线标准图版,可用于各类气藏工程计算,在此基础上计算的 IPR 曲线,其特征与实际生产井动态相符,可用于实际气井配产与生产动态分析。

符号注释:

B_w ——地层水的体积系数, f ; h ——储集层有效厚度, m ; K ——渗透率, $10^{-3} \mu m^2$; K_i ——储集层原始渗透率, $10^{-3} \mu m^2$; K_m ——基质岩心渗透率, $10^{-3} \mu m^2$; K_{rg} ——气相相对渗透率, 无因次; K_{rw} ——水相相对渗透率, 无因次; p ——压力, MPa ; p_c ——毛细管压力, Pa ; p_i ——储集层原始压力, MPa ; p_R ——气藏外边界压力, MPa ; p_{wf} ——井底流压, MPa ; Δp ——驱替压差, MPa ; q_{sc} ——标准状况下气井产气量, m^3/d ; q_t ——气井气水总产量, kg/d ; q_w ——气井产水量, m^3/d ; r ——孔喉半径, mm ; r_e ——泄流半径, m ; r_w ——气井半径, m ; S_w ——岩心整体含水饱和度, %; S_{wc} ——束缚水饱和度, %; S_{w1} ——气相相对渗透率曲线延伸至 $K_{rg}=1$, 对应的岩心整体含水饱和度, %; S_{wf} ——裂缝中含水饱和度, %; S_{wm} ——基质含水饱和度, %; α ——应力敏感指数, 其中基质孔隙型、裂缝型储集层均为 0.6, 溶蚀孔洞型储集层为 0.1; β ——非达西渗流系数, m^{-1} ; θ_{wg} ——气-水静态接触角, ($^\circ$); μ_g ——气体黏度, $mPa \cdot s$; μ_w ——地层水黏度, $mPa \cdot s$; m ——毛管压力与驱替压力之比, 无因次; ρ_g ——气体密度, kg/m^3 ; ρ_{gsc} ——标准状况下气体密度, kg/m^3 ; ρ_w ——地层水密度, kg/m^3 ; ρ_{wsc} ——标准状况下地层水密度, kg/m^3 ; σ ——界面张力, mN/m ; σ_s ——上覆岩层压力, MPa ; ϕ ——岩心孔隙度, %; ϕ_f ——裂缝孔隙度, %; ϕ_m ——基质孔隙度, %; ψ ——气水两相拟压力, $kg \cdot MPa / (mPa \cdot s \cdot m^3)$; ψ_R ——气水两相气藏外边界拟压力, $kg \cdot MPa / (mPa \cdot s \cdot m^3)$; ψ_{wf} ——气水两相井底拟压力, $kg \cdot MPa / (mPa \cdot s \cdot m^3)$ 。

参考文献:

[1] 李熙喆, 郭振华, 万玉金, 等. 安岳气田龙王庙组气藏地质特征

- 与开发技术政策[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(3): 398-406.
LI Xizhe, GUO Zhenhua, WAN Yujin, et al. Geological characteristics and development strategies for Cambrian Longwangmiao Formation gas reservoir in Anyue gas field, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(3): 398-406.
- [2] 杜金虎, 周新源, 李启明, 等. 塔里木盆地碳酸盐岩大油气区特征与主控因素[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(6): 652-661.
DU Jinhui, ZHOU Xinyuan, LI Qiming, et al. Characteristics and controlling factors of the large carbonate petroleum province in the Tarim Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(6): 652-661.
- [3] 于红岩, 魏丽, 秦晓艳, 等. 鄂尔多斯盆地西北部奥陶系马家沟组气水分布及成因[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(3): 396-402.
YU Hongyan, WEI Li, QIN Xiaoyan, et al. Gas and water distribution of Ordovician Majiagou Formation in northwest of Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(3): 396-402.
- [4] 李阳, 侯加根, 李永强. 碳酸盐岩缝洞型储集体特征及分类分级地质建模[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(4): 600-606.
LI Yang, HOU Jiagen, LI Yongqiang. Features and hierarchical modeling of carbonate fracture-cavity reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(4): 600-606.
- [5] 魏国齐, 谢增业, 宋家荣, 等. 四川盆地川中古隆起震旦系—寒武系天然气特征及成因[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(6): 702-711.
WEI Guoqi, XIE Zengye, SONG Jiarong, et al. Features and origin of natural gas in the Sinian-Cambrian of central Sichuan paleo-uplift, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(6): 702-711.
- [6] 国家发展和改革委员会. 岩石中两相流体相对渗透率测定方法: SY/T 5345—2007 [S]. 北京: 石油工业出版社, 2008.
National Development and Reform Commission. Test method for two phase relative permeability in rock: SY/T 5345-2007[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008.
- [7] 何更生. 油层物理[M]. 北京: 石油工业出版社, 1994.
HE Gengsheng. Petrophysics[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994.
- [8] DIOMAMPO G P. Relative permeability through fractures[D]. California: Stanford University, 2001.
- [9] CHEN C Y. Liquid-gas relative permeabilities in fractures: Effects of flow structures, phase transformation and surface roughness[D]. California: Stanford University, 2005.
- [10] NICK S, LI Kewen, HORNE R. Experimental measurement of two-phase relative permeability in vertical fractures[R]. California: Stanford University, 2007: 22-24.
- [11] 董平川, 江同文, 唐明龙. 地层条件下凝析气藏的多相渗流特性[J]. 岩石力学与工程学报, 2008, 27(11): 2244-2251.
DONG Pingchuan, JIANG Tongwen, TANG Minglong. Relative permeability law of multiphase seepage under high temperature and pressure in a gas condensate reservoir[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2008, 27(11): 2244-2251.
- [12] 钟晓, 杜建芬. 气水相渗特征与高温高压实验研究[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2013, 15(3): 70-73.
ZHONG Xiao, DU Jianfen. Gas-water permeability characteristics and high temperature and high pressure experimental study[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2013, 15(3): 70-73.
- [13] 蒋光迹, 郭平, 邓兴梁, 等. 裂缝-孔隙型碳酸盐岩储层相渗曲线测试方法对比研究[C]. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室第五次国际学术研讨会论文集. 成都: 油气藏地质及开发工程国家重点实验室(西南石油大学), 2009: 875-880.
JIANG Guangji, GUO Ping, DENG Xingliang, et al. Comparison study on gas-water relative permeability testing experiments of fractured-porous carbonate reservoir[C]. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation. The Fifth International Academic Seminar Paper. Chengdu: State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation(Southwest Petroleum University), 2009: 875-880.
- [14] 郑鑫平. 高梯缝洞型气藏气水渗流机理实验研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2015.
ZHENG Xinpeng. Experimental study on gas-water seepage mechanism in cave-type gas reservoir of Gaoshiti region[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.
- [15] 生如岩, 李相方. 一种考虑紊流影响的产水气井开采动态预测模型[J]. 中国海上油气, 2004, 16(5): 328-331.
SHENG Ruyan, LI Xiangfang. A performance prediction model with a turbulent flow effect for water-production gas wells[J]. China Offshore Oil and Gas, 2004, 16(5): 328-331.
- [16] 刘玉奎, 郭肖, 唐林, 等. 天然裂缝对气井产能影响研究[J]. 油气藏评价与开发, 2014, 4(6): 25-28.
LIU Yukui, GUO Xiao, TANG Lin, et al. Research on the influence of natural fracture on gas well productivity[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2014, 4(6): 25-28.
- [17] 高树生, 刘华勋, 任东, 等. 缝洞型碳酸盐岩储层产能方程及其影响因素分析[J]. 天然气工业, 2015, 35(9): 48-53.
GAO Shusheng, LIU Huaxun, REN Dong, et al. Deliverability equation of fracture-cave carbonate reservoirs and its influential factors[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(9): 48-53.
- [18] 杨胜来, 魏俊之. 油层物理学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004.
YANG Shenglai, WEI Junzhi. Petrophysics[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004.
- [19] 孟祥娟, 周明, 邬国栋, 等. 牙哈凝析气藏岩心改性前后润湿性变化研究[J]. 钻采工艺, 2015, 38(4): 93-95.
MENG Xiangjuan, ZHOU Ming, WU Guodong, et al. Research on wettability change before and after core modification in gas condensate reservoirs[J]. Drilling and Production Technology, 2015, 38(4): 93-95.

第一作者简介: 李程辉(1987-), 女, 河北石家庄人, 博士, 主要从事油气地质与开发方面的研究工作。地址: 北京市朝阳区红军营南路32号院2号楼503室, 邮政编码: 102249。E-mail: 243855834@qq.com

联系作者简介: 沈伟军(1987-), 男, 福建南靖人, 博士, 中国科学院力学研究所助理研究员, 主要从事油气藏渗流机理和数值模拟计算等方面研究。地址: 北京市海淀区北四环西路15号, 中国科学院力学研究所流固耦合系统力学重点实验室, 邮政编码: 100190。E-mail: wjshen763@imech.ac.cn

收稿日期: 2017-02-13 修回日期: 2017-10-19

(编辑 唐俊伟)