

引用格式:王璐,罗瑞兰,张林,等.超深层碳酸盐岩气藏产能预测模型及影响因素研究[J].油气地质与采收率,2024,31(3):88-98.

WANG Lu, LUO Ruilan, ZHANG Lin, et al. Investigation of productivity prediction model and influencing factors of ultradeep carbonate gas reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(3): 88-98.

超深层碳酸盐岩气藏产能预测模型及影响因素研究

王璐¹, 罗瑞兰², 张林², 俞霁晨², 邹瑞¹, 邹润¹, 张一帆¹

(1. 成都理工大学 能源学院, 四川 成都 610059; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要:超深层碳酸盐岩气藏具有储集介质多样、非均质性强和高温高压等典型特征,且普遍采用斜井开发,导致气井产能评价难度大。考虑该类气藏的多重储集介质、应力敏感性、非线性渗流、阈压效应和井斜等因素,基于Forchheimer气相微分方程、应力敏感和气相渗流物理模拟实验数据建立三项式产能预测模型,对不同区域、不同类型碳酸盐岩储层的气井产能进行预测,并分析上述因素对产能的影响规律。结果表明:孔隙型和低渗透孔洞型储层受阈压效应的影响,缝洞型和高渗透孔洞型储层受非线性渗流的影响,因此三项式产能预测模型更适合储层类型多样的超深层碳酸盐岩气藏;不同类型储层表现出不同程度的应力敏感性和非线性渗流特征,需进行各类储层岩心的物理模拟实验确定产能方程所需的各项参数;井斜会产生负表皮因子影响气井产能,当井斜角大于 55° 时,各类储层的气井产能开始快速提升,且对缝洞型储层的改善效果最明显;阈压效应的产能抑制作用在低压差阶段很强,而应力敏感性和非线性渗流的影响主要体现在高压差阶段;启动压力梯度和非线性渗流系数分别为 $0.01 \sim 0.048$ MPa/m和 $10^9 \sim 10^{12}$ m¹时显著抑制气井产能,而应力敏感造成的产能损失较稳定;影响气井产能的主控因素是表皮系数和地层系数,而开发阶段的非线性渗流效应对高渗透储层以及阈压效应对低渗透储层的影响也较为显著。

关键词:超深层碳酸盐岩;非线性渗流;阈压效应;应力敏感;产能预测模型;产能影响因素

文章编号:1009-9603(2024)03-0088-11

DOI:10.13673/j.pgre.202304030

中图分类号:TE344

文献标识码:A

Investigation of productivity prediction model and influencing factors of ultradeep carbonate gas reservoir

WANG Lu¹, LUO Ruilan², ZHANG Lin², YU Jichen², ZOU Rui¹, ZOU Run¹, ZHANG Yifan¹

(1. College of Energy, Chengdu University of Technology, Chengdu City, Sichuan Province, 610059, China;

2. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing City, 100083, China)

Abstract: Ultradeep carbonate gas reservoirs have typical characteristics such as diverse storage media, strong heterogeneity, high temperature, and high pressure. They are generally developed using deviated wells, which complicates the evaluation of gas well productivity. Considering factors such as multiple storage media, stress sensitivity, nonlinear percolation, threshold pressure effect, and well deviation angle, a trinomial productivity prediction model was established based on the Forchheimer's gas-phase differential equation, stress sensitivity and physical simulation experimental data of gas-phase flow. The gas well productivity of different types of carbonate reservoirs in different regions was predicted, and the effects of the above factors on gas productivity were analyzed. The results indicate that pore-type and low-permeability cavity-type reservoirs are affected by threshold pressure effects,

收稿日期:2023-04-30。

作者简介:王璐(1991—),男,山东聊城人,副教授,博士,从事油气藏复杂渗流机理、CO₂驱油与封存等方面的教学和研究工作。E-mail: wl-hmhxydh@163.com。

通信作者:罗瑞兰(1974—),女,新疆阜康人,高级工程师,博士。E-mail: luor169@petrochina.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项“深层碳酸盐岩气藏高效开发技术”(2016ZX05015-003),国家自然科学基金项目“CO₂-助溶剂复合体系超前注入提高页岩油藏采收率机理及碳封存潜力”(52304021),中国石油集团前瞻性基础性重大科技专项“碳酸盐岩油气藏提高采收率关键技术研究”(2021DJ1504),中国石油天然气股份有限公司科学研究与技术开发项目“碳酸盐岩气藏剩余气分布规律及提高采收率方法研究”(2022KT0905)。

while fracture-cavity type and high-permeability cavity-type reservoirs are influenced by nonlinear flow. Therefore, the trinomial productivity prediction model is more suitable for ultradeep carbonate gas reservoirs with diverse reservoir types. Different types of reservoirs exhibit different degrees of stress sensitivity and nonlinear flow characteristics. Physical simulation experiments on the cores from various reservoirs are necessary to determine the parameters required for the productivity equation. The well deviation angle creates a negative skin factor affecting gas well productivity. When the well deviation angle is greater than 55° , the gas well productivity of all types of reservoirs starts to increase rapidly, especially for fracture-cavity type reservoirs. The threshold pressure effect has a significant negative impact on productivity at low pressure differentials, whereas stress sensitivity and nonlinear flow mainly impact at high pressure differentials. Starting pressure gradient and nonlinear flow significantly inhibit gas well productivity when their coefficients are 0.01-0.048 MPa/m and 10^9 - 10^{12} m⁻¹, respectively. In contrast, the productivity loss caused by stress sensitivity is relatively stable. The dominant factors affecting well productivity are the skin coefficient and formation coefficient. During the development stage, the impact of the nonlinear flow effect on high-permeability reservoirs and the threshold pressure effect on low-permeability reservoirs is also significant.

Key words: ultradeep carbonate reservoirs; nonlinear flow; threshold pressure effect; stress sensitivity; productivity prediction model; influencing factors of productivity

超深层碳酸盐岩气藏为经历多期构造运动和古岩溶协同作用生成的特殊气藏,具有储层埋藏深、温压条件高、孔喉结构复杂、非均质性强、储集介质多样、渗流机理特殊等典型特征,以四川盆地为代表的超深层碳酸盐岩气藏具有巨大的储集规模和开发潜力,已成为西南地区重要的接替和上产天然气藏。然而,该类气藏在实际开发过程中表现出不同程度的应力敏感性和复杂的气相渗流特征,导致不同区域气井产能差异大,产量合理预测困难^[1]。此外,为了充分利用超深层碳酸盐岩气藏的地层能量提高单井产能,现场普遍采用斜井开发,这进一步增加了气井合理配产的难度。

气井产能是表征气藏开发效果最直接的指标,而气井产能评价是分析气藏生产动态和开发效果的关键手段^[2]。常规气藏的产能评价技术日趋成熟,产能预测模型多样且适用性较好,能够有效预测不同地质、流体和生产条件下的气井产能并指导气藏开发。现阶段碳酸盐岩气藏的产能评价研究也取得了一些进展^[3]。刘华勋等基于四川盆地龙王庙组气藏的岩心应力敏感与流态实验结果,建立了考虑应力敏感和高速非达西渗流的二项式产能预测模型,但该模型并没有考虑超深层碳酸盐岩气藏的多种储层类型^[4]。因此,高树生等将龙王庙组碳酸盐岩储层划分为孔隙型、裂缝型和溶蚀孔洞型3种类型后建立了二项式产能预测模型,但该模型只适用于直井^[5]。王容等也通过对二项式产能方程进行修正,建立了考虑应力敏感和气体物性变化的深层碳酸盐岩气藏改建储气库的注采能力预测模型^[6]。但是以上模型均忽略了孔隙型和低渗透孔洞型储层在束缚水条件下的阈压效应,且未分析诸多因素对气井产能的影响规律,也未判断产能预测模

型在不同区域碳酸盐岩气藏的适用性。

针对上述研究的不足,笔者以 Forchheimer 气相微分方程为基础,通过模拟超深层碳酸盐岩气藏实际储层的高温高压条件进行室内岩心物理模拟实验,揭示该类气藏不同类型储层的阈压效应、应力敏感特征以及非线性渗流规律,并考虑井斜角产生的负表皮效应,建立多因素影响下的超深层碳酸盐岩气藏三项式产能预测模型,进而分析各因素对气井产能的影响规律。通过应用新模型预测3个不同区域超深层碳酸盐岩气藏的气井产能,验证了模型的准确性,并明确了影响气井产能的主控因素,为该气藏的合理配产和开发动态预测提供理论依据。

1 超深层碳酸盐岩气藏典型特征分析

1.1 多重储集介质特征

四川盆地超深层碳酸盐岩气藏具有多重储集介质的特征,储集空间以粒间溶孔和晶间溶孔的次生孔隙为主,中、小尺度溶蚀孔洞是储集空间的重要补充,构造缝和溶蚀缝在储层中普遍发育,通过有效沟通孔隙和溶洞来改善储层的渗透性^[7-8]。根据前期高压压汞、核磁共振和多尺度 CT 扫描结果(图1),并依据各储集介质的发育程度和搭配关系,碳酸盐岩储层可划分为孔隙型、孔洞型和缝洞型3种主要类型^[9-12]。缝洞型储层的排驱压力低,进汞饱和度高,可动流体饱和度高,微裂缝和溶蚀孔洞发育,储集和渗流能力均较强;孔洞型储层的排驱压力较高,进汞饱和度较高,可动流体饱和度较高,溶蚀孔洞发育,喉道粗大但数量较少,虽然具有优

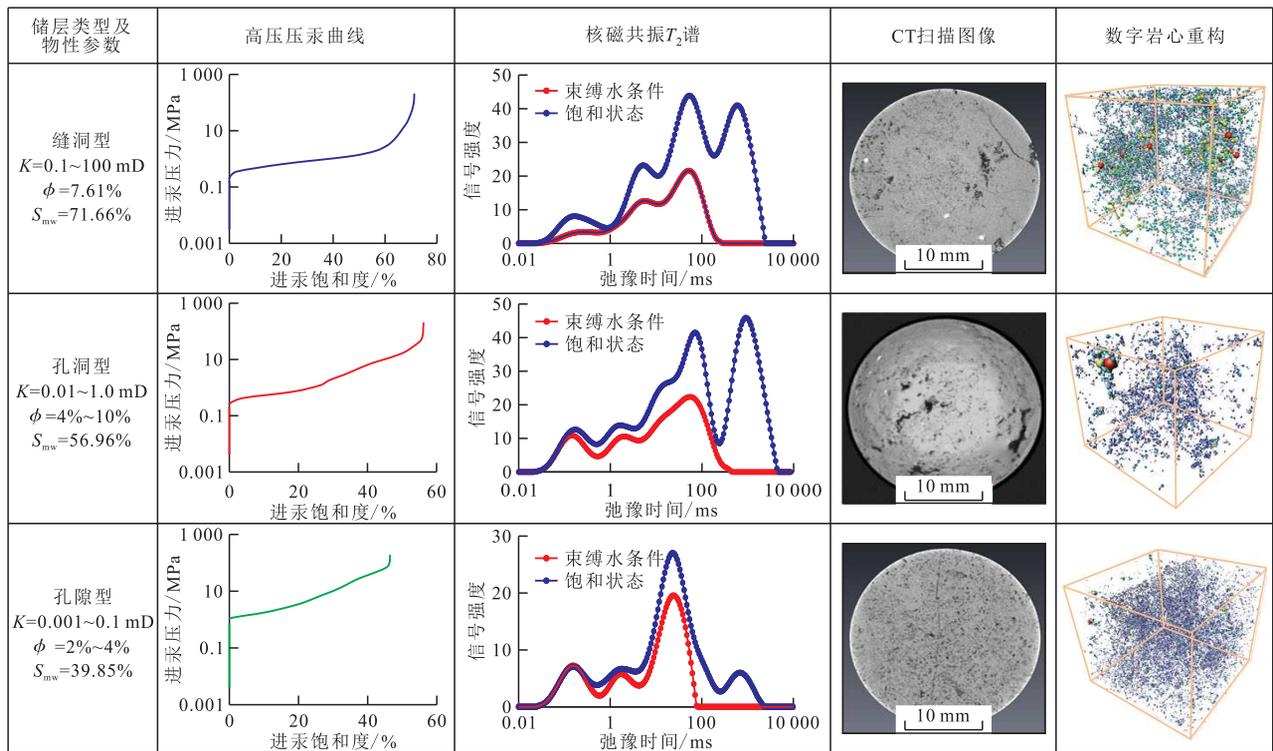


图1 超深层碳酸盐岩气藏不同类型储层多重储集介质特征

Fig.1 Characteristics of multiple storage media of different types of reservoirs in ultradeep carbonate gas reservoirs

质储集空间,但缺乏有效连通,渗流能力较差;孔隙型储层的排驱压力高,进汞饱和度低,可动流体饱和度低,孔隙发育但尺寸较小,喉道数量少且连通性差,导致储集和渗流能力均较差。

1.2 应力敏感特征

为了明确超深层碳酸盐岩气藏的应力敏感特征和气相渗流规律,选取四川盆地高石梯-磨溪地区震旦系气藏的3种类型岩心分别进行室内物理模拟实验,实验过程中完全模拟实际储层的高温高压条件。应力敏感实验参照储层敏感性流动实验评价方法^[13],并在此基础上提高了实验的温度和压力以模拟实际地层条件。归一化后的不同类型储层岩心的应力敏感特征曲线如图2所示。超深层碳酸盐岩气藏的应力敏感损害程度总体为中等偏强,且不同类型储层具有不同强度的应力敏感特征^[14]。缝洞型储层的应力敏感性强于孔隙型和孔洞型储层,说明裂缝发育会增加储层的应力敏感损害程度。开发过程中随着有效应力增加,裂缝作为优势渗流通道会优先闭合,导致储层渗透率急剧下降。对于孔隙型和孔洞型储层,渗流通道以喉道为主,相同有效应力下喉道压缩程度相对较小,导致应力敏感性相对较弱。因此,在产能预测模型中考虑气藏的应力敏感特征时,应针对不同类型储层选择对应的应力敏感系数。如果不同区域储层的应力敏感特

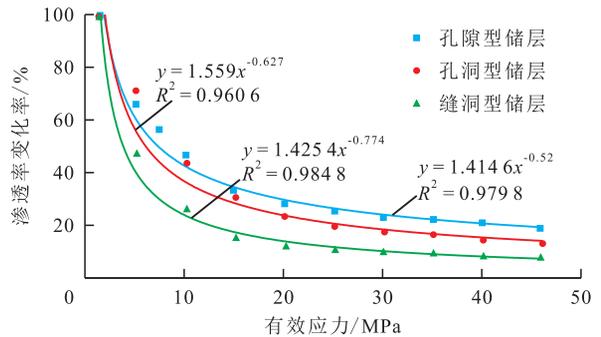


图2 超深层碳酸盐岩气藏不同类型储层岩心的应力敏感特征

Fig.2 Stress sensitivity characteristic curves of core samples from different types of reservoirs in ultradeep carbonate gas reservoirs

征也存在差异,应针对不同区域储层选择相应的应力敏感系数。

1.3 阈压效应与非线性渗流特征

通过完全模拟储层温度、压力和初始含水条件进行岩心气相渗流物理模拟实验,并在实验过程中记录驱替压差及气体流量数据,再结合岩心物性参数绘制得到研究区超深层碳酸盐岩气藏的启动压力梯度和非线性渗流特征曲线(图3,图4),可以看出对于孔隙型储层和部分低渗透孔洞型储层,多孔介质中的气体在低驱替压差下无法被动用,表现出明显的阈压效应。这是因为当储层的孔喉尺寸小且配位数低时,气体在低驱替压差下无法克服亲水

流道内束缚水引起的黏滞阻力;而且孔喉尺寸越小,黏滞阻力越强;孔喉配位数越低,束缚水越易封堵关键渗流通道^[1]。在较高的驱替压差下,气体在缝洞型储层和部分高渗透孔洞型储层中呈现出非线性渗流特征,气体流量与驱替压差符合二项式关系。这是因为高驱替压差下气体流速过快,惯性阻力引起的渗流能力损失已不能忽略,形成以惯性阻力为主导的高速非达西渗流。因此,常用的二项式产能预测模型不完全适用于同时具有阈压效应和非线性渗流特征的超深层碳酸盐岩气藏,应在Forchheimer气相微分方程基础上增加启动压力梯度项。通过对比四川盆地3个不同区域碳酸盐岩气藏的阈压效应(图3)发现,岩心的启动压力梯度主要分布在3.2~24.0 MPa/m,且与渗透率近似呈统一的指数式关系。

通过对比不同类型储层岩心的非线性渗流曲线拟合公式(图4)发现,二次项系数间存在数量级差异。为了更好地对比各类储层的非线性渗流特征,利用二次项系数计算四川盆地3个不同区域碳酸盐岩气藏的非线性渗流系数 β ,缝洞型、孔洞型和孔隙型储层的非线性渗流系数分别为 $1 \times 10^9 \sim 35 \times 10^9$, $2 \times 10^{10} \sim 100 \times 10^{10}$ 和 $1 \times 10^{11} \sim 700 \times 10^{11} \text{ m}^{-1}$ (图5)。相同区域内不同类型储层的非线性渗流系数与渗透率在双对数坐标轴上近似呈统一的线性关系,且随着渗透率的增大而减小,反映储层渗透率越高,非线性渗流特征越明显,但是不同区域的非线性渗流系数在相同渗透率下存在较大差异。因此,在产能预测模型中考虑非线性渗流特征时,应针对不同区域的碳酸盐岩气藏选择对应的非线性渗流系数表达式,而启动压力项则可以采用相同的表达式。

2 产能预测模型建立

2.1 渗流数学模型

首先,模型进行以下物理假设:多孔介质中为气体单相渗流,渗流过程符合非达西渗流规律,渗流过程为等温平面径向稳定渗流,气井井底附近存在表皮效应,动用前储层各位置点压力均匀分布,忽略重力和毛管力的影响,储层等效为圆形等厚视均质储层。然后,基于物理模拟实验得到的超深层碳酸盐岩气藏应力敏感特征与非线性渗流规律,同时考虑气藏的多类型储层和不同储层下的典型特征,以Forchheimer气相微分方程为基础,引入启动压力项,进而建立符合超深层碳酸盐岩气藏典型特

征的三项式渗流数学模型^[15-18]:

$$\frac{dp}{dr} = \lambda + \frac{\mu}{K} v + \beta v^2 \quad (1)$$

(1)式右边第1项为启动压力梯度项,代表阈压效应;第2项为线性渗流项,代表黏滞力;第3项为非线性渗流项,代表惯性力。上述基础模型中启动压力梯度 λ 和非线性渗流系数 β 均需通过渗流特征实验来获取,而模型中的渗透率项由于考虑了应力

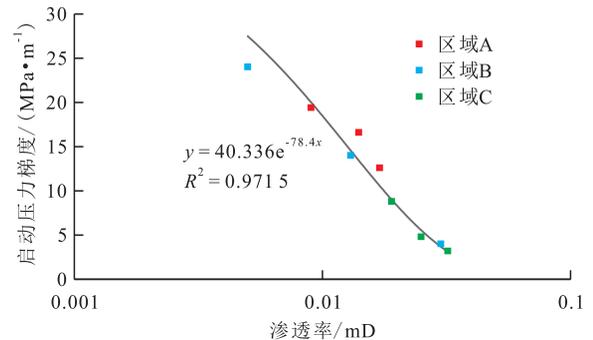


图3 不同区域超深层碳酸盐岩气藏的启动压力梯度
Fig.3 Starting pressure gradient of reservoirs in different regions of ultra-deep carbonate gas reservoirs

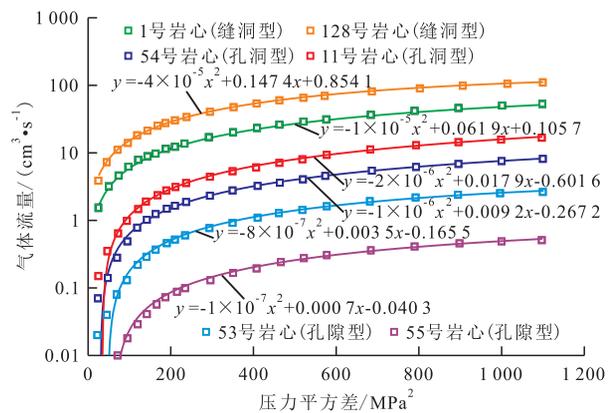


图4 超深层碳酸盐岩气藏不同类型储层岩心的非线性渗流特征
Fig.4 Nonlinear flow characteristics of core samples from different types of reservoirs in ultra-deep carbonate gas reservoirs

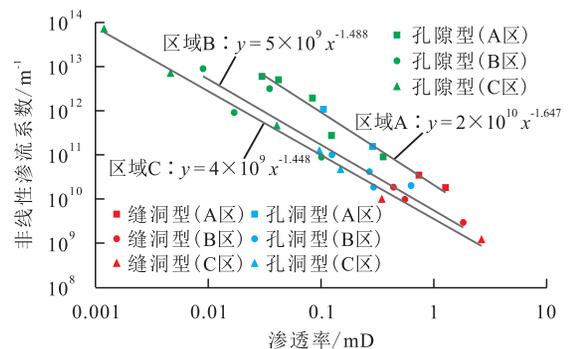


图5 不同区域超深层碳酸盐岩气藏不同类型储层非线性渗流系数分布
Fig.5 Nonlinear flow coefficient distribution of different types of reservoirs in different regions of ultra-deep carbonate gas reservoirs

敏感的影响,需表示为与压力有关的函数。

2.2 产能预测模型

(1)式中的启动压力梯度 λ 可以根据图3中与渗透率的拟合关系式来表示。而对于非线性渗流系数 β ,可以通过图4中不同渗透率岩心的气体流量与压力平方差的拟合关系式来计算。基于Forchheimer气相微分方程,非线性渗流阶段的渗流特征实验中驱替压力平方差与流量满足的关系式为:

$$p_i^2 - p_0^2 = Cq_{sc} + Dq_{sc}^2 \quad (2)$$

其中:

$$C = 2 \frac{\mu L}{KA} \times \frac{ZTp_{sc}}{T_{sc}} \quad (3)$$

$$D = \frac{2L\beta M}{ZRT} \left(\frac{ZTR_{sc}}{AT_{sc}} \right)^2 \quad (4)$$

系数 D 为图4中气体流量与压力平方差拟合的二次项系数,因此可以利用(4)式来反算非线性渗流系数:

$$\beta = \frac{DZRT}{2ML} \left(\frac{AT_{sc}}{ZTR_{sc}} \right)^2 \quad (5)$$

基于(5)式和渗流特征实验数据,计算得到四川盆地3个不同区域超深层碳酸盐岩气藏的非线性渗流系数,绘制如图5所示的非线性渗流系数与渗透率的关系曲线。通过拟合图中数据点,建立3个不同区域非线性渗流系数与岩心渗透率之间的关系式分别为:

$$\beta_A = \frac{2.07 \times 10^{10}}{K^{1.647}} \quad (6)$$

$$\beta_B = \frac{5.49 \times 10^9}{K^{1.488}} \quad (7)$$

$$\beta_C = \frac{3.52 \times 10^9}{K^{1.448}} \quad (8)$$

非线性渗流系数与岩心渗透率在双对数坐标轴上呈幂函数关系,且各个区域间存在明显差异。因此,在对不同区域气井产能进行预测时,应选用对应的非线性渗流系数表达式。

分析应力敏感实验结果可知,不同类型储层岩心均表现出一定程度的应力敏感损害,且满足以下通式:

$$\frac{K}{K_i} = \left(\frac{\sigma_s - p}{\sigma_s - p_i} \right)^{-\alpha} \quad (9)$$

由研究区3种类型储层岩心渗透率变化率与有效应力的关系曲线(图2)可知,3种类型储层的应力敏感效应虽然存在差异,但均可由应力敏感通式进行拟合。岩心渗透率变化率与有效应力呈幂函数关系,随有效应力的增加,岩心渗透率变化率先快

速下降,后缓慢下降,最终趋于平缓。基于应力敏感实验结果,拟合得到缝洞型、孔洞型和孔隙型储层的应力敏感表达式分别为:

$$\left(\frac{K}{K_i} \right)_{\text{缝洞型}} = \left(\frac{\sigma_s - p}{\sigma_s - p_i} \right)^{-0.774} \quad (10)$$

$$\left(\frac{K}{K_i} \right)_{\text{孔洞型}} = \left(\frac{\sigma_s - p}{\sigma_s - p_i} \right)^{-0.627} \quad (11)$$

$$\left(\frac{K}{K_i} \right)_{\text{孔隙型}} = \left(\frac{\sigma_s - p}{\sigma_s - p_i} \right)^{-0.52} \quad (12)$$

在对不同类型碳酸盐岩储层进行预测时,应选择对应的应力敏感表达式。而且当不同区域碳酸盐岩储层的应力敏感特征存在差异时,也应在(9)式中更换适用于该区域的应力敏感系数。

斜井相比于直井具有更好的开发效果,但超深层碳酸盐岩气藏的储层非均质性极强,地层水平方向与垂直方向各向异性显著,井斜能够产生负表皮因子。考虑到研究区井斜角一般小于 75° ,采用Cinco-Lee公式计算井斜产生的拟表皮因子^[19-20]:

$$S_0 = -\left(\frac{\theta'}{41} \right)^{2.06} - \left(\frac{\theta'}{56} \right)^{1.865} \times \lg \frac{h_D}{1000} \quad (13)$$

其中:

$$\theta' = \tan^{-1} \left(\sqrt{\frac{K_v}{K_h}} \tan \theta \right) \quad (14)$$

$$h_D = \frac{h}{r_w} \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \quad (15)$$

引入真表皮因子来描述人为因素对储层近井带造成的污染,并定义等效井径描述真表皮和拟表皮的综合影响:

$$r_{we} = r_w e^{-(S_d + S_0)} \quad (16)$$

将图3中启动压力梯度表达式、非线性渗流系数表达式((6)–(8)式)、应力敏感表达式((10)–(12)式)、井斜影响下的等效井径表达式((16)式)代入三项式渗流微分方程式((1)式)中,并引入以下参数的表达式:

$$q = B_g q_{sc} = \frac{ZTp_{sc}}{Z_{sc} T_{sc} p} q_{sc} \quad (17)$$

$$v = \frac{q}{2\pi r h} = \frac{q_{sc}}{2\pi r h} \times \frac{p_{sc}}{Z_{sc} T_{sc}} \times \frac{ZT}{p} \quad (18)$$

$$\rho_{sc} = \frac{Mp_{sc}}{RZ_{sc} T_{sc}} \quad (19)$$

$$\rho = \frac{Mp}{ZRT} = \frac{p}{ZT} \times \frac{Z_{sc} T_{sc}}{p_{sc}} \rho_{sc} \quad (20)$$

定义修正的拟压力函数:

$$m = \int_{p_0}^p \frac{2p}{\mu Z} \left(\frac{\sigma_s - p}{\sigma_s - p_i} \right)^{-\alpha} dp \quad (21)$$

最终推导出超深层碳酸盐岩气藏三项式产能预测模型:

$$m_e - m_w = C' + A'q_{sc} + B'q_{sc}^2 \quad (22)$$

其中:

$$A' = \frac{p_{sc} T}{\pi K_i h Z_{sc} T_{sc}} \ln \frac{r_e}{r_{we}} \quad (23)$$

$$B' = \frac{\beta \gamma_g p_{sc} T \rho_{sc}}{2 \pi^2 h^2 T_{sc} \mu Z_{sc}} \times \frac{1}{r_{we}} \left(\frac{\sigma_s - \bar{p}}{\sigma_s - p_i} \right)^{-\alpha} \quad (24)$$

$$C' = \lambda^2 (r_e^2 - r_{we}^2) \frac{1}{\mu_B Z_B} \left(\frac{\sigma_s - \bar{p}}{\sigma_s - p_i} \right)^{-\alpha} \quad (25)$$

3 产能预测模型验证

为了验证新建立的三项式产能预测模型的准确性,选取四川盆地3个不同区域碳酸盐岩气藏已

投产的6口气井,对比分析气井现场测试产能与模型预测产能。通过储层资料和测试数据,提取了产能预测模型需要的地质、流体和气井参数(表1)。各气井的井控半径通过Topaze软件的现代产量递减分析获得,动态分析方法采用最适合碳酸盐岩储层的“解析法+储层双孔”模型。依据表1中给定的各项参数,结合各区域岩心应力敏感和渗流特征物理模拟实验结果,代入三项式产能预测模型,计算得到各气井的预测产能,并分别与气井现场测试产能进行对比分析,结果(表1)表明,三项式产能预测模型的预测产能与气井测试产能差异较小,选取的6口气井的相对误差控制在±3%以内。而且由于选取了对应的应力敏感系数和非线性渗流系数,该产能预测模型对3个不同区域碳酸盐岩气藏的不同类型储层均适用,验证了新模型的准确性。

表1 超深层碳酸盐岩气藏参数及测试产能与预测产能对比

Table1 Comparison of parameters and measured versus predicted productivity of ultradeep carbonate gas reservoirs

区域编号	气井编号	储层类型	气藏中深/m	储层厚度/m	井斜角/(°)	渗透率/mD	井控半径/m	真表皮因子	测试产能/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)	预测产能/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)	相对误差/%
A	A1	缝洞型	5 023	47.37	68.4	2.51	933	5.06	157.66	160.66	1.90
	A2	孔洞型	5 097	28.5	60	1.075	945	4.21	51.10	49.57	-2.99
B	B1	孔隙型	5 179	61.01	6	0.14	1 023	4.96	9.19	8.95	-2.62
	B2	孔洞型	5 161	34.4	5.4	1.22	950	3.64	60.60	59.15	-2.39
C	C1	孔隙型	5 103	54.18	3.33	0.098	1 057	5.01	6.92	6.74	-2.60
	C2	孔洞型	5 134	56.8	59.5	0.821	902	7.08	46.5	45.24	-2.71

4 产能影响因素分析

为了证明采用三项式产能预测模型预测超深层碳酸盐岩气藏产能的必要性,以区域C的C1气井为例,计算得到了考虑不同因素影响下的IPR曲线(图6)。选取C1气井的原因是其所在区域为孔隙型储层,同时具备阈压效应、应力敏感性和非线性渗流特征。IPR曲线对比结果(图6)显示,孔隙型储层因其物性较差导致无阻流量较低,且阈压效应、应力敏感性和非线性渗流都会不同程度地抑制气井产能,3种因素分别导致气井无阻流量下降了10.72%,15.36%和9.86%。新模型预测的气井无阻流量比达西渗流模型预测的低35%左右。阈压效应、非线性渗流和应力敏感效应在不同压力阶段对产能的影响如图7所示。应力敏感性和非线性渗流对产能的抑制作用主要体现在高压差阶段,这与物理模拟实验结果一致,高压差下的应力敏感性和非

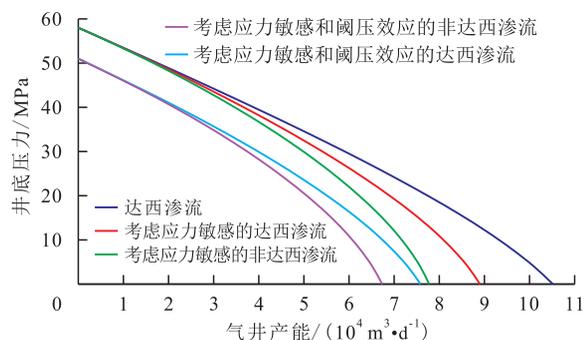


图6 不同因素影响下的IPR曲线

Fig.6 IPR curves under the influence of different factors

线性渗流程度更强。阈压效应造成的产能损失主要体现在低压差阶段,且损失率随井底压力的降低先快速下降后缓慢下降。这是因为阈压效应对产能的抑制作用主要体现在低压差下难以动用和动用后产能增长滞后2个方面,但随着压差逐渐增加,气井产能不断提高,导致该效应造成的产能损失相对减弱。总而言之,三项式产能预测模型比二项式的更适用于超深层碳酸盐岩气藏,因为阈压效应对

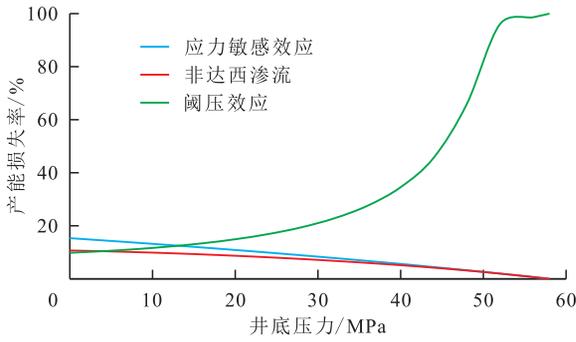


图7 不同因素影响下的产能损失率
Fig.7 Loss rate of productivity under the influence of different factors

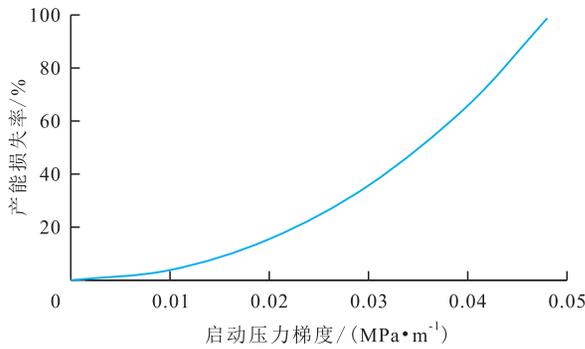
孔隙型储层和部分低渗透孔洞型储层的产能抑制作用不能忽略,这使得相同生产压差下2种模型计算的气井产能存在显著差异。

基于三项式产能预测模型,结合实际储层地质、流体和气井参数,在3种类型储层中分别评价了阈压效应、非线性渗流、应力敏感效应和井斜角对气井产能的影响规律。对于孔隙型和部分低渗透孔洞型储层,阈压效应对气井产能的影响规律如图8a所示。气井产能随启动压力梯度增加而下降,但在不同启动压力梯度范围内,产能下降的速度不同。当启动压力梯度低于0.01 MPa/m时,气井产能受阈压效应影响小;当启动压力梯度为0.01~0.048 MPa/m时,气井产能迅速下降。研究区气井的井控半径为800~1 000 m,因此当启动压力大于8 MPa

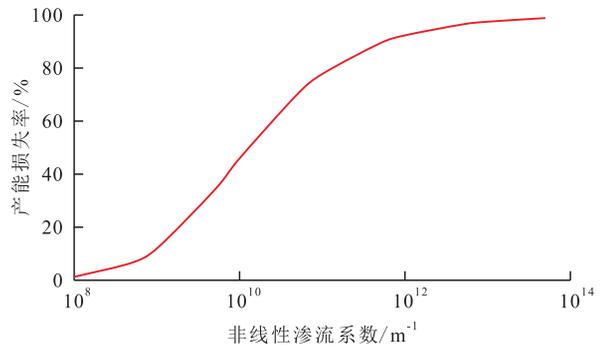
时,阈压效应对气井产能的影响已不容忽视;当启动压力梯度大于0.048 MPa/m时,储层内流体无法被动用,气井不再具有产气能力。

相比之下,非线性渗流主要影响缝洞型和部分高渗透孔洞型储层的气井产能,其影响规律如图8b所示。气井产能随非线性渗流系数的增加而下降,但在不同的非线性渗流系数范围内,气井产能的下降速度不同。当非线性渗流系数低于 10^9 m^{-1} 时,气井产能受非线性渗流的影响较小。惯性力影响气井产能的主要阶段是当非线性渗流系数为 $10^9 \sim 10^{12} \text{ m}^{-1}$ 时,该阶段气井产能迅速下降;当非线性渗流系数大于 10^{12} m^{-1} 时,产能下降速度减缓并逐渐趋近于0。

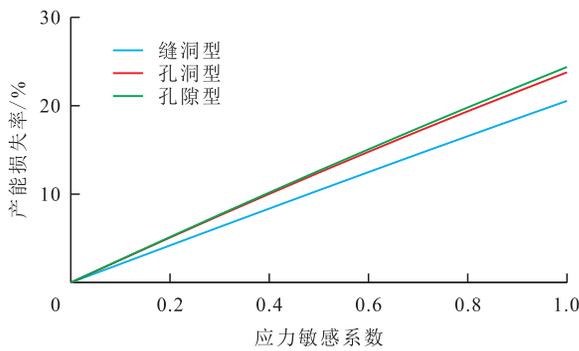
应力敏感效应对3种类型储层的气井产能有不同程度的影响,其影响规律如图8c所示。气井产能与应力敏感系数近似呈线性关系,且随着应力敏感系数增加,气井产能稳定下降。当应力敏感系数增加到1.0时,气井产能的下降幅度不超过25%,表明应力敏感效应对产能的总体影响程度并没有预期的那样显著。此外,在相同的应力敏感系数下,3种类型储层的气井产能下降差异并不明显。在相同的应力敏感系数下,缝洞型储层的产能损失率要低于孔洞型和孔隙型储层,这并不能说明应力敏感效应对缝洞型储层的产能抑制作用更弱,因为缝洞型



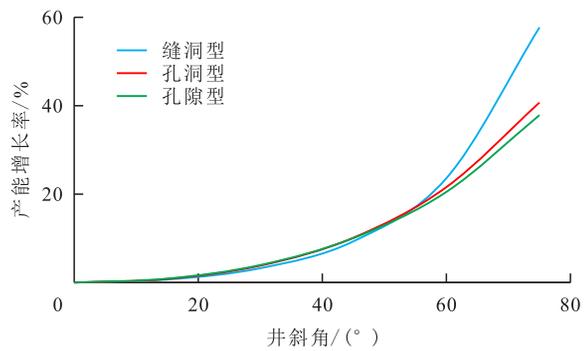
a—孔隙型和低渗透孔洞型阈压效应



b—缝洞型和高渗透孔洞型非线性渗流



c—应力敏感效应



d—井斜角

图8 超深层碳酸盐岩气藏产能影响因素分析

Fig.8 Analysis of factors influencing the productivity of ultradeep carbonate gas reservoirs

储层的应力敏感系数往往要明显大于孔洞型和孔隙型储层。

对比不同井斜角对3类储层气井产能的提升效果(图8d)可以看出,气井产能随井斜角的增加而增加,但在不同井斜角范围内产能提升程度不同。当井斜角低于20°时,3类储层的气井产能提升效果均不显著;当井斜角为20°~55°时,气井产能的提升速度逐渐增加,但3类储层之间的差异仍不明显;当井斜角高于55°时,气井产能随井斜角的增加快速提升,且缝洞型储层的提升效果更明显;当井斜角增加到75°时,缝洞型、孔洞型和孔隙型储层的气井产能分别增加了57.73%,40.72%和37.85%。因此,大斜度井可以显著提高超深层碳酸盐岩气藏的产气能力,尤其对缝洞型储层的改善效果最为明显。

5 产能主控因素分析

超深层碳酸盐岩气藏的产能影响因素较多,为了确定影响该类气藏产能的主控因素,基于建立的三项式产能预测模型,借助正交分析法评价了气井产能对储层渗透率、储层有效厚度、井控半径、表皮系数、井斜角、应力敏感系数、非线性渗流系数及启动压力梯度等因素的敏感性。正交分析法需要根据储层类型确定考虑的影响因素及水平,再匹配对

应的正交分析表,然后设计正交试验方案,最后根据试验结果对比极差,确定各因素对产能影响的主次顺序。

缝洞型储层的正交试验考虑了7个影响因素并为每个因素设计3个水平,采用的是L18(3⁷)正交分析表(表2)。各因素的极差结果表明,缝洞型储层产能主控因素是表皮系数、储层有效厚度和储层渗透率。这说明井筒附近储层的污染和堵塞对缝洞型储层的产气能力影响最大。相反,酸化、压裂和其他储层增产措施对提高该类储层的产量有显著作用。储层渗透率和有效厚度的乘积为地层系数,是直观反映储层产能的重要参数。除了上述3个与储层性质相关的因素外,非线性渗流系数对缝洞型储层的产能也有较大影响。因此,缝洞型储层的有效开发不仅要优化井位,还要避免钻完井过程对井筒附近储层的污染和损害。此外,开发过程中应合理控制生产压差,避免高速非达西流动对气井产能的负面影响。虽然井斜角和应力敏感系数对气井产能的影响相对较小,但在开发阶段地层系数、表皮系数和井控半径相对固定时,便会成为影响产能的关键因素,因此也不能被忽视。

孔洞型储层的正交试验同样考虑了7个影响因素和3个水平,正交分析结果如表3所示。各因素的极差结果表明,孔洞型储层产能主控因素也是表

表2 缝洞型碳酸盐岩气藏气井产能影响因素正交分析表

Table2 Orthogonal analysis of factors affecting gas well productivity in fracture-cavity type carbonate gas reservoirs

产能影响因素	储层渗透率/ mD	储层有效厚度/ m	井控半径/ m	表皮系数	井斜角/ (°)	应力敏感系数	非线性渗流系数/ m ⁻¹
水平1	1	20	600	-4	0	0	10 ⁸
水平2	5	60	900	2	30	0.5	10 ⁹
水平3	10	100	1 200	8	75	1.0	10 ¹⁰
极差	837	972	535	1 395	358	488	583
影响程度排序	3	2	5	1	7	6	4

表3 孔洞型碳酸盐岩气藏气井产能影响因素正交分析表

Table3 Orthogonal analysis of factors affecting gas well productivity in pore type carbonate gas reservoirs

产能影响因素	储层渗透率/ mD	储层有效厚度/ m	井控半径/ m	表皮系数	井斜角/ (°)	应力敏感系数	非线性渗流系数/ m ⁻¹
水平1	0.4	20	600	-4	0	0	10 ⁹
水平2	1.2	60	900	2	30	0.5	5×10 ⁹
水平3	2.0	100	1 200	8	75	1.0	2×10 ¹⁰
极差	146	222	85	333	72	98	108
影响程度排序	3	2	6	1	7	5	4

皮系数和地层系数。孔洞型储层的储集能力强但渗流能力较弱。因此,井位优化和储层增产改造是实现孔洞型储层储量有效动用和效益开发的关键。

除了上述7个因素外,阈压效应也会影响孔隙型储层的气井产能,因此采用的是L27(3⁸)正交分析表。各因素的极差结果(表4)表明,孔隙型储层产能主控因素是表皮系数、储层有效厚度和井斜角。启动压力梯度的极差与储层渗透率的相近,表明阈压效应对孔隙型储层的产能具有较强的影响。非线性渗流系数对孔隙型储层的影响明显弱于孔洞型和缝洞型储层,这与实验结果相符。因此,孔隙型储层适合在气藏开发中后期的高压差生产阶段作为高渗透储层的外围补给层。这是因为低压差生产阶段该类储层受阈压效应和低渗透率的影响,日产气量会低于效益产能。

综上所述,3种类型储层的正交分析结果表明,应力敏感效应对超深层碳酸盐岩气藏的产能影响相对较弱,而表皮系数和地层系数是影响3种类型储层产能的关键因素。此外,应重点关注开发阶段非线性渗流效应对高渗透储层以及阈压效应对低渗透储层的影响。

6 结论

超深层碳酸盐岩气藏不同类型储层表现出不同程度的应力敏感性,且孔隙型和低渗透孔洞型储层存在阈压效应,缝洞型和高渗透孔洞型储层存在高速非达西渗流。因此,考虑不同区域、不同类型储层应力敏感系数、启动压力梯度、非线性渗流系数以及井斜角的三项式产能预测模型更适合超深层碳酸盐岩气藏。在使用模型预测不同区域气井产能时,需先通过物理模拟实验确定模型所需各项参数。

考虑不同产能影响因素的IPR曲线显示,阈压效应、应力敏感性和非线性渗流分别导致气井的无阻流量下降了10.72%,15.36%和9.86%。阈压效应的产能抑制作用主要体现在低压差阶段,而应力敏感性和阈压效应的影响主要体现在高压差阶段。阈压效应主要在启动压力梯度为0.01~0.048 MPa/m时影响气井产能;非线性渗流主要在系数 β 为 $10^9 \sim 10^{12} \text{ m}^{-1}$ 时影响气井产能;应力敏感效应对3种类型储层产能的影响较稳定且低于25%;当井斜角高于55°时,3种类型储层产能开始快速提升,且对缝洞型储层的改善效果最明显。

影响超深层碳酸盐岩气藏产能的主控因素是表皮系数和地层系数。除了与储层自身性质相关的因素外,气藏开发阶段的非线性渗流效应对高渗透储层以及阈压效应对低渗透储层的影响较为显著。此外,应力敏感效应对该类气藏的产能影响相对较弱。

符号解释

- A —— 岩心截面积, cm^2 ;
- A' —— 三项式产能预测模型的黏滞阻力项系数;
- B_g —— 气体体积系数;
- B' —— 三项式产能预测模型的惯性阻力项系数;
- C —— Forchheimer气相微分方程的黏滞阻力系数;
- C' —— 三项式产能预测模型的启动压力梯度项系数;
- D —— Forchheimer气相微分方程的惯性阻力系数;
- h —— 储层有效厚度, m ;
- h_D —— 无因次储层厚度;
- K —— 渗透率, mD ;
- K_h —— 储层水平方向渗透率, mD ;
- K_i —— 初始应力下测定的岩心渗透率, mD ;
- K_v —— 储层垂直方向渗透率, mD ;
- L —— 岩心长度, cm ;
- m —— 修正的拟压力函数;

表4 孔隙型碳酸盐岩气藏气井产能影响因素正交分析表

Table4 Orthogonal analysis of factors affecting gas well productivity in pore type carbonate gas reservoirs

产能影响因素	储层渗透率/ mD	储层有效厚度/ m	井控半径/ m	表皮系数	井斜角/ (°)	应力敏感系数	非线性渗流系数/ m^{-1}
水平1	0.05	20	600	-4	0	0	10^{11}
水平2	0.075	60	900	2	30	0.5	3×10^{11}
水平3	0.1	100	1200	8	75	1.0	5×10^{11}
极差	16.3	21.8	13.0	24.0	17.1	12.3	1.66
影响程度排序	4	2	6	1	3	7	8

m_e —— 供给端拟压力函数;
 m_w —— 井筒端拟压力函数;
 M —— 气体相对分子质量;
 p —— 压力,MPa;
 p_i —— 初始实验流压,MPa;
 p_L —— 供给端压力,MPa;
 p_0 —— 出口端压力,MPa;
 p_{sc} —— 标准大气压,MPa,取值为0.1;
 \bar{p} —— 平均流体压力,MPa;
 q —— 地层条件下气体流量, m^3/d ;
 q_{sc} —— 标准状况下气井产量, m^3/d ;
 r —— 岩心半径,m;
 r_e —— 供给半径,m;
 r_w —— 气井半径,m;
 r_{we} —— 等效气井半径,m;
 R —— 理想气体常数, $J/(mol \cdot K)$,取值为8.314;
 R_{sc} —— 标准状况下气体常数, $J/(mol \cdot K)$;
 S_d —— 真表皮因子;
 S_{mw} —— 可动流体饱和度,%;
 S_0 —— 拟表皮因子;
 T —— 实验温度,K;
 T_{sc} —— 体积流量测试时参考温度,K,取值为273.15;
 v —— 渗流速度,m/s;
 Z —— 气体偏差因子;
 Z_B —— 对应于 $\lambda(r_e + r_w)/2$ 的平均偏差因子;
 Z_{sc} —— 标准状况下的偏差因子;
 α —— 应力敏感系数;
 β —— 非线性渗流系数, m^{-1} ;
 β_A —— A区碳酸盐岩气藏的非线性渗流系数, m^{-1} ;
 β_B —— B区碳酸盐岩气藏的非线性渗流系数, m^{-1} ;
 β_C —— C区碳酸盐岩气藏的非线性渗流系数, m^{-1} ;
 γ_g —— 天然气的相对密度;
 θ —— 井斜角, $(^\circ)$;
 θ' —— 等效井斜角, $(^\circ)$;
 λ —— 启动压力梯度,MPa/m;
 μ —— 气体黏度,mPa·s;
 μ_B —— 对应于 $\lambda(r_e + r_w)/2$ 的平均黏度,mPa·s;
 ρ —— 气体密度, kg/m^3 ;
 ρ_{sc} —— 标准状况下的气体密度, kg/m^3 ;
 σ_s —— 上覆岩层压力,MPa;
 ϕ —— 孔隙度,%。

参考文献

- [1] WANG L. Ultradeep carbonate gas reservoirs: reservoir characteristics and percolation mechanism [M]. Singapore: Springer Nature, 2023.
- [2] 郭春秋,李方明,刘合年,等.气藏采气速度与稳产期定量关系研究[J].石油学报,2009,30(6):908-911.
- GUO Chunqiu, LI Fangming, LIU Henian, et al. Analysis of quantitative relationship between gas offtake and plateau duration of natural gas reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(6): 908-911.
- [3] 李江,陈先超,高平,等.考虑应力敏感效应的裂缝性碳酸盐岩气井拟稳态产能预测方法[J].石油钻探技术,2021,49(3):111-116.
- LI Jiang, CHEN Xianchao, GAO Ping, et al. A pseudo-steady-state productivity prediction method for fractured carbonate gas wells considering stress-sensitivity effects [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(3): 111-116.
- [4] 刘华勋,任东,胡志明,等.四川盆地龙王庙组气藏渗流数学模型的建立与应用[J].天然气工业,2014,34(3):110-114.
- LIU Huaxun, REN Dong, HU Zhiming, et al. Establishment and application of seepage mathematical model of Longwangmiao Fm gas reservoirs in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(3): 110-114.
- [5] 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):48-54.
- 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): 48-54.
- [6] 王容,李隆新,刘晓旭,等.深层碳酸盐岩气藏改建储气库注采能力预测方法及应用[J].特种油气藏,2023,30(1):126-133.
- WANG Rong, LI Longxin, LIU Xiaoxu, et al. Prediction method and application of injection-production capacity of gas storage converted from deep carbonate gas reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(1): 126-133.
- [7] 王璐,杨胜来,彭先,等.缝洞型碳酸盐岩气藏多类型储集层孔隙结构特征及储渗能力——以四川盆地高石梯-磨溪地区灯四段为例[J].吉林大学学报:地球科学版,2019,49(4):947-958.
- WANG Lu, YANG Shenglai, PENG Xian, et al. Pore structure characteristics and storage-seepage capability of multi-type reservoirs in fracture-cavity carbonate gas reservoirs: A case study of Deng-4 Member in Gaoshiti-Moxi Area, Sichuan Basin [J]. Journal of Jilin University: Earth Science Edition, 2019, 49(4): 947-958.
- [8] 顾少华,岑芳,张岩,等.超深海相碳酸盐岩储层气水相对渗透率实验[J].油气地质与采收率,2022,29(2):117-123.
- GU Shaohua, CEN Fang, ZHANG Yan, et al. Experimental study on gas-water relative permeability of ultra-deep marine carbonate reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(2): 117-123.
- [9] 王璐,杨胜来,刘义成,等.缝洞型碳酸盐岩气藏多层合采供气能力实验[J].石油勘探与开发,2017,44(5):779-787.
- WANG Lu, YANG Shenglai, LIU Yicheng, et al. Experiments on gas supply capability of commingled production in a fracture-cavity carbonate gas reservoir [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(5): 779-787.
- [10] WANG L, HE Y M, PENG X, et al. Pore structure characteristics of an ultradeep carbonate gas reservoir and their effects on

- gas storage and percolation capacities in the Deng IV Member, Gaoshiti-Moxi Area, Sichuan Basin, SW China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 111(1): 44-65.
- [11] 王璐, 杨胜来, 彭先, 等. 缝洞型碳酸盐岩气藏多类型储层内水的赋存特征可视化实验[J]. *石油学报*, 2018, 39(6): 686-696.
WANG Lu, YANG Shenglai, PENG Xian, et al. Visual experiments on the occurrence characteristics of multi-type reservoir water in fracture-cavity carbonate gas reservoir [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39(6): 686-696.
- [12] 陈建勋. 深层高压碳酸盐岩气藏孔隙结构特征及衰竭开发规律[J]. *特种油气藏*, 2022, 29(5): 80-87.
CHEN Jianxun. Pore structure characteristics and natural depletion law of deep high-pressure carbonate gas reservoirs [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2022, 29(5): 80-87.
- [13] 国家能源局. 储层敏感性流动实验评价方法: SY/T 5358—2010[S]. 北京: 石油工业出版社, 2010.
National Energy Administration. Formation damage evaluation by flow test: SY/T 5358-2010 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010.
- [14] 张钰祥, 杨胜来, 李强, 等. 应力对超深层碳酸盐岩气藏孔喉结构的影响[J]. *油气地质与采收率*, 2023, 30(1): 49-59.
ZHANG Yuxiang, YANG Shenglai, LI Qiang, et al. Effects of stress on pore and throat structures of ultra-deep carbonate gas reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(1): 49-59.
- [15] FORCHHEIMER P H. Wasserbewegung durch boden [J]. *Zeitschrift des Vereines Deutscher Ingenieure*, 1901, 49(5): 1 781-1 793.
- [16] 温伟明, 朱绍鹏, 李茂, 等. 海上异常高压气藏应力敏感特征及产能方程——以莺歌海盆地为例[J]. *天然气工业*, 2014, 34(9): 59-63.
WEN Weiming, ZHU Shaopeng, LI Mao, et al. Stress sensitivity features and productivity equations of offshore abnormal high-pressure gas reservoirs: A case study from the Yinggehai Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(9): 59-63.
- [17] 王卫红, 刘传喜, 刘华, 等. 超高压气藏渗流机理及气井生产动态特征[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(4): 725-732.
WANG Weihong, LIU Chuanxi, LIU Hua, et al. Percolation mechanism and production performance of super high pressure gas reservoir [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(4): 725-732.
- [18] ZHAO K, DU P. A new production prediction model for multi-stage fractured horizontal well in tight oil reservoirs [J]. *Advances in Geo-Energy Research*, 2020, 4(2): 152-161.
- [19] CINCO-LEY H, RAMEY H J, MILLER F. Pseudo-skin factors for partially-penetrating directionally-drilled wells [C]. SPE 5589, 1975: 1-12.
- [20] CINCO-LEY H, MILLER F G. Unsteady-state pressure distribution created by a directionally drilled well [J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1975, 27(11): 1 392-1 400.

编辑 邹澍滢