

引用格式:张骞,范昭宇,王琴,等.超高温高压低渗气藏多因素产能图版定量研究[J].油气藏评价与开发,2025,15(4):686-693.

ZHANG Qian, FAN Zhaoyu, WANG Qin, et al. Quantitative study on multi-factor production capacity chart for ultra-high temperature, high pressure, and low permeability gas reservoirs[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(4): 686-693.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.04.019

超高温高压低渗气藏多因素产能图版定量研究

张骞¹, 范昭宇^{1,2}, 王琴¹, 唐慧敏¹, 何志辉¹

(1. 中海石油(中国)有限公司海南分公司, 海南海口 570100; 2. 中国石油大学(北京), 北京 102249)

摘要: 产能评价是气藏开发早期的重要工作, 明确储层物性、含水饱和度、流体组分中CO₂体积分数对气井产能的影响, 对准确评价低渗气藏产能意义重大。以莺歌海盆地典型超高温高压低渗气藏为研究对象, 通过气水稳态法渗流实验, 明确了含水饱和度、CO₂体积分数对不同物性岩心气相渗流能力的影响, 并基于流速近似原则, 建立了多因素产能定量图版。研究结果表明: ①随着岩石中含水饱和度升高, 气相渗流能力降低, 当靶区岩心含水饱和度小于束缚水饱和度(40%)时, 含水饱和度每升高10%平均产能损失率约12%, 当岩石中存在可动水时, 气水两相流动导致气相渗流能力急剧降低, 岩心含水饱和度从40%升高至50%, 气相产能降低约70%; ②超高温高压地层气组分中CO₂同样会导致气井产能明显降低, CO₂体积分数28%时产能损失率在12%左右, 随着CO₂体积分数升高, 其对产能影响逐渐增大, CO₂体积分数升至70%时产能损失率在60%左右。建立了考虑储层物性、含水饱和度、CO₂体积分数、生产压差的多因素产能评价图版, 可为同类气藏开发提供重要理论支撑和借鉴。

关键词: 超高温高压; 低渗气藏; 含水饱和度; CO₂体积分数; 产能评价

中图分类号: TE377

文献标识码: A

Quantitative study on multi-factor production capacity chart for ultra-high temperature, high pressure, and low permeability gas reservoirs

ZHANG Qian¹, FAN Zhaoyu^{1,2}, WANG Qin¹, TANG Huimin¹, HE Zhihui¹

(1. CNOOC China Limited, Hainan Company, Haikou, Hainan 570100, China;

2. China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China)

Abstract: Production capacity evaluation is a critical task during the early development stages of gas reservoirs. Clarifying the impact of reservoir petrophysical properties, water saturation, and CO₂ volume fraction in fluid composition on gas well production capacity is of great significance for accurately evaluating the production capacity of low-permeability gas reservoirs. This study focused on typical ultra-high temperature, high pressure, and low-permeability gas reservoirs in the Yinggehai Basin. Using the gas-water steady-state flow experiments, the influence of water saturation and CO₂ volume fraction on gas-phase permeability of cores with varying petrophysical characteristics was clarified. Based on the principle of flow velocity approximation, a quantitative multi-factor production capacity chart was established. The results showed that: (1) As water saturation in the rock increased, gas-phase permeability decreased. When water saturation in the target reservoir cores was below the irreducible water saturation (40%), every 10% increase in water saturation corresponded to an average production capacity loss of approximately 12%. When movable water existed, two-phase gas-water flow led to a sharp decline in gas-phase permeability. Specifically, as water saturation rose from 40% to 50%, gas production capacity decreased by about 70%. (2) In ultra-high temperature and high-pressure formations, the presence of CO₂ in the gas composition significantly reduced the gas well production capacity. When the CO₂ content was 28%, the production capacity loss rate was about 12%. As the CO₂ volume fraction increased, its impact on production capacity gradually intensified. When the CO₂ volume fraction reached 70%, the production capacity loss rate was around 60%. A multi-factor production capacity evaluation chart was established, incorporating the reservoir petrophysical properties, water saturation, CO₂ volume fraction, and production pressure differentials. This chart provides essential theoretical support and practical guidance for the

收稿日期: 2024-09-06。

第一作者简介: 张骞(1985—), 男, 硕士, 工程师, 从事油气田开发相关研究。地址: 海南省海口市秀英区长滨3路8号御府国际, 邮政编码: 570300。

E-mail: 494186638@qq.com

通信作者简介: 范昭宇(1999—), 男, 在读硕士研究生, 从事油气田开发相关研究。地址: 海南省海口市秀英区长滨3路8号御府国际, 邮政编码: 570300。E-mail: 13193589131@163.com

基金项目: 国家自然科学基金联合基金项目“海上高温高压低渗透储层渗流流固耦合机理及表征方法研究”(U22B2073); 中海石油(中国)有限公司科技重大专项“南海西部油田上产2000万方关键技术研究”(CNOOC-KJ 135 ZDXM 38 ZJ 02 ZJ)。

development of similar gas reservoirs.

Keywords: ultra-high temperature and high pressure; low permeability gas reservoir; water saturation; CO₂ volume fraction; production capacity evaluation

南海莺歌海盆地典型超高温高压低渗气藏,地层温度190℃,地层压力90 MPa,储层不同层位含水饱和度和CO₂体积分数差异较大,渗流机理复杂,国内超高温高压低渗领域渗流机理研究较少且以单因素为主,含水饱和度和CO₂体积分数差异对产能及其变化特征影响尚处在定性研究阶段,不能满足日益复杂的油藏地质研究需求,严重制约着气藏高效评价开发工作^[1-2]。

吴建彪^[3]认为含水饱和度增加将导致气相渗流特征曲线发生显著变化,由气态流逐渐转化为液态流,气体滑脱效应减弱,驱替压差影响残余水饱和度大小,控制生产压差可有效降低储层产水。鲁瑞彬等^[4-5]通过不同温压条件下驱替实验,认为高温高压条件导致水气黏度比降低、界面张力减小,气驱水束缚水饱和度显著降低,两相共渗区变宽;与气驱水实验相比,水驱气实验相渗曲线向左偏移,认为水驱气实验模拟真实气藏开发状态,结果更具代表性。王雯娟等^[6]通过室内实验,分析了可动水变化特征,认为地层压力降低、生产压差增大,可导致束缚水部分转化为可动水,研究了CO₂体积分数对气体偏差系数、黏度等参数的影响,建立了考虑应力敏感、CO₂体积分数、表皮影响的区域产能图版,提高了产能预测准确度。张杰等^[7]认为致密砂岩气藏成藏时,烃类充注很难将地层水完全排出,开发过程中,残余水占据渗流通道,导致气相渗流阻力大大增加,当含水饱和度大于束缚水

饱和度时,产生气水两相流,大大降低气相有效渗透率,严重降低气藏采收率。

为了揭示莺歌海盆地典型超高温高压低渗气藏的复杂渗流特征,定量研究产气能力影响因素,模拟研究区储层的实际温度、压力条件,开展低渗—特低渗岩心渗流实验。考虑不同初始含水饱和度和气组分中不同CO₂体积分数,对比分析其对气相渗流能力及渗流规律的影响,进而建立考虑渗透率、含水饱和度、CO₂体积分数、生产压差等的多因素产能评价图版,数据准确可靠,图版精度大大提高,既可用于预测靶区复杂储层气井产能,还能确定物性下限,判断气藏不同层位是否具有效益开发价值,指导快速开发评价研究。

1 考虑含水饱和度影响的产能图版

1.1 实验装置及流程

由于研究区地层温度压力达到190℃、90 MPa,常规驱替系统无法满足渗流实验研究需求,因此,设计了耐高温高压及CO₂腐蚀的超高温高压驱替系统,包含5个部分:注入系统、渗流系统、回压阀系统、计量系统和记录控制系统(图1)。实验装置可开展温度不超过200℃,压力不超过100 MPa的渗流实验研究,同时能够耐CO₂腐蚀,

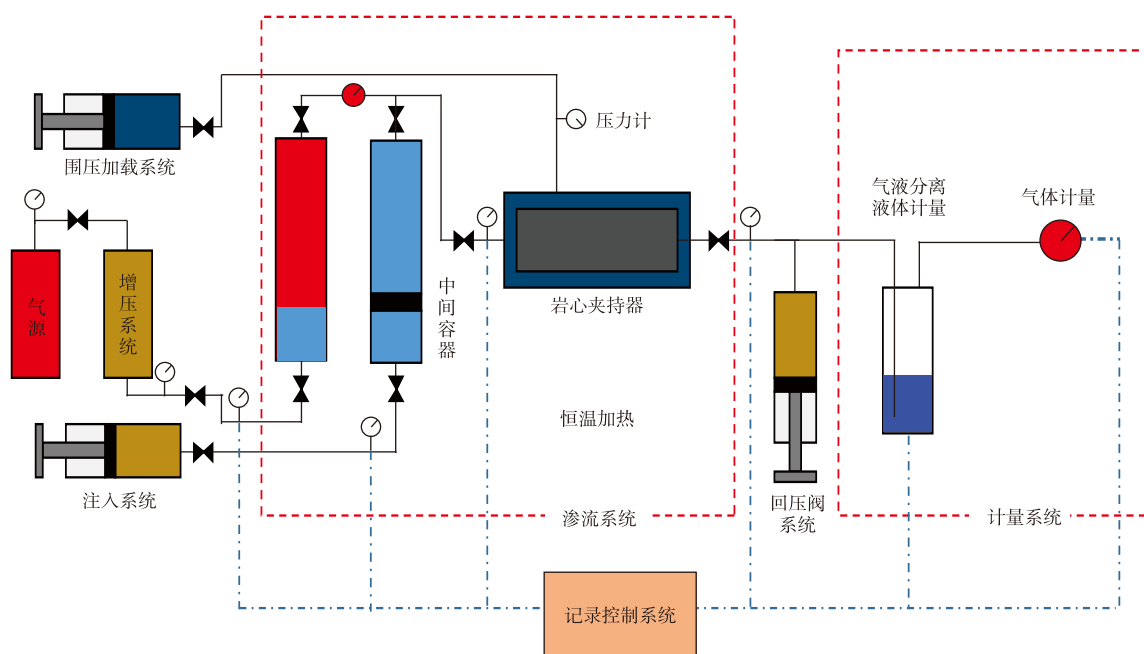


图1 超高温高压驱替系统示意图

Fig. 1 Schematic of ultra-high temperature and high pressure displacement system

为研究提供必要的基础支撑。实验过程中首先将岩样饱和地层水,用加湿气体驱替建立初始含水饱和度,采用稳态法渗流实验,调整注入岩样的气、水比例,等到流动稳定时,记录岩心进、出口端压力和出口端气、水流量。

1.2 考虑含水饱和度影响的渗流实验研究

模拟地层超高温高压条件,采用稳态法对不同物性岩心开展气水渗流实验,改变不同含水饱和度、实验压差,记录岩心进、出口端压力和出口端气相稳定流量,分析含水饱和度对气相渗流的影响。实验条件如下:

- 1) 选取靶区地层岩心7块,分别进行渗流模拟实验,岩心基础数据见表1;
- 2) 模拟储层实际温压条件,实验温度190 °C,地层压力90 MPa;

表1 实验岩心基础物性数据

Table 1 Basic petrophysical properties of experimental cores

岩心编号	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度/%	束缚水饱和度/%
1	0.674	10.79	42.95
2	0.507	11.13	44.84
3	0.411	10.03	47.37
4	0.305	9.58	48.97
5	0.237	9.13	51.55
6	0.156	8.07	55.82
7	0.066	8.41	62.63

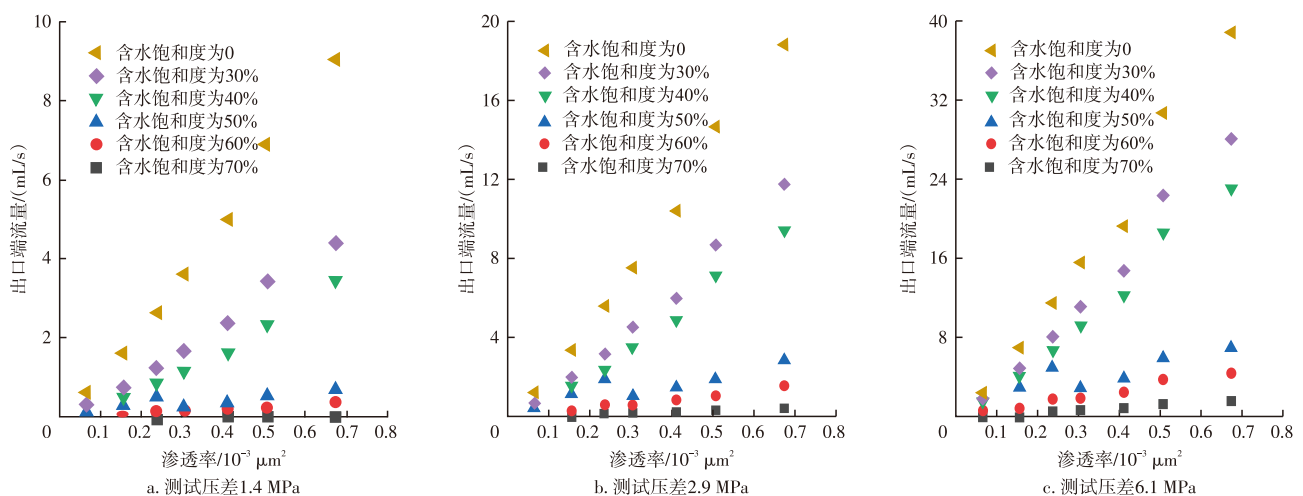


图2 不同实验压差下气相稳定流量

Fig. 2 Stable gas-phase flow rates under different experimental pressure differentials

1.3 考虑含水饱和度影响的气井产能图版

室内驱替实验是一维线性流动,而油藏尺度单井生产属于径向流,以往近似将驱替实验压差设定为单井生

3) 实验采用纯度为99.9%的 N_4 模拟天然气,配置目标储层矿化度的标准盐水(12 800 mg/L)模拟地层水;

4) 实验模拟3种初始含水条件:不含水(含水饱和度为0),含束缚水(含水饱和度为30%、40%),含可动水(含水饱和度为50%、60%、70%)。

基于不同物性岩心气水渗流实验,改变含水饱和度,记录不同压差下气体流量,研究其对气相渗流能力的影响,实验结果如图2所示,其总体规律为:

1) 在相同渗透率下,随着含水饱和度的增加,气相渗流能力降低。其原因为:束缚水附着在岩石孔隙表面,在流动通道中形成水膜,导致有效渗流通道变小,渗流能力降低;当含水饱和度进一步升高,高于束缚水饱和度时,岩心存在可动水,形成气水两相流,气相流动需要克服贾敏效应产生的附加阻力,渗流能力大大降低^[8-11]。

2) 随着渗透率的增加,不同含水饱和度条件下的产气能力均呈上升趋势,但是增加幅度随着含水饱和度的减小而更为明显。其原因为:渗透率增加,气相绝对对渗透率增加,渗流能力大幅增加;高含水饱和度条件下渗流阻力大大增加,产生启动压力,含水饱和度越高启动压力越大,相同压差下,气相渗流能力增幅越小^[12-15]。

3) 在同一渗透率下,岩心含水饱和度从40%升高到50%时,气相渗流能力快速下降。其原因为:当含水饱和度超过40%时,气水两相流导致气相渗流能力大大降低。

产压差,但由于岩心尺度与油藏尺度差异较大,转换存在较大问题。基于流速近似原则确定测试压差,并将测试流量转换为气井产量。

在岩心尺度下,线性流岩心出口端气体流速为:

$$v_1 = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} = -\frac{k}{\mu} \frac{p_e^2 - p_{w1}^2}{L} \frac{1}{2p_{w1}} \quad (1)$$

式中: v_1 为线性流岩心出口端气体流速,单位m/s; k 为岩心渗透率,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$; μ 为流体黏度,单位 $\text{mPa}\cdot\text{s}$; p 为压力,单位MPa; x 为线性流动距离,单位m; p_e 为初始地层压力,单位MPa; p_{w1} 为岩心实验出口端压力,单位MPa; L 为岩心长度,单位m。

在油藏尺度下,径向流井底气体流速为:

$$v_r = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr} = -\frac{k}{\mu} \frac{p_e^2 - p_{w2}^2}{\ln(r_e/r_w)} \frac{1}{2p_{w2}r_w} \quad (2)$$

式中: v_r 为径向流井底气体流速,单位m/s; r 为径向流动距离,单位m; p_{w2} 为井底流压,单位MPa; r_e 为泄油半径,单位m; r_w 为井眼半径,单位m。

令2个尺度下气体流速相等,则:

$$\frac{p_e^2 - p_{w1}^2}{L} \frac{1}{2p_{w1}} = \frac{p_e^2 - p_{w2}^2}{\ln(r_e/r_w)} \frac{1}{2p_{w2}r_w} \quad (3)$$

可得:

$$p_{w1}^2 + \frac{(p_e^2 - p_{w2}^2)L}{p_{w2}r_w \ln(r_e/r_w)} p_{w1} - p_e^2 = 0 \quad (4)$$

通过式(4)可以建立岩心实验出口端压力,与油藏尺度单井井底流压的对应关系。

同样根据流速近似原则,岩心出口端气体流速与生产井井底气体流速相等,可以将实验流量转换为单井生产时的产量,换算公式为:

$$Q = \frac{0.691 2Q_r r_w h}{D^2} \quad (5)$$

式中: Q 为矿场条件下单井径向产量,单位 m^3/d ; Q_r 为实验条件下岩心单向流量,单位 mL/s ; h 为储层厚度,单位m; D 为岩心直径,单位m。

依据靶区实际情况,设置初始地层压力为90 MPa,泄油半径近似取500 m,岩心长度为0.15 m,岩心直径为0.025 m,通过式(4)可将岩心实验出口端压力转换为井底流压,通过式(5)可将实验流量转换为气井产量。以渗透率为横坐标,以单位储层厚度的日产气量为纵坐标,绘制生产压差分别为5、10、20 MPa的产能图版(图3)。

受靶区所取岩心的局限性,实验所用岩心的渗透率均小于 $0.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,产能模拟实验数据绘制的产能图版只能预测 $(0.066 \sim 0.674) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的产能,然而靶区部分储层渗透率超过 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为了扩大图版在研究区的应用范围,采用分段拟合和残差分析方法,将图版的渗透率范围外推至 $1.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,使得修正外推结果适用性更好,同时去掉因实验误差引起的曲线凸起,图版曲线更加平滑且具有代表性(图4)。

为了定量研究含水饱和度对气井产能的影响,选取图4不同生产压差下产能图版中 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 物性为例开展分析,不同压差下含水饱和度对气井产能影响如表2所示。整体呈现以下特征:

1) 束缚水饱和度阶段,即含水饱和度从0升高至40%,产能损失率近似呈线性上升。含水饱和度从0升高至30%,平均产能损失率约35%,此阶段含水饱和度每升高10%平均产能损失率约12%;含水饱和度从30%升高至40%,平均产能损失率约12.5%,与含水饱和度小于30%阶段基本一致。

2) 可动水饱和度阶段,含水饱和度从40%升高至50%,产能快速下降,平均产能损失率从48%升高至86%,此阶段对应气水相渗曲线两相渗流区早期阶段,气相渗流能力快速下降,当含水饱和度升高至60%以上,产能损失率升高幅度变缓。

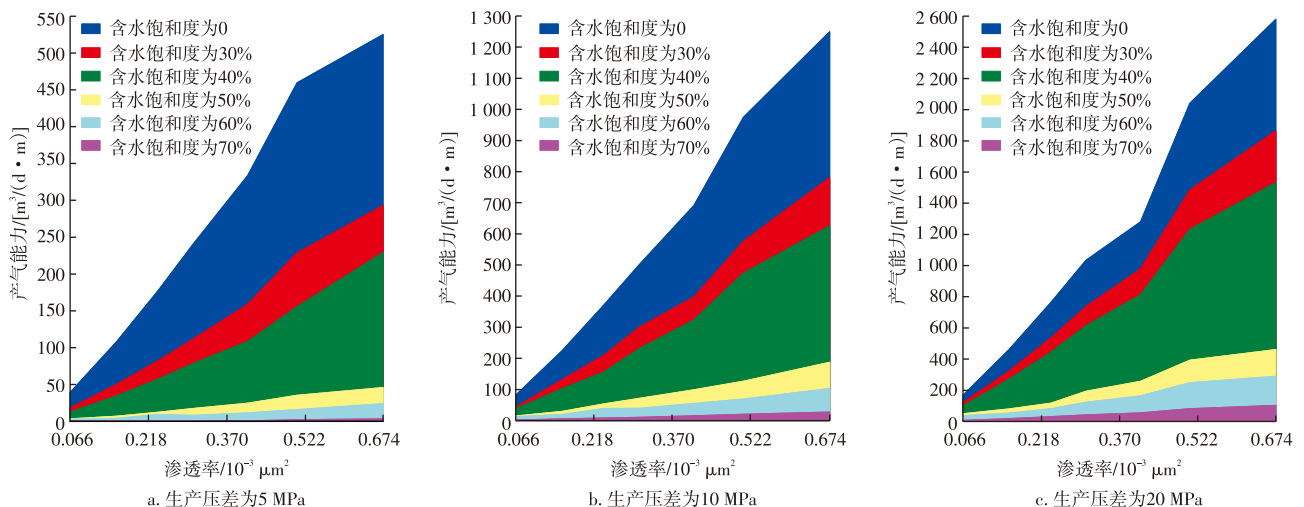


图3 不同生产压差下的产能图版

Fig. 3 Production capacity charts under different production pressure differentials

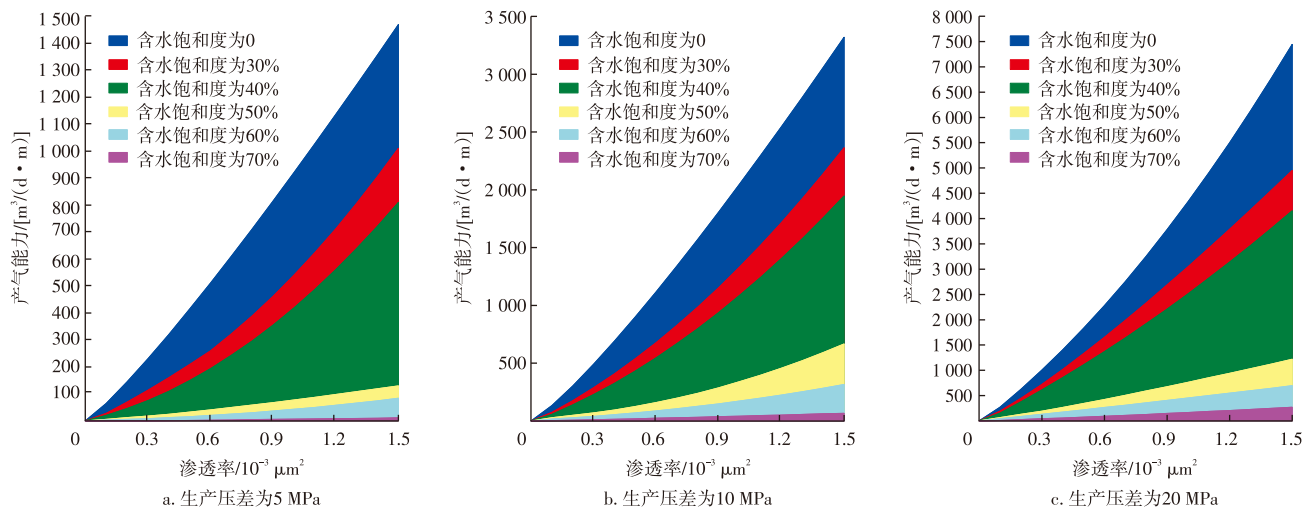


图4 外推后的不同生产压差下产能图版

Fig. 4 Extrapolated production capacity charts under different production pressure differentials

表2 不同含水饱和度下气井产能损失率

Table 2 Gas well production capacity loss rates at different water saturation levels

含水饱和度/%	产能损失率/%		
	生产压差为 5 MPa	生产压差为 10 MPa	生产压差为 20 MPa
30%	41.35	35.02	29.62
40%	54.49	47.02	42.00
50%	91.56	83.41	82.35
60%	95.33	91.56	89.58
70%	99.30	97.93	96.17

2 考虑CO₂体积分数影响的产能图版

2.1 考虑CO₂体积分数影响的渗流实验研究

采用设计的超高温高压驱替系统开展实验,模拟地层超高温高压条件,岩心处于束缚水饱和度状态,改变气体中CO₂的体积分数,测试不同压差下的气相渗流能力,记录岩心入口端压力、出口端压力、气体稳定流量,分析不同CO₂体积分数对气相渗流能力的影响。实验条件如下:

- 1) 选取靶区天然岩心3块,串联成长岩心,岩心长度16.60 cm,孔隙度9.93%,渗透率 $0.535 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;
- 2) 模拟储层实际温压条件,实验温度190 °C,地层压力90 MPa;
- 3) 实验采用纯度为99.9%的N₄模拟天然气,配置目标储层矿化度的标准盐水模拟地层水;
- 4) 实验模拟3种CO₂体积分数条件:不含CO₂、低含CO₂(14%、28%)、高含CO₂(42%、56%、70%)。

超高温高压条件下长岩心渗流实验结果如图5所示,气体中CO₂组分的体积分数会对气相渗流特征和渗流能力产生较大的影响,其总体规律为:①随着气组分中CO₂体积分数的增加,气相渗流能力显著降低,且随着CO₂体积分数的升高渗流能力降低越明显;②随着气组分中CO₂体积分数的增加,渗流阻力增大并监测到启动压力,当CO₂体积分数小于42%时实验未监测到启动压力,当CO₂体积分数为56%时监测到启动压力为0.19 MPa,当CO₂体积分数为70%时监测到启动压力为0.33 MPa。

CO₂体积分数对渗流影响机理,可总结为以下3个方面:①CO₂的存在会导致气相黏度发生改变,随着CO₂体积分数增加,气相黏度增大,渗流能力降低;②超高温高压条件下,CO₂更易溶解于地层水中,导致岩石孔隙表面

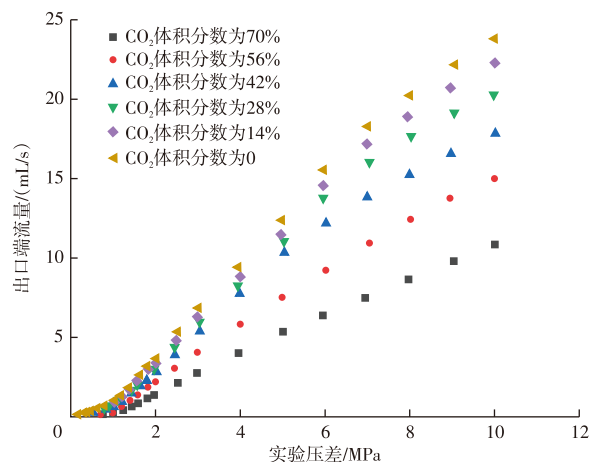


图5 不同CO₂体积分数对气相渗流能力影响
Fig. 5 Influence of different CO₂ volume fractions on gas-phase permeability

流体膨胀,渗流通道减小,气相渗流能力降低;③高体积分数CO₂使渗流阻力大大增大,启动压力增大,同时会导致低速非达西渗流阶段延长^[16-18]。

2.2 考虑CO₂体积分数影响的产能图版

采用1.3节中的方法,将室内岩心驱替实验一维线性流动压差转化为矿场生产压差,将岩心实验流量转化为矿场气井产能,得到生产压差与气井产能的关系(图6)。

以CO₂体积分数为0时的气井产能为标准,研究不同生产压差、CO₂体积分数下产能损失情况(表3),可以看出:①当气组中CO₂体积分数较低时,对产能的影响较小,CO₂体积分数为28%时产能损失率在12%左右,当CO₂体积分数较高时对产能的影响开始逐渐增加,CO₂体积分数升至70%时产能损失率在60%左右;②与含水饱和度相比,CO₂体积分数对产能的影响要小得多,含水饱和度70%时产能损失率在96%以上,远高于CO₂体积分数产生的影响。

以含水饱和度为50%为例,考虑不同生产压差、不同CO₂体积分数导致的气井产能损失率,绘制了含水饱和度50%时考虑渗透率、CO₂体积分数、生产压差影响的多因素产能图版(图7)。

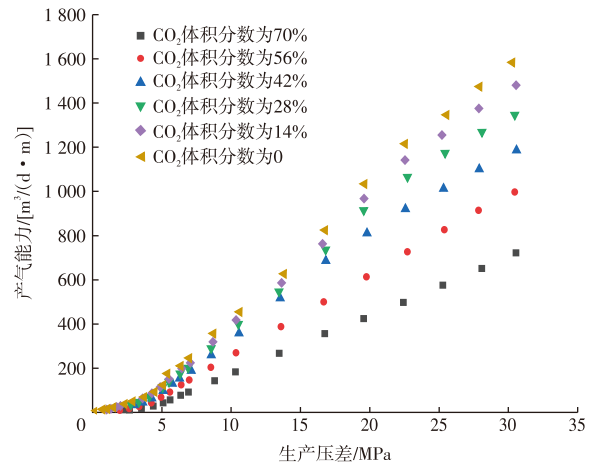


图6 不同CO₂体积分数对气井产能的影响

Fig. 6 Influence of different CO₂ volume fractions on gas well production capacity

表3 不同压差下不同CO₂体积分数产能损失率

Table 3 Production capacity loss rates under different pressure differentials and CO₂ volume fractions

CO ₂ 体积分数/%	产能损失率/%		
	压差 5 MPa	压差 10 MPa	压差 20 MPa
14	7.00	6.21	6.37
28	11.43	12.88	11.57
42	23.06	21.67	22.71
56	43.13	39.37	41.25
70	66.64	58.73	58.91

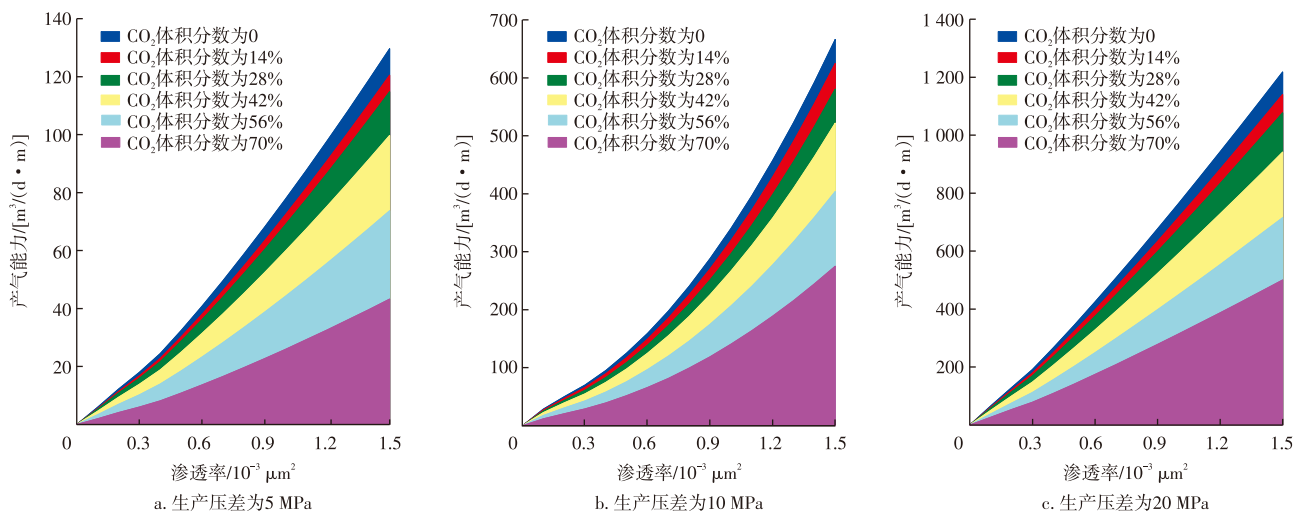


图7 不同CO₂体积分数下产能图版(含水饱和度为50%)

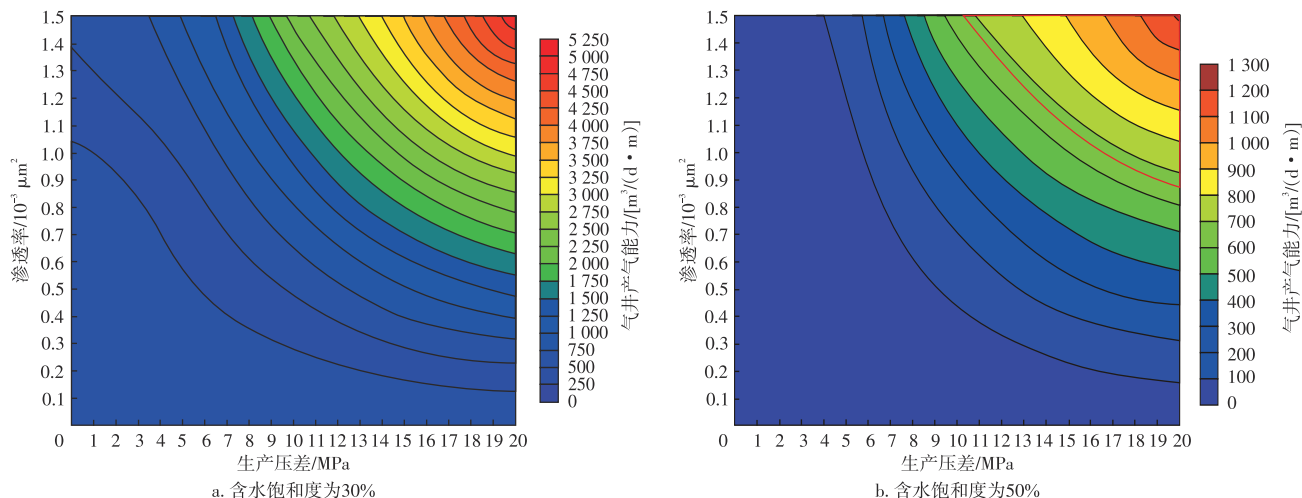
Fig. 7 Production capacity charts under different CO₂ volume fractions (water saturation = 50%)

3 任意压差下多因素产能图版

基于实验的产能图版只能预测生产压差分别为5、10、20 MPa的产能,而实际生产过程中,任意压差下的产能图版使用起来更加方便,因此利用克里金插值得到任

意压差下的产能图版。克里金插值是地质统计学核心,它不仅考虑待估点位置与已知数据位置的相互关系,还考虑了变量的空间相关性,相比于其他类型插值法,适用性更好。以含水饱和度分别为30%和50%为例,得到任意压差下的产能图版(图8)。

考虑多因素产能图版既可以用来预测某一物性下气



注:红色线框扇形区域为预测储层厚度为30 m,满足经济下限的最小产能为 $667 \text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{m})$ 的区域。

图8 任意压差下产能图版

Fig. 8 Production capacity charts under arbitrary pressure differentials

井产能,也可以确定满足某一经济效益产能的物性下限^[19-21],举例分析如下:

1) 实测井储层物性 $0.75 \times 10^{-3} \text{ m}^3$,含气饱和度57%,储层厚度14.4 m,气体组分中 CO_2 含量22%,当生产压差20 MPa时产量为 $2.19 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,通过图版预测气井产量 $2.14 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

2) 以含水饱和度为50%时多因素产能图版为例进行分析,假设需要满足的经济极限产量为 $2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,预测储层厚度30 m,满足经济下限的最小产能为 $667 \text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{m})$,满足区域为图8b中右上方红色线框扇形区域。

4 结论

1) 建立了多因素产能评价图版。基于超高温高压条件下低渗—特低渗岩心渗流实验研究,考虑渗透率、含水饱和度、 CO_2 体积分数、生产压差等多因素影响,图版预测结果更可靠。

2) 定量评价了含水饱和度对气井产能的影响。以物性为 $1 \times 10^{-3} \text{ μm}^2$ 岩心为例,其影响可分为2个阶段,束缚水阶段含水饱和度每升高10%平均产能损失率约12%,该阶段束缚水附着在岩石孔隙表面形成水膜,导致有效渗流通道变小,渗流能力降低;可动水阶段气相流动需要克服贾敏效应产生的附加阻力,渗流能力大大降低,含水饱和度从40%升高至50%,产能损失率从48%增加至86%。

3) 定量评价了 CO_2 体积分数对气井产能的影响。当 CO_2 体积分数较低时其对产能影响较小, CO_2 体积分数28%时产能损失率约12%,随着 CO_2 体积分数升高其对

产能影响逐渐加剧, CO_2 体积分数70%时产能损失率约60%。气体中 CO_2 的存在一方面导致气相黏度增加,同时超高温高压条件下 CO_2 更易溶解于地层水中,导致岩石孔隙表面流体膨胀,渗流通道减小,进一步降低气井产能。

4) 考虑多因素的产能评价图版既可快速预测某一物性下的气井产能,也可以用于确定某一经济产量下的最小储层参数组合,对靶区快速开发评价具有重要意义。

参考文献

- [1] 许马光,范彩伟,张丹妮,等.莺歌海盆地乐东01超高温高压气藏形成条件及成藏模式[J].天然气工业,2021,41(11):43-53.
XU Maguang, FAN Caiwei, ZHANG Danni, et al. Formation condition and hydrocarbon accumulation model in Ledong 01 Gas Reservoir of super high temperature and high pressure in the Yinggehai Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(11): 43-53.
- [2] 周伟,王勇标,王玉,等.莺歌海盆地东方区高温高压气藏气水分布特征及成因[J].天然气技术与经济,2020,14(5):20-27.
ZHOU Wei, WANG Yongbiao, WANG Yu, et al. Characteristics and geneses of gas-water distribution in high-temperature high-pressure gas reservoirs, Dongfang block, Yinggehai Basin[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2020, 14(5): 20-27.
- [3] 吴建彪.东胜气田致密砂岩储层渗流机理[J].科学技术与工程,2022,22(27):11887-11894.
WU Jianbiao. Seepage mechanism of tight sandstone reservoir in Dongsheng gas field[J]. Science Technology and Engineering, 2022, 22(27): 11887-11894.
- [4] 鲁瑞彬,王雯娟,胡琳,等.高温高压气藏衰竭开发气水相渗变化规律探讨[J].中国海上油气,2020,32(2):88-95.
LU Ruibin, WANG Wenjuan, HU Lin, et al. Discussion on the change laws of gas-water relative permeability in the depletion development of HTHP gas reservoirs[J]. China Offshore Oil and Gas,

- 2020, 32(2): 88-95.
- [5] 雷霄, 王雯娟, 鲁瑞彬, 等. 莺琼盆地高温高压砂岩气藏储层应力敏感性实验[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(26): 10745-10750.
LEI Xiao, WANG Wenjuan, LU Ruibin, et al. Experimental study on stress sensitivity of high temperature and high pressure sandstone gas reservoirs in yingqiong basin[J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20(26): 10745-10750.
- [6] 王雯娟, 鲁瑞彬, 雷霄, 等. 高温高压低渗气藏可动水饱和度及水气比定量评价方法[J]. 中国海上油气, 2022, 34(3): 91-97.
WANG Wenjuan, LU Ruibin, LEI Xiao, et al. Quantitative evaluation method of movable water saturation (MWS) and water gas ratio (WGR) in high temperature high pressure (HTHP) and low permeability gas reservoirs[J]. China Offshore Oil and Gas, 2022, 34(3): 91-97.
- [7] 张杰, 李熙喆, 高树生, 等. 致密砂岩气藏产水机理及其对渗流能力的影响[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(10): 1519-1530.
ZHANG Jie, LI Xizhe, GAO Shusheng, et al. Water production mechanism of tight sandstone gas reservoir and its influence on percolation capacity[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(10): 1519-1530.
- [8] HUANG X, GUO X, ZHOU X, et al. Effects of water invasion law on gas wells in high temperature and high pressure gas reservoir with a large accumulation of water-soluble gas[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2019, 62: 68-78.
- [9] 魏聪, 张承泽, 陈东, 等. 塔里木盆地克深2气藏断层、裂缝、基质“三重介质”渗流及开发机理[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(12): 1684-1693.
WEI Cong, ZHANG Chengze, CHEN Dong, et al. Seepage characteristics and development mechanism characterized by faults-fracture-pores “triple medium” in Keshen 2 gas reservoirs, Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(12): 1684-1693.
- [10] 汪周华, 肖阳, 郭平, 等. 缝洞型碳酸盐岩气藏高温高压气水两相渗流特征[J]. 油气藏评价与开发, 2017, 7(2): 47-52.
WANG Zhouhua, XIAO Yang, GUO Ping, et al. Gas-water flowing characteristics under high temperature and high pressure in fractured-cavity carbonate gas reservoir[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2017, 7(2): 47-52.
- [11] 杨玉斌, 肖文联, 韩建, 等. 丹凤场气田致密砂岩气水渗流特征及影响因素[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(2): 356-364.
YANG Yubin, XIAO Wenlian, HAN Jian, et al. Gas-water flow characteristics and influencing factors of tight sandstone in Danfengchang Gas Field[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(2): 356-364.
- [12] 李承龙, 李敏, 何鑫迪. 基于压敏效应的变启动压力梯度渗流模型[J]. 大庆石油地质与开发, 2021, 40(1): 81-89.
LI Chenglong, LI Min, HE Xindi. Seepage model of the variable starting pressure gradient based on the pressure sensitive effect[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(1): 81-89.
- [13] 严文德, 孙雷, 程绪彬, 等. 低渗气藏特殊渗流机理的产能评价分析[J]. 天然气工业, 2007, 27(11): 76-78.
YAN Wende, SUN Lei, CHENG Xubin, et al. Appraisal and analysis of deliverability by special flow mechanism in low-permeability gas reservoir[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(11): 76-78.
- [14] 郭智栋, 康毅力, 王玉斌, 等. 低压高含水致密气藏气-水相渗特征及生产动态响应[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(1): 138-150.
GUO Zhidong, KANG Yili, WANG Yubin, et al. Gas-water relative permeability characteristics and production dynamic response of low pressure and high water cut tight gas reservoirs[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(1): 138-150.
- [15] 赵玉龙, 刘香禹, 张烈辉, 等. 致密砂岩气藏气水流动规律及储层干化作用机理[J]. 天然气工业, 2020, 40(9): 70-79.
ZHAO Yulong, LIU Xiangyu, ZHANG Liehui, et al. Laws of gas and water flow and mechanism of reservoir drying in tight sandstone gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(9): 70-79.
- [16] 雷霄, 王雯娟, 罗吉会, 等. 莺歌海盆地深层高含CO₂高含水气藏气相渗流机理[J]. 特种油气藏, 2021, 28(5): 146-153.
LEI Xiao, WANG Wenjuan, LUO Jihui, et al. Gas seepage mechanism of deep gas reservoirs with high CO₂ and water content in yinggehai basin[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28(5): 146-153.
- [17] 王雯娟, 雷霄, 鲁瑞彬, 等. 南海西部异常高温高压气藏区域产能预测技术[J]. 地球科学, 2019, 44(8): 2636-2642.
WANG Wenjuan, LEI Xiao, LU Ruibin, et al. Regional productivity prediction technology for abnormal high temperature and high pressure gas reservoirs in western South China Sea[J]. Earth Science, 2019, 44(8): 2636-2642.
- [18] 李黎, 胡文丽, 罗启源, 等. 非达西渗流效应对南海低渗透储层产能的影响[J]. 大庆石油地质与开发, 2021, 40(2): 160-167.
LI Li, HU Wenli, LUO Qiyuan, et al. Impact of non-Darcy flow on the productivity of low permeability reservoirs in South China Sea[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(2): 160-167.
- [19] 谭先红, 梁斌, 王帅, 等. 一种低渗储层凝析气藏气井产能评价方法研究[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(5): 724-729.
TAN Xianhong, LIANG Bin, WANG Shuai, et al. A productivity evaluation method of gas wells in condensate gas reservoirs with low permeability[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(5): 724-729.
- [20] 郭肖, 赵显阳, 杨泓波. 异常高压低渗透气藏产能评价新方法[J]. 油气藏评价与开发, 2018, 8(6): 13-18.
GUO Xiao, ZHAO Xianyang, YANG Hongbo. A new method for evaluating the productivity of abnormally high-pressure and low permeability gas reservoirs[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2018, 8(6): 13-18.
- [21] 冯明刚, 严丽, 王雪玲, 等. 元坝气田长兴组气藏有效储层物性下限标准研究[J]. 石油实验地质, 2012, 34(5): 535-538.
FENG Minggang, YAN Li, WANG Xueling, et al. Lower limit for physical property of effective reservoir in Changxing Formation, Yuanba Gas Field[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2012, 34(5): 535-538.