

裂缝性气藏采收率影响因素数值模拟

——以塔里木盆地博孜大北气田为例

唐永亮¹, 朱文卿², 刘磊¹, 高树生², 魏聪¹, 叶礼友², 刘华勋², 沈杰³

(1. 中石油塔里木油田分公司勘探开发研究院, 新疆 库尔勒 841000; 2. 中石油勘探开发研究院, 北京 100080;
3. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司第二钻井分公司, 河北 廊坊 065007)

摘要: 博孜-大北区块油气资源丰富, 开发潜力巨大。由于目的层埋藏深度大、构造复杂、断裂裂缝发育、储层致密、温度压力高、水体分布复杂且活跃, 气藏开发特征差异大, 部分气藏水侵速度快, 严重影响气藏开发效果和最终采收率。在确定八种主要影响采收率因素的基础上, 数值模拟分析了各因素对采收率的影响, 并运用灰色关联度模型进行了权重排序。研究结果表明, 裂缝发育程度、气藏幅度、治水对策/排水规模、废弃压力、井网密度对采收率影响较大, 气藏厚度、水体大小、采气速度、井网井型对采收率影响较小, 其中采气速度、治水对策及排水规模、井网井型及布井方式属于人为可控因素, 可通过控制措施达到最佳开发效益; 废弃压力属于可变因素, 可通过工艺措施降低废弃地层压力以提高采收率。气藏采收率影响因素权重分析为气藏高效开发提供了实施依据。

关键词: 裂缝性气藏; 采收率影响因素; 数值模拟; 灰色关联法; 提高采收率

中图分类号: TE377 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-1807(2024)14-0231-07

博孜-大北区块位于克拉苏气田西部, 随着库车坳陷克拉苏构造带勘探程度的不断推进, 成为该区重点勘探领域, 累计上交国家探明三级储量天然气 $7\,279.99 \times 10^8 \text{ m}^3$, 凝析油 $6\,540.87 \times 10^4 \text{ t}$, 油气资源丰富, 开发潜力巨大。该区块主要含气层为白垩系巴什基奇克组, 岩石类型以岩屑砂岩为主, 基质砂岩物性差(平均孔隙度为 7%, 平均渗透率为 0.663 mD), 储层中裂缝普遍发育, 属于裂缝性特低孔-特低渗储层, 储层渗流规律复杂; 区内构造高陡, 气藏埋深为 6 000~8 000 m, 储层厚度为 200~320 m, 地层压力高达 150 MPa, 地层温度高达 190 °C; 受强构造挤压变形影响, 断裂发育且储层非均质性强; 水体分布复杂且活跃, 气藏开发特征差异大, 部分气藏水侵速度快, 严重影响气藏开发效果和最终采收率^[1-6]。

这类气藏受超高压、水体能量、流体相态及复杂渗流特征的多因素综合影响, 采收率及气井合理产能的确定是开发过程的一大难题。之前已有

学者就气藏采收率影响因素做了研究, 李炜静^[7]运用数值模拟方法, 并结合灰色斜率关联度改进模型对渗透率、打开程度、水体大小、含水饱和度、垂直水平渗透率比值、采气速度、地层压力及废弃井底压力八种影响气藏采收率因素进行研究, 确定影响气藏采收率的主次因素; 张国龙等^[8]利用高温高压全直径岩心驱替装置, 针对衰竭速度、束缚水饱和度、储层物性及流体性质这 4 种影响采收率的因素进行室内岩心衰竭实验研究, 得到其对采收率的影响结果; 李国欣等^[9]在深化气藏地质及动态特征研究的基础上, 深入分析了影响致密气藏采收率的影响因素, 并建立了与该区气藏特征相匹配的开发对策; 但对影响裂缝性有水气藏采收率的裂缝发育程度、构造特征、储层厚度、水侵及治水对策等因素考虑不足。本文在前人研究基础上, 通过建立离散裂缝模型, 运用数值模拟方法, 对裂缝发育程度、构造特征、储层厚度、水侵及治水对策等八种主要采收率影响因素进行了研

收稿日期: 2020-03-07

基金项目: 中国石油油气和新能源分公司 C1 科技项目(2023YQX10501)

作者简介: 唐永亮(1985—), 男, 山东淄博人, 博士, 院长, 高级工程师, 研究方向为油气田开发; 通信作者朱文卿(1987—), 女, 四川达州人, 硕士, 高级工程师, 研究方向为油气田开发; 刘磊(1986—), 女, 云南昆明人, 硕士, 高级工程师, 研究方向为油气田开发; 高树生(1969—), 男, 河北张家口人, 博士, 高级工程师, 研究方向为油气田开发; 魏聪(1983—), 男, 湖北安陆人, 硕士, 高级工程师, 研究方向为油气藏建模与数模、试井; 叶礼友(1982—), 男, 江西九江人, 博士, 高级工程师, 研究方向为复杂气藏开发机理与应用; 刘华勋(1985—), 男, 江西九江人, 硕士, 高级工程师, 研究方向为油气渗流理论研究; 沈杰(1983—), 男, 河北衡水人, 工程师, 研究方向为油气渗流。

究,并结合灰色关联分析方法进行权重分析,确定其权重,最终获得影响气藏采收率的主次因素,并提出与该区气藏特征相匹配的开发对策,为气藏高效开发提供理论依据。

1 裂缝性气藏采收率影响因素数值模拟研究

1.1 机理模型构建

前人研究表明博孜-大北区块是在构造挤压背景下形成的背斜型气藏,构造幅度高,断裂和高角度裂缝及网状缝发育。因此引入嵌入式离散裂缝模拟方法,考虑裂缝尺度、密度、位置关系、方位角、传导率等因素,根据目标区块地质特征构建离散裂缝机理模型(图1)。模型采用角点网格,X方向网格80个,步长为100 m;Y方向网格20个,步长为100 m;Z方向网格20个,步长为7.5 m,总网格数为32 000个。气藏顶深为6 000 m,背斜构造,气藏幅度为700 m,原始地层压力120 MPa。模型为双孔双渗介质模型,基质渗透率0.05 mD,裂缝渗透率500~5 000 mD,垂向渗透率为0.01 mD,孔隙度为6%,气区初始含气饱和度为60%。裂缝数量为250条,大裂缝与小裂缝条数比例为1:2,气藏左侧、右侧、底部均存在水体,水体左强右弱,沿长轴方向布5口生产井。

1.2 采收率影响因素数值模拟研究

开发实践表明开发初期气井产量较高,随着开发后期水体沿裂缝非均匀快速水侵,对气藏形成分割,形成水封气,导致气藏采收率大幅降低,气井见水特征主要受构造位置、断裂系统、储层厚度和水体活跃性的影响。研究表明气藏采收率主要受断裂系统的发育程度、构造类型及幅度、水体大小及分布、采气速度和开发技术对策的影响^[10-19]。因此,综合选取裂缝发育模式、气藏幅度、储层厚度、

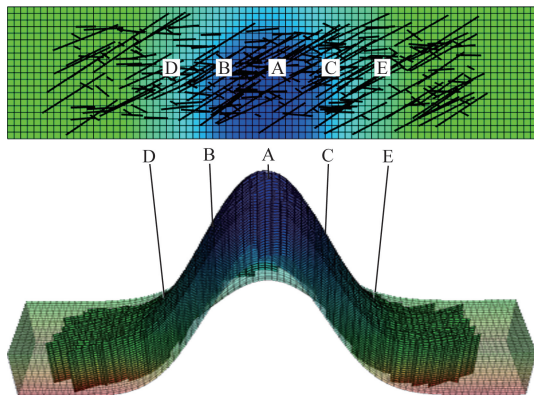


图1 离散裂缝模型

采气速度、井网井型、开发层系、水体大小、治水对策这8种主要影响因素,应用CMG数模软件,通过设定不同模拟方案,比较各个方案20年后的生产情况,探究其对气藏采收率的影响。

1.2.1 裂缝发育模式对气藏采收率的影响

研究区块裂缝发育特征受应力挤压强度和基质物性的影响,裂缝级别差异大,将裂缝发育特征分为大裂缝(断)+致密储层、大裂缝(断)+缝网+致密储层、均匀缝网+致密储层三种模式开展不同裂缝发育模式对气藏采收率影响研究^[5]。不同模型下采气速度统一设定为2%、水体大小设定为2.6倍、构造幅度700 m。

模拟结果表明,当气藏只发育方向性大裂缝时,由于水侵导致22.7亿m³的天然气被封闭,占储量的18.9%,气藏采收率仅24.4%;而气藏大裂缝+缝网发育时,水封气规模降为13亿m³,占比10.8%,气藏采收率增加到38.5%;当气藏均匀缝网发育时,水封气规模只有8.6亿m³,占比7.2%,气藏采收率可以达到44.5%(图5)。可以看出对于裂缝性有水气藏,不同裂缝发育模式是决定非均匀水侵速度及采收率影响程度的关键因素,衰竭开发过程中水体沿裂缝快速水窜,大裂缝越发育,水体沿裂缝上窜越快,水封气规模越大,采收率越低。缝网越发育,水侵相对均衡,水封气规模越少,采收率相对越高(图2~图4)。

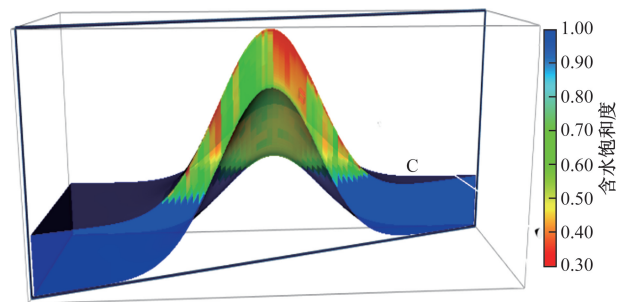


图2 方向性大裂缝模式下水侵剖面

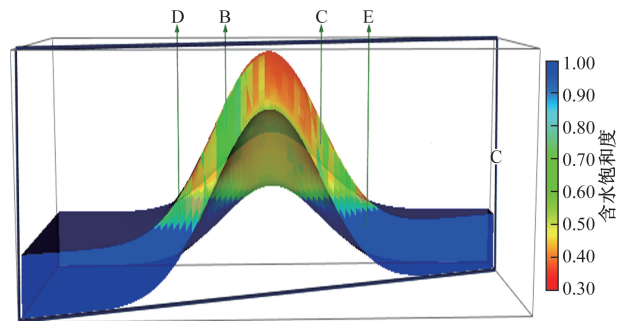


图3 大裂缝+缝网模式下水侵剖面

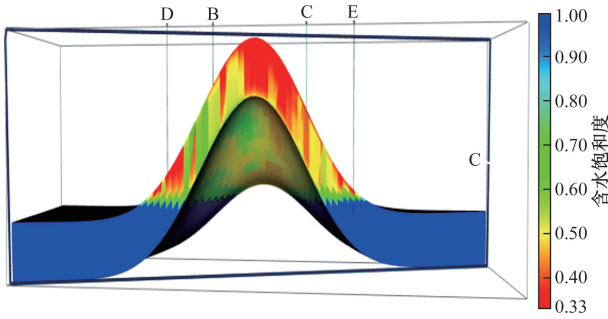


图4 均匀缝网模式下水侵剖面

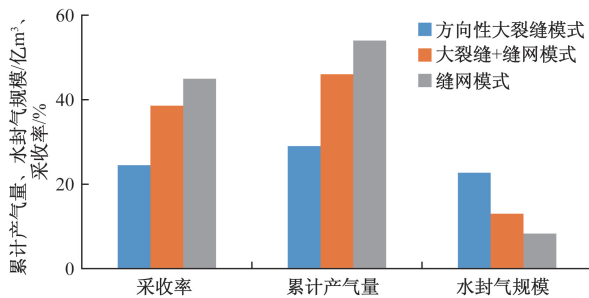


图5 不同裂缝发育模式数值模拟结果对比

1.2.2 构造幅度对气藏采收率的影响

根据目标区块高陡式断背斜、突发构造背斜、宽缓式断背斜三种构造样式,分别设计了低构造幅度(100 m)、中等构造幅度(400 m)、高构造幅度(700 m)三种模型开展构造幅度对气藏采收率影响研究。由于目标区块裂缝发育以大裂缝+缝网型模式为主,因此接下来的研究中地质模型均采用大裂缝+缝网型,采气速度统一设定为2%、水体大小为2.6倍。

模拟结果表明,对于裂缝型有水气藏,气藏幅度决定了非均匀水侵速度,在采气速度一定、裂缝发育较均匀的情况下,气藏构造幅度越小,气井距离水体越近,见水越早,气藏构造幅度越大,气井距离水体越远,见水时间越晚,气藏幅度100 m时生产60 d见水,气藏幅度700 m时,见水时间推迟至7年,采收率由12.7%增至37.1%,气藏采收率随着气藏幅度的增加而增大(表1)。

1.2.3 气藏厚度对气藏采收率的影响

根据目标区块储层厚度特征,分别设计了薄储层(50 m、100 m)、中等厚度储层(150 m、200 m)、厚

储层(300 m)五种模型开展厚度对气藏采收率的影响研究。采气速度统一设定为2%、水体大小设定为2.6倍,构造幅度700 m。

模拟结果表明,储层厚度决定了非均匀水侵速度,地层厚度越大,见水时间越晚,无水采气期越长,采收率越高。气藏厚度为50 m、100 m、150 m、200 m、300 m时,构造高部位气井见水对应的时间分别为2.3年、5.5年、6.4年、6.8年、7年(图6),整体上看,气藏厚度越小,水体越易沿裂缝快速水窜到井底,导致气井见水早,气藏厚度越大,增大了边底水沿裂缝窜入气井的难度,延缓了见水时间。在厚度150 m处,存在一个较明显的拐点,当气藏厚度大于150 m时,稳产期增幅和见水的时间的降幅较小。采收率与气藏厚度呈幂函数关系,随着气藏厚度的增大而增大,当气藏厚度大于150 m时,采收率增幅变化较小(图7)。

1.2.4 采气速度对气藏采收率的影响

根据目标区块实际采气特征,分布设计采气速度为1%、1.5%、2%、2.5%、6%、10%六种模拟方案,开展采气速度对气藏采收率影响研究。不同模型下水体大小统一设定为2.6倍、构造幅度为700 m,储层厚度为150 m。

模拟结果表明,随着采气速度增加,气藏见水时间提前,稳产期变短,采收率先增大后减小,存在

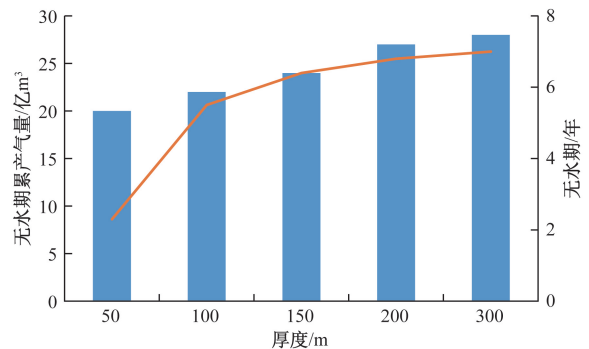


图6 构造高部位井见水时间对比

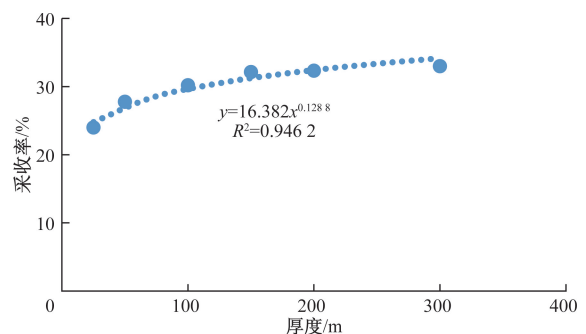


图7 采收率与气藏厚度关系曲线

表1 不同构造幅度下机理模型数值模拟指标对比

构造幅度	见水时间/年	气藏采收率/%
低构造幅度(100 m)	0.2	12.7
中等构造幅度(300 m)	6	30.1
高构造幅度(700 m)	7	37.1

合理的采气速度(2.5%左右),其中在大裂缝+缝网发育情况下,1%采气速度时,无水采气期为4年,气藏采收率38.1%;2.5%采气速度时,无水采气期为1年,气藏采收率最大,为42%;而10%采气速度时,无水采气期只有0.1年,气藏采收率仅38%(图8)。可见,采气速度对于气藏采收率影响显著。

1.2.5 水体规模对采收率的影响

开发实践表明,研究区块水体规模倍数在0.2~5倍,分别设计0.3倍、0.6倍、1倍、2.5倍、5倍、10倍六种水体倍数模型开展研究。不同模型下采气速度统一设定为2%、构造幅度为700 m,储层厚度为150 m。

在采气速度一定的情况下,水体倍数越大,水体沿裂缝水侵速度越快,导致气藏见水时间越早,气藏采收率受水侵影响更大,采收率越低(图9和图10)。在大裂缝+缝网发育情况下,0.2倍水体时,无水采气期6年,气藏采收率可达50%,而5倍水体时,无水采气期不到1年,气藏采收率仅有39%(图11)。

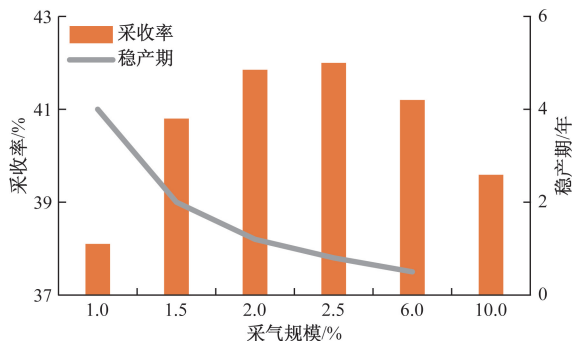


图8 不同产气速度下气藏采收率与稳产期曲线

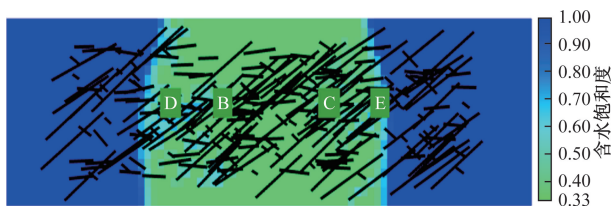


图9 0.6倍水体时水侵平面图

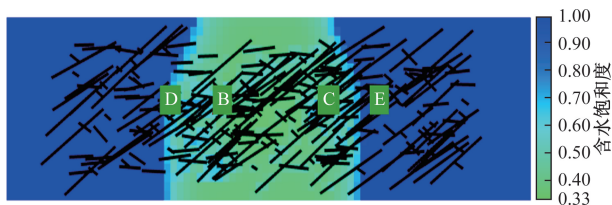


图10 2.6倍水体时水侵平面图

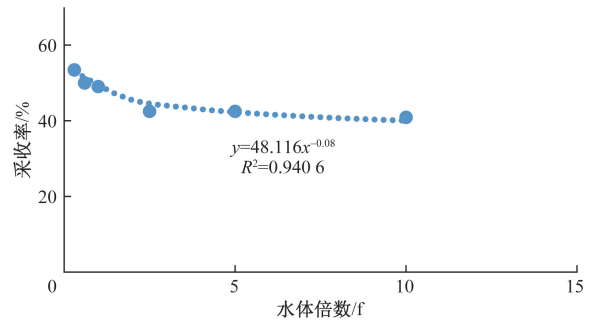


图11 采收率与水体倍数关系曲线

1.2.6 井网密度对气藏采收率的影响

对于裂缝性有水气藏,一般采用在含气边界内整体均匀布井的方式,设计1口井(构造高部位)、3口井(构造高部位1口井、边部距离气水边界处1.1 km各设置1口井)、5口井(构造高部位1口井、边部距离气水边界800 m处各设置4口井,井距800 m)三种井网密度模型开展采收率影响研究。不同模型下采气速度统一设定为2%、构造幅度700 m,气藏厚度150 m,水体倍数2.5倍。

模拟结果表明,井网密度越大即投产井数越多,则压力波及、水侵相对越均衡,采收率相对越高(图12);在大裂缝+缝网发育情况下,井网密度0.2口/km²时气藏采收率为23%,井网密度1口/km²时气藏采收率为41%,而井网密度2口/km²时气藏采收率为45.6%。采收率与气藏井网密度呈幂函数关系,当气藏井网密度大于1.5口/km²时,采收率增幅变化较小。

1.2.7 开发井型对气藏采收率的影响

为了研究开发井型对气藏采收率的影响,沿构造长轴方向设计5口生产井开发(构造高部位1口井、边部距离气水边界800 m处各设置4口井,井距800 m),其中方案一为采用常规直井开采;方案二为气藏高部位采用直井开采,边部气井采用大斜度井开采,对比分析两种不同生产井类型对气藏开发

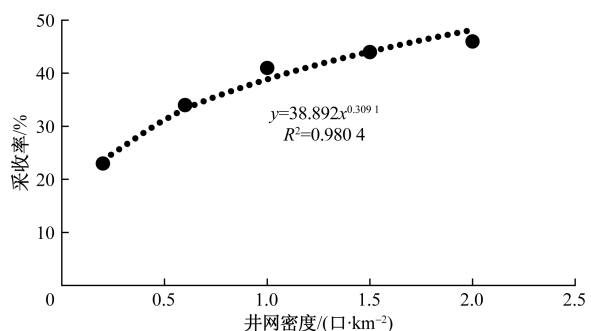


图12 不同井网密度下气藏采收率关系曲线

的影响。不同模型下采气速度统一设定为 2%、构造幅度 700 m,气藏厚度 150 m,水体倍数 2.5 倍。

模拟结果表明,方案二中边部气井采用大斜度井时,压力波及较均衡,有效地延缓了水侵,提高单井产量,增加储层动用面积提高了气藏采收率。从而在其他条件相同情况下,方案二中边部大斜度气井时,压力波及较均衡,气藏 4.5 年后见水;而方案一全部采用直井开采时,气藏 2 年就见水,而且水气比明显高于直井,方案二的气藏采收率为 45%,明显高于方案一气藏采收率(图 13)。

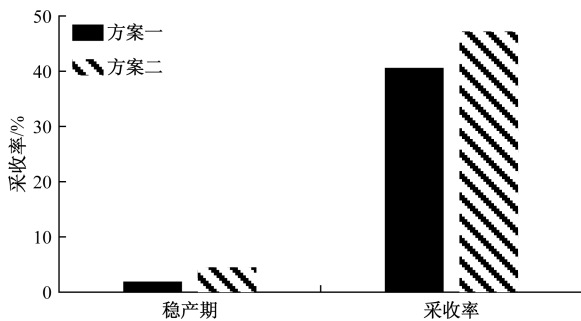


图 13 不同开发井型下生产指标对比

1.2.8 防水控水对策对气藏采收率的影响

为了研究防控水对策对气藏采收率的影响,设计 3 种防控水方案,其中方案一为控制压差 2MPa 带水生产至水淹关井;方案二为先控制压差生产,水气比 $>0.6 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$ 时转强排水生产;方案三为强排水生产。对比分析 3 种不同防控水对策下气藏开发效果。不同模型下采气速度统一设定为 2%、构造幅度 700 m,气藏厚度 150 m,水体倍数 2.5 倍。

模拟结果表明,在有限水体条件下,早期在边部主动排水,能尽量延缓地层水侵入速度,可以提高气藏采收率 5% 左右(图 14);从边部气井生产情况来看,气井定压生产,可保证一定的采收率。气井先定压生产,见水后再排水生产能恢复气井的产能,提高气藏生产能力,强排水可以大幅提高气藏采收率,增幅达 7% 左右。可见早期在边部主动排水生产时,能延缓地层水侵入速度,延长无水产气期和稳产期,从而达到提高气藏采收率的目的。

为了研究排水规模对气藏采收率的影响,设计排水规模为 300、500、800、1 250、1 750、2 250 m^3/d ,对比分析不同排水规模下气藏开发效果。模拟结果表明,有限水体条件下排水有效延缓水侵,排水量越大,水侵影响越小,整体上排水量越大、采收率越高,采收率与排水规模呈幂函数关系(图 15);其中排水量 300 m^3/d 时,气藏采收率 34%,而排水

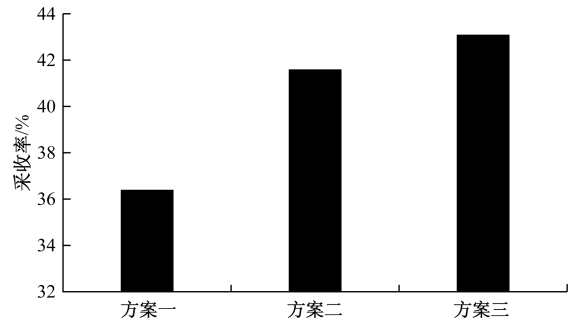


图 14 不同治水对策下气藏采收率曲线

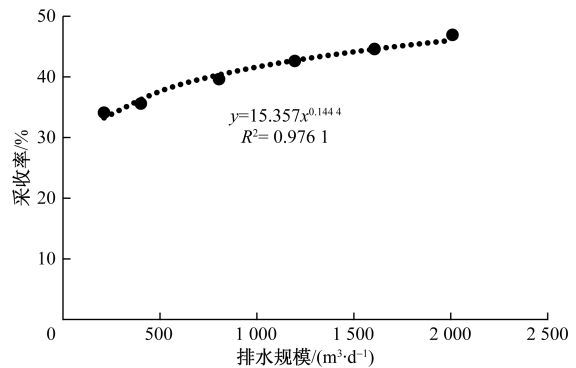


图 15 气藏采收率与排水规模关系曲线

量为 1 500 m^3/d 时,气藏采收率可达 48%,提采效果十分显著。

2 基于数值模拟采收率影响因素分析

基于上述对裂缝性有水气藏裂缝发育程度、气藏幅度、气藏厚度、水体大小、采气速度等 8 个影响因素对采收率影响的数值模拟研究(表 2),采用灰色关联分析法,分析不同影响因素与采收率之间的关系,明确影响因素的权重,确定影响裂缝性致密砂岩气藏采收率的主控因素。其中裂缝发育模式用裂缝线密度来表征,井网井型用储层动用面积来表征。

计算过程如下:首先由于各因素的物理意义及取值区间不同,为了统一进行对比分析,对数据进行标准化处理,公式为 $x_i = (x_i - x_{\min}) / (x_{\max} - x_{\min})$ 或 $x_i = (x_{\max} - x_i) / (x_{\max} - x_{\min})$;然后再用计算出来的标准化数值减去其对应的采收率数值并求绝对值 $\Delta i = \text{ABS}(x_i - x_0)$;然后确定出最大值(max)及最小值(min)来计算灰色关联系数 $p_i = (\min + 0.5\max) / (\Delta i + 0.5\max)$;对于每一个因素都有一系列关联系数,求出其平均值即是灰色关联度,将所求的灰色关联度进行归一化即为所要求的权重系数^[20-22]。按上述步骤计算出各个因素与采收率的关联度,并对其进行排序(图 16)。

表 2 气藏采收率评价参数

序列	影响因素/采收率	数值					
1	裂缝线密度/(条·m ⁻¹)	0.30	0.62	0.97			
	采收率/%	24.46	38.56	44.93			
2	气藏幅度/m	100	500	700			
	采收率/%	12.67	30.16	37.40			
3	气藏厚度/m	25	50	100	150	200	300
	采收率/%	24.00	27.78	30.19	32.14	32.32	32.90
4	水体大小/倍	0.3	0.6	1.0	2.5	5.0	10.0
	采收率/%	53.44	50.00	49.04	42.48	42.00	40.00
5	采气速度/%	1.0	1.5	2.0	2.5	6.0	10.0
	采收率/%	38.10	40.80	41.85	42.00	41.20	39.59
6	排水规模/(m ³ ·d ⁻¹)	300	500	800	1 250	1 750	2 100
	采收率/%	35.09	37.85	40.57	43.34	45.56	46.80
7	井网密度/km ²	0.2	0.6	1.0	1.5	2.0	
	采收率/%	13	34	41	44	46	
8	储层动用面积/km ²	0.16	0.30				
	采收率/%	40.6	45.5				

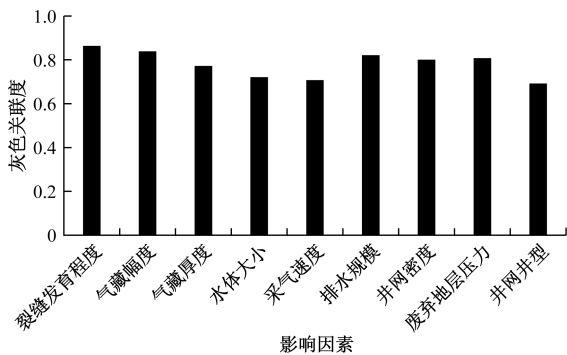


图 16 采收率影响因素关联度对比

对影响裂缝性致密砂岩气藏采收率的显著程度进行排序,依次为裂缝发育程度、气藏幅度、排水规模、废弃压力、井网密度、气藏厚度、水体大小、采气速度、井网井型,主控影响因素为断裂系统的发育程度、构造类型及幅度、防水控水对策及布井方式。其中断裂系统的发育程度、构造类型及幅度、气藏厚度、水体大小为气藏地质属性,属于客观因素,不可人为改变,但可通过堵水和高部位布井技术手段来降低水体沿裂缝快速水窜对采收率的影响,从而提高气藏采收率。采气速度、排水规模、布井方式、井网井型属于主观因素,可人为控制,可通过优化配产、井网及井型优化、防水控水技术手段来优化体积波及系数和提高衰竭效率,从而提高气藏采收率。裂缝性致密砂岩气藏提高采收率主体技术手段如表 3 所示。

3 结论

(1)离散裂缝数值模拟结果表明,非均匀水侵是影响裂缝性有水气藏采收率的关键因素,水侵规律与地质特征和开发参数密切相关。

表 3 裂缝性致密砂岩气藏提高采收率对策

技术手段	作用机理
堵水	降低裂缝、高渗条带水窜产水的影响,提高最佳水侵波及系数
高部位布井	提高避水高度,延长无水期采出程度,提高最佳水侵波及系数
水平井开发	改变储层水侵形态,提高最佳水侵波及系数
优化配产	控制裂缝、高渗条带水窜强度,提高最佳水侵波及系数
井口增压	降低井口压力
气、水界面注二氧化碳	二氧化碳增能、阻水、置换天然气,提高驱气效率

(2)由灰色关联法对气藏采收率影响因素进行分析,对影响气藏采收率的显著程度进行排序,依次为裂缝发育程度、气藏幅度、排水规模、废弃压力、井网密度、气藏厚度、水体大小、采气速度、井网井型。

(3)裂缝发育程度、气藏幅度、治水对策/排水规模、井网密度对采收率影响较大,气藏厚度、水体大小、采气速度、井网井型对采收率影响较小,其中裂缝发育程度、气藏幅度、气藏厚度、水体大小属于客观因素,其他因素属于主观因素,可以通过对其进行控制达到最佳开发效益。

参考文献

[1] 杜金虎,王招明,胡素云,等. 库车前陆冲断带深层大气区形成条件与地质特征[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39 (4): 385-393.

[2] 王招明,李勇,谢会文,等. 库车前陆盆地超深层大油气田形成的地质认识[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(1): 37-43.

[3] 张惠良,张荣虎,杨海军,等. 超深层裂缝—孔隙型致密砂岩储集层表征与评价——以库车前陆盆地克拉苏构造带白垩系巴什基奇克组为例[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(2): 158-167.

- [4] 孙雄伟, 侯贵廷, 于璇, 等. 库车前陆冲断带低渗砂岩的裂缝发育模式[J]. 大地构造与成矿学, 2015, 39(5): 808-815.
- [5] 王珂, 张惠良, 张荣虎, 等. 超深层致密砂岩储层构造裂缝特征及影响因素——以塔里木盆地克深2气田为例[J]. 石油学报, 2016, 37(6): 715-727.
- [6] 能源, 李勇, 徐丽丽, 等. 克拉苏构造带盐下超深层断背斜裂缝带发育模式及预测方法[J]. 大地构造与成矿学, 2017, 41(1): 61-68.
- [7] 李炜静. 气藏采收率影响因素权重分析[J]. 石油化工应用, 2016, 35(12): 90-98.
- [8] 张国龙, 何志强, 朱建钧, 等. 凝析气藏衰竭式开发影响因素实验[J]. 大庆石油地质与开发, 2016, 35(1): 62-65.
- [9] 李国欣, 田军, 段晓文, 等. 大幅提高超深致密砂岩气藏采收率对策与实践——以塔里木盆地克拉苏气田为例[J]. 天然气工业, 2022, 42(1): 93-101.
- [10] 贾爱林, 唐海发, 韩永新, 等. 塔里木盆地库车坳陷深层大气田气水分布与开发对策[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(6): 908-918.
- [11] 张云. 水平井在凝析气藏开发中的适应性分析[J]. 天然气工业, 2010, 30(8): 38-41.
- [12] 孙志道. 裂缝性有水气藏开采特征和开发方式优选[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(4): 69-71.
- [13] 王振彪, 孙雄伟, 肖香姣. 超深超高压裂缝性致密砂岩气藏高效开发技术——以塔里木盆地克拉苏气田为例[J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 87-95.
- [14] 吴永平, 杨敏, 李明, 等. 克拉2气田水侵规律及模式[J]. 新疆石油地质, 2020, 41(3): 302-306.
- [15] 代金友, 任茜莹, 穆中奇. 井网控制程度对气藏采收率影响——以靖边气田A井区为例[J]. 科学技术与工程, 2018, 18(30): 70-74.
- [16] 刘正中, 刘露, 王勇飞. 致密砂岩气藏渗流模式及其影响效果分析[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(33): 13635-13640.
- [17] LANGE A, BASQUET R, BOURBIAUX B. Hydraulic characterization of faults and fractures using adual medium discrete fracture network simulator[C]//Abu Dhabi International Conference and Exhibition. Abu Dhabi: SPE, 2004: SPE-88675-MS.
- [18] DERSHOWITZ B, LAPOINTE P, EIBEN T, et al. Integration of discrete feature network methods with conventional simulator approaches[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2000, 3(2): 165-170.
- [19] KUCHUK F, BIRYUKOV D. Transient pressure test interpretation for continuously and discretely fractured reservoirs[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio: SPE, 2012: SPE-158096-MS.
- [20] LEE S H, LOUGH M F, JENSEN C L. Hierarchical modeling of flow in naturally fractured formations with multiple length scales[J]. Water Resources Research, 2001, 37(3): 443-455.
- [21] DARCEL C, BOUR O, DAVY P, et al. Connectivity properties of two-dimensional fracture networks with stochastic fractal correlation[J]. Water Resources Research, 2003, 39(10): 1272.
- [22] LÜ Z, LI S, LIU G, et al. Factors Affecting the Productivity of a Multifracted Horizontal Well[J]. Petroleum Science and Technology, 2013, 31(22): 2325-2334.

Numerical Simulation of Factors Affecting the Recovery of Fractured Gas Reservoirs: Taking of Bozi-Dabei Gas Field, Tarim Basin as an Example

TANG Yongliang¹, ZHU Wenqing², LIU Lei¹, GAO Shusheng², WEI Cong¹,
YE Liyou², LIU Huaxun², SHEN Jie³

(1. Research Institute of Exploration and Development, Tarim Oilfield Company, Kuerle 841000, Xinjiang, China;

2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100080, China;

3. The Second Drilling Company of CNPC Bohai Drilling Engineering Company Limited, Langfang 065007, Hebei, China)

Abstract: Boz-dabei gas field is rich in oil and gas resources and has great potential for development. Due to the large burial depth, complex structure, fracture development, tight reservoir, high temperature and pressure, complex and active water distribution of the reservoir, the development characteristics of the gas reservoir are very different, and the water penetration rate of some gas reservoirs is fast, which seriously affects the development effect of the gas reservoir and the final recovery efficiency. On the basis of determining eight main influencing factors (fracture development degree, gas reservoir amplitude, drainage scale, abandonment pressure, well pattern density, gas reservoir thickness, water body size, gas production speed, and well pattern type), the influence of each factor on the recovery efficiency through numerical simulation was analyzed, the grey correlation degree model to sort the weight was used, and the influencing factors of gas reservoir recovery efficiency were analyzed. The results show that the fracture development degree, gas reservoir amplitude, water control strategy/drainage scale, abandonment pressure and well pattern density have great influence on the recovery efficiency, while the gas reservoir thickness, water body size, gas production speed and well pattern type have little influence on the recovery efficiency. Among them, gas production speed, water control strategy and drainage scale, well pattern and well layout are human controllable factors, which can be controlled to achieve the best development benefits. The abandoned formation pressure is a variable factor, and various processes can be used to reduce the abandoned formation pressure to improve oil recovery. The weight analysis of gas reservoir recovery factor provides a theoretical basis for improving oil recovery and efficient gas reservoir development.

Keywords: fractured gas reservoir; recovery factor; numerical simulation; grey correlation analysis; EOR development measure