

◀ 专家视点 ▶

doi:10.11911/syztjs.2018122

地下储气库注采循环过程中储层干化问题研究

鲁洪江¹, 杨洪志², Moh'd M. Amro³, 何勇明¹, 徐伟², 鲁杰², M. Szabries³

(1. 成都理工大学能源学院, 四川成都 610059; 2. 中国石油西南油气田分公司, 四川成都 610051; 3. 弗莱贝格工业大学钻井与流体采矿研究所, 萨克森弗莱贝格 09599)

摘要: 地下储气库在注采循环过程中, 井周围区域会发生储层干化, 这会对储气库的正常运行产生影响。为此, 在分析储层干化机理的基础上, 基于大张沱储气库储层参数及地下温度压力条件, 建立了单井控制区域的组分模型并模拟储气库周期性注采气过程。模拟结果表明: 井周围储层干化的区域会逐年扩大, 半径甚至超过百米; 储层干化主要发生在注气周期, 回采周期对储层的干化作用轻微; 储层干化的速率及波及区域的大小取决于注采井的年循环气量及注入和采出天然气中水蒸气含量的差异; 不同回采周期采出的天然气中水蒸气的含量呈现规律性变化, 从开始接近干气逐渐升高到地下温度压力条件下饱和水蒸气含量, 且该过程逐年后延。该研究结果为深入研究储层干化现象对储气库正常运营的影响奠定了基础。

关键词: 储气库; 储层干化; 天然气含水量; 含水饱和度; 数值模拟; 组分模型

中图分类号: TE822 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-0890(2018)04-0001-08

Drying Process in Underground Gas Storage Reservoir

LU Hongjiang¹, YANG Hongzhi², Moh'd M. Amro³, HE Yongming¹, XU Wei², LU Jie², M. Szabries³

(1. College of Energy, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan, 610059, China; 2. PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company, Chengdu, Sichuan, 610051, China; 3. Institute of Drilling Engineering and Fluid Mining, TU Bergakademie Freiberg, Freiberg, Sachsen, 09599, Germany)

Abstract: During the injection/production cycling in underground gas storage, reservoir rock in area around the wellbore will be dried, which might affect its normal operation. Therefore after analyzing the drying mechanism, a two phase two component model for a single well controlled area was established for simulating the gas cycling process with parameters(reservoir properties and underground temperature and pressure)referenced from Dazhangtuo Gas Storage Reservoir. Simulation results show that the drying area around the wellbore would be enlarged year by year, the radius of the dried area may even exceed 100 meters; water evaporation that leads to reservoir rock drying mainly occurs in the period of dry gas injection, the drying effect during the production time could be negligible; the rate of reservoir drying and the size of affected area depends on the annual cycling gas volume for the injection-production well, as well as the water vapor content difference between the injected gas and the produced gas. The water vapor content in the produced gas during various withdrawn periods changes regularly. At the initial stage, it is near to value of the injected dry gas; then it gradually increases to the saturated water vapor content under the downhole temperature and pressure conditions; and this process tends to be postponed year by year. The research result would provide a foundation for studying the effects of reservoir drying on the normal operation of gas storage.

Key words: gas storage; water vaporization; water vapor content; water saturation; numerical simulation; component model

地下储气库是将从天然气田采出的或运输管线输送来的天然气重新注入地下圈闭空间而形成的一种人工气田或气藏, 主要用于保障天然气供气安全及季节调峰需求, 是天然气储运系统的重要组成部分, 具有储存量大、机动性强、调峰范围广、安全系数大等优点^[1-2]。目前世界各发达经济区都建设了多座天然气地下储气库^[3], 其中绝大部分储气库是利用油气藏或含水层建成的^[3-6]。

油气藏型和含水层型储气库都是在地下圈闭空

收稿日期: 2018-07-04。

作者简介: 鲁洪江(1969—), 男, 1992年毕业于成都地质学院石油地质勘查专业, 1997年获成都理工学院煤田、油气地质与勘查专业获工学硕士学位, 2004年获弗莱贝格工业大学油气田开发工程专业工学博士学位, 副教授, 主要从事油气藏开发方面的教学与科研工作。Email: luhongjiang@cdut.cn。

基金项目: 国家示范工程项目“四川盆地大型碳酸盐岩气田开发示范工程”(编号: 2016ZX05052-002)、国家自然科学基金项目“低渗透裂缝性油藏时变形状因子及非线性渗流模型研究”(编号: 5177403)联合资助。

间内的储层中形成气藏。在原始条件下,油气藏型储气库的储层中含有一定的束缚水饱和度;含水层型储气库在建成注气后,其储层含水饱和度也基本被注入气驱替到残余水饱和度。在储气库注采循环过程中,受来自管线的脱水干气(干气是指水蒸气含量远低于地下温度压力条件下饱和水蒸气的天然气)引起的蒸发作用影响,储层含水饱和度或束缚水饱和度在井周围区域会明显降低,经过年复一年的注采循环,会出现储层干化现象。从目前国内外文献调研情况看,储气库投入运行后储层干化过程及其波及范围等问题,还未得到关注,也没有公开发表相关的论文。由于储层岩石在含束缚水和完全干化情况下的力学参数存在一定差异^[7-8],因而储层干化会对储气库正常运营带来影响。为此,笔者在分析储层干化机理的基础上,基于大张坨储气库储层参数及温度压力条件建立了单井组分模型,模拟研究了储层干化过程及波及范围,并对储气库回采气的水蒸气含量变化规律进行预测分析。这为深入研究储层干化现象对储气库正常运营带来的安全隐患奠定了基础,对于深入理解和认识储气库动态特征也具有一定的实际意义。

1 储层干化机理

1.1 储层中天然气的饱和含水量

天然气在地下储层中总是与液态束缚水共存,水组分在液相和气相间达到平衡状态。气相中水组分的含量与温度、压力、天然气组分及地层水矿化度等因素有关。J. J. McKetta 等人^[9]基于实验数据绘制了一个天然气含水量估算图版,从中可以发现,温度越高,天然气的饱和含水量越高;在等温条件下,压力越高,天然气的饱和含水量越低。地层水矿化度对气相含水量也有一定影响,随着矿化度升高,气相含水量也会降低,降低的幅度与矿化度约呈负相关关系。天然气中重组分含量升高,含水量会一定程度降低,可以依据天然气相对密度或摩尔质量引入一个校正系数(小于 1)对含水量进行校正。当天然气中 H_2S 和(或) CO_2 含量较高时,其含水量会比常规天然气的含水量明显偏高^[10]。

按照大张坨储气库储层的温度压力条件(105 °C, 29.77 MPa)^[11]、气体组分和地层水矿化度(天然气相对密度为 0.603 5, 地层水为 $NaHCO_3$ 型水, 总矿化度为 7 084 mg/m³)^[11-12], 根据 McKetta 天然气

含水量估算图版^[9], 大张坨地下储气库中天然气的饱和含水量约为 5 500 mg/m³。

1.2 运输管线中天然气含水量的标准

天然气中的水组分会给天然气的运输带来两方面的问题:1)由于温度压力降低,水组分会析出并形成天然气水合物或冰,从而阻塞运输管线;2)析出的水组分溶入酸性气体后形成酸性溶液对管线及设备造成严重的腐蚀。因此天然气从地下采出进入运输管线之前,必须经过脱水并达到一定的质量标准^[13-14]。

世界上不同国家或天然气运输公司都制定了进入运输管线的天然气质量标准,其中对天然气含水量的上限都给出了明确的数据^[14-17]。例如,荷兰和瑞典规定天然气含水量低于 32 mg/m³;德国规定在输气压力不低于 1 MPa 的情况下,天然气含水量应低于 50 mg/m³;瑞士规定天然气含水量低于 60 mg/m³;美国和澳大利亚规定天然气含水量低于 112 mg/m³。我国目前执行标准中还没有统一明确的数据,只是规定了“在交接点压力下,水露点应比输送条件下最低环境温度低 5 °C”^[18],若按露点温度-5 °C 和输气压力 5 MPa 计算,含水量上限约为 70 mg/m³。

与储层中饱和水状态下的天然气含水量相比,脱水后的管输天然气含水量大概低 2 个数量级。当来自管线的天然气重新注入地下储气库后,其水组分呈不饱和状态,会大量吸纳储层中液态束缚水蒸发而来的水组分,直至达到地下温度压力条件下的平衡饱和状态。

1.3 储气库注采过程中储层干化机理

1) 气井生产过程中的储层干化。气井生产过程中会在井周围形成压降漏斗,伴随着气体从远井区流向井筒,压力逐渐降低;气体因压力降低而膨胀,温度也有降低的趋势,但由于垂直方向的地温梯度及水平方向热流作用,近井筒储层温度的变化幅度很小^[19],因此可以近似看作一个等温压力降低过程。根据 McKetta 天然气含水量估算图版^[9],在等温条件下,压力降低(生产井压降漏斗范围内),气相饱和含水量会升高,储层中的液态水会向气相蒸发,从而引起井筒周围储层干化。E. Zuluaga 等人^[20-22]针对高温高压气藏开发过程中井筒周围储层干化问题进行了实验研究:先使砂岩岩心饱和地层水,并气驱达到束缚水饱和度,然后继续在不同温度压力条件下按一定流速注入气体(甲烷或空气),通过测量出口端硅胶捕获的水量变化计算蒸发带出的水量。实

验结果发现, 岩心中束缚水蒸发的速度与温度、压力和水的矿化度有关: 温度越高, 蒸发速度越快; 压力的影响较温度要小得多, 平均压力越高, 蒸发速度越低; 矿化度的影响相对最小, 矿化度越高, 蒸发速度越低。

2) 注气过程中的储层干化。J. Mahadevan 等人^[23-25]通过 X 射线扫描检测了干气流过岩样的蒸发过程, 实验结果(如图 1 所示^[23], 图例为驱替时间)发现, 初期(驱替时间 0~0.15 h)主要是注入气对水相的驱替, 岩心含水饱和度的降低主要源于驱替, 水的蒸发只占很小的比例, 可以忽略不计; 驱替时间小于 0.50 h 时, 岩心含水饱和度基本达到或接近残余水饱和度, 之后含水饱和度的降低主要源于残余水的蒸发; 驱替时间达到 4.00 h 时, 岩心含水饱和度已很低, 岩心接近干化。该实验是在常温(25 °C)条件下完成的, 若在地层温度条件下, 该干化过程还要快得多。这也充分证明, 随着干气注入量增大, 含水饱和度逐渐降低, 储层趋于干化。从图 1 还可以看到, 在含水饱和度剖面上有一个明显的台阶状前缘, J. Mahadevan 等人将其归因于毛细管渗吸作用。

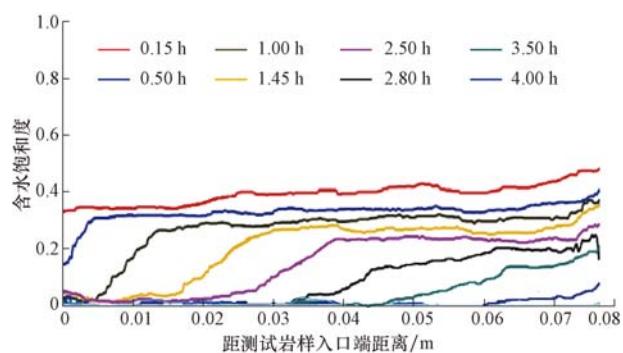


图 1 注干气过程中岩样含水饱和度变化检测结果^[23]

Fig. 1 Water saturation profiles in a Berea sandstone during dry gas injection^[23]

地下储气库运行期间每个周期或年度都存在冷季采气和暖季注气两个过程。上述相关文献的实验结果可以直接证实两个过程都存在导致储层干化的机理。冷季采气过程中, 随着井周围及气库压力先后连续下降, 储层中的液态水(束缚水或残余水)会向气相蒸发, 气相中的水组分随产出气被带出气库。在暖季注气过程中, 干燥天然气注入地下储层后, 也会引起储层岩石中的液态水向气相蒸发, 并在地层温度压力下达到平衡, 也将导致注入干气波及区域内储层逐渐干化。这是笔者研究的基础机理和出发点。

2 数值模拟模型建立及参数取值

大张坨储气库是在大张坨凝析气藏基础上建设的, 也是我国京津地区第一个建设并投入运营的储气库。该气藏发现于 1975 年, 早期执行衰竭式开发, 1995 年开始循环注气开发, 1999 年改建为储气库, 2000 年开始投入运营^[11]。其储层岩性为砂岩, 厚度 4.6~12.4 m, 平均 8.3 m; 孔隙度 0.10~0.29, 平均 0.23; 渗透率 113~460 mD, 平均 200 mD。储气库(气藏)高点海拔-2 565 m, 原始气水界面海拔-2 675 m, 气藏气柱高度 110 m, 含气面积 6.16 km², 地层温度 105 °C, 原始地层压力 29.77 MPa, 气库运行压力 15~29 MPa, 库容量 $16.0 \times 10^8 \text{ m}^3$, 工作气量 $6.0 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

基于大张坨储气库基本参数, 针对气藏高部位单井控制区域, 利用 Eclipse 数值模拟软件设计建立了单井组分模拟模型。鉴于本文的主要目的是研究储气库注采循环过程中的储层干化问题, 对模拟模型进行了适当简化处理并对相关参数取值如下。

1) 采用均质网格模型: 平面网格数为 99×99 , 纵向网格数为 10; 平面网格步长为 10 m, 纵向网格步长为 0.85 m。储层主要属性参数为: 储层埋深 2 565 m, 初始压力 30 MPa, 温度 105 °C, 平面储层渗透率 150 mD, 纵向储层渗透率 15 mD, 孔隙度 20%, 孔隙度压缩系数 0.0005 MPa^{-1} , 束缚水饱和度 20%。井位于中间网格(50,50), 相当于气藏高部位控制 1 km² 范围的 1 口注采井。

2) 假设在注采循环过程中温度保持不变, 并参照实际气藏温度取 105 °C。

3) 鉴于储气库储存的天然气通常以甲烷为主, 且笔者主要研究地下储气库注采循环过程中因水的蒸发而导致的储层干化问题, 因此将模拟模型简化为两相(气相和水相)两组分(甲烷组分和水组分)。状态方程采用 Peng-Robinson 模型, 参数取值见表 1^[26]。

表 1 甲烷组分和水组分参数取值

Table 1 Basic data for methane and water component

组分	摩尔质量/ (g · mol ⁻¹)	临界 温度/K	临界压力/ MPa	临界偏 差因子	偏心 因子	二元 系数
CH ₄	16.043	190.560	4.5947	0.288	0.012	0.485
H ₂ O	18.015	647.096	22.0641	0.230	0.334	

4) 甲烷组分可以溶解于水相中,水组分可以从水相蒸发到气相中。在地层温度 105 ℃ 和气藏初始压力 30 MPa 条件下,气与水两相达到平衡时,气相中水组分和甲烷组分的摩尔分数分别为 0.007 220 和 0.992 780,水相中溶解的甲烷组分和水组分的摩尔分数分别为 0.002 913 和 0.997 087。该初始值的计算基于文献[27-28]。

5) 储层干化主要出现在气藏高部位注采井所在区域,该区域远离边水,只有气相单相流动,因此模型中假设初始含水饱和度为束缚水饱和度(即 20%)。

6) J. Mahadevan 等人^[23-25]研究认为,因毛管力渗吸作用的影响,完全干化区和未完全干化区间有一个过渡台阶(见图 1),但鉴于其宽度只是厘米数量级,因此,忽略毛管力的作用。

7) 气相中水组分含量差异的前缘应该存在扩散作用问题,但由于目前还没有相关实际数据可供参考,因此,数值模拟研究中忽略扩散作用的影响。上述毛管渗吸作用导致的含水饱和度台阶状变化,应该也包括了扩散作用的影响,鉴于其宽度有限,该假设带来的误差应该是可以接受的。

8) 地层水矿化度会在一定程度上降低水组分蒸发的速度,鉴于大张坨储气库气藏的地层水矿化度较低(7.084 mg/L)^[12],在数值模拟研究中忽略地层水矿化度的影响。储层干化后,水中溶解的盐会析出,地层渗透率会有一定的降低;同时,由于束缚水饱和度降低,地层气相有效渗透率略微升高,两种作用在一定程度上会相互抵消;对于中高渗储层来说,渗透率的变化是微弱的^[29-30]。因此,模拟模型中忽略含水饱和度变化和盐析对渗透率的影响。

采用单井注采方案模拟储气库注采循环过程并做简化处理,冷季从 11 月 1 日到次年 4 月 30 日生产(生产周期为 181 d,闰年生产周期为 182 d),暖季自 5 月 1 日至 10 月 30 日改为注气(注气周期为 184 d)(如图 2 所示),每个运行方案都分别按前后一致的注采气量,以保证气库运行期间累积注采气量保持平衡。大张坨储气库实际单井注采气量为(35~62)×10⁴ m³/d^[11],为此,笔者取年循环气量高中低 3 个注采方案进行模拟研究,配产配注量见表 2。大张坨储气库实际运行方案中注气井和采气井是分开的,笔者在模拟研究中采用了多数储气库采用的注采井共用方式。

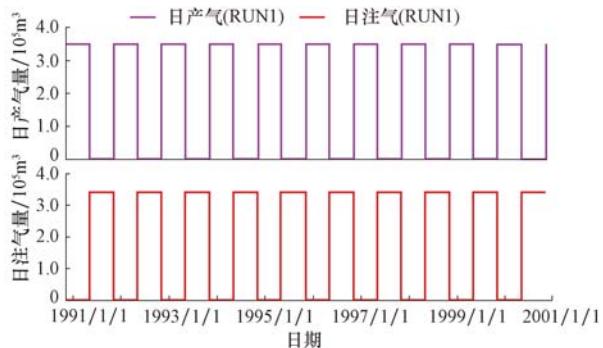


图 2 生产井注采时段安排示意

Fig. 2 Time arrangement for production and injection

表 2 储气库单井不同注采模拟方案配产配注参数

Table 2 Production and injection sets for different RUNs

方案	方案代号	生产周期/d	产气量/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)	注气周期/d	注气量/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)
方案 1	RUN1		35.00		34.23
方案 2	RUN2 (或 182)	181	50.00	184	48.91
方案 3	RUN3		65.00		63.58

暖季注入储气库的天然气为来自输气管线的脱水后的天然气,笔者在模拟研究中取前述最高含水量 112 mg/m³,即气体中水组分的摩尔分数为 0.000 139,甲烷组分摩尔分数为 0.999 861。

3 数值模拟结果及讨论

3.1 注采循环过程中储气库动态特征

应用建立的数值模拟模型,采用 Eclipse 数值模拟软件中的组分模拟器(E300)对上述 3 个注采方案进行了模拟计算,气库压力模拟结果如图 3 所示,累积产气量和累积注气量模拟结果如图 4 所示。

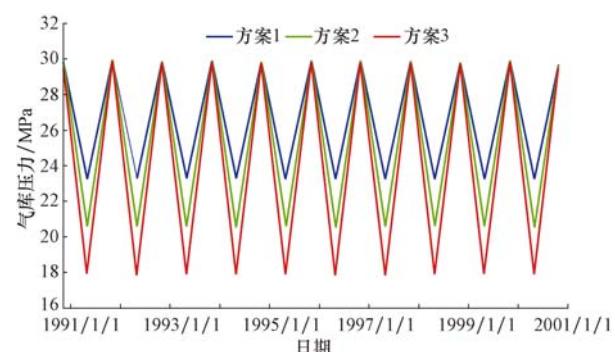


图 3 3 个模拟方案注采循环过程中气库压力模拟结果

Fig. 3 Pressure performance during gas production and injection for three RUNs

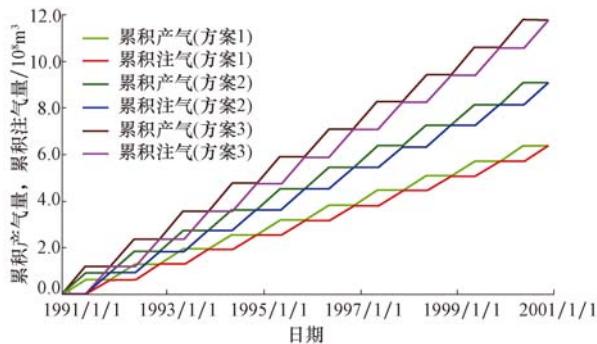


图 4 3 个模拟方案的累积产气量和累积注气量模拟结果

Fig. 4 Accumulative gas production and injection for three RUNs

由图 4 可以看出, 模拟单井控制区域内气库压力呈锯齿状周期性变化。在冷季采气周期, 随着采出气量线性增加, 气库压力呈近似线性降低, 在采气周期末气库压力降至最低点; 暖季转为注气后, 随着注入气量线性增加, 气库压力呈近似线性增大, 注气周期末气库压力恢复至初始最高压力。实际气库压力变化不会是简单线性变化, 会随着注采气量变化相应变化, 该模拟结果只是用于说明 3 个模拟方案的气库压力都控制在工作压力 (15~30 MPa) 之内。

由图 4 可以看出, 不同模拟方案的每个采注周期结束后, 其累积产气量和累积注气量达到平衡交叉点。这与图 3 中气库压力变化是对应的, 在每个注气周期结束时, 气库压力恢复至储气库最高压力。

3.2 井周围储层干化过程及波及区域

从方案 1 数值模拟结果中提取出离井不同距离网格含水饱和度依次降至 0 的时间, 绘制井周围干化区域半径随储气库注采周期变化的曲线, 如图 5 所示。由图 5 可以看出: 在第 1 个注气周期后,

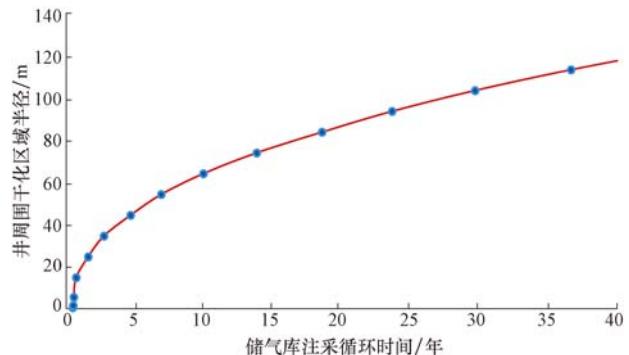


图 5 井周围干化区域半径随注采周期变化的曲线(方案 1)

Fig. 5 The enlarging process of dried area around well (RUN1)

干化区域半径达到 15 m 以上, 随着注采周期增大, 干化区域半径继续增大, 到第 30 个注气周期结束时, 干化区域半径达到 105 m, 干化区域面积达到整个井控区域 (990 m × 990 m) 面积的 3.5%; 储气库运行初期干化区域扩展速度较快, 后期扩展速度逐渐变慢, 曲线逐渐趋于平缓。

图 6 是 3 个模拟方案在第 30 个注气周期结束时干化区域面积的对比。其中, 蓝色区域表示含水饱和度仍等于或接近束缚水饱和度 (即初始含水饱和度), 红色区域表示含水饱和度等于或接近 0, 代表已经被干化的区域, 干化区域中心为注采井。从图 6 可以看出, 随着年注采循环气量增大, 干化区域也明显增大。对于方案 3 (日产气量和日注气量最高的方案), 注气周期内日注气量 $63.58 \times 10^4 \text{ m}^3$, 年循环比例 (一个注采周期内的注气量与单井控制区域原始储量的比值) 达到 37.6% 的情况下, 经过 30 个注采周期, 干化区域的半径可达 160 m 以上, 干化区域的面积达到总控制区域的 8.2%, 是方案 1 的干化区域面积的 2.3 倍, 而方案 3 注采循环气量仅为方案 1 的 1.86 倍, 说明注采循环气量越高, 干化效率越高。

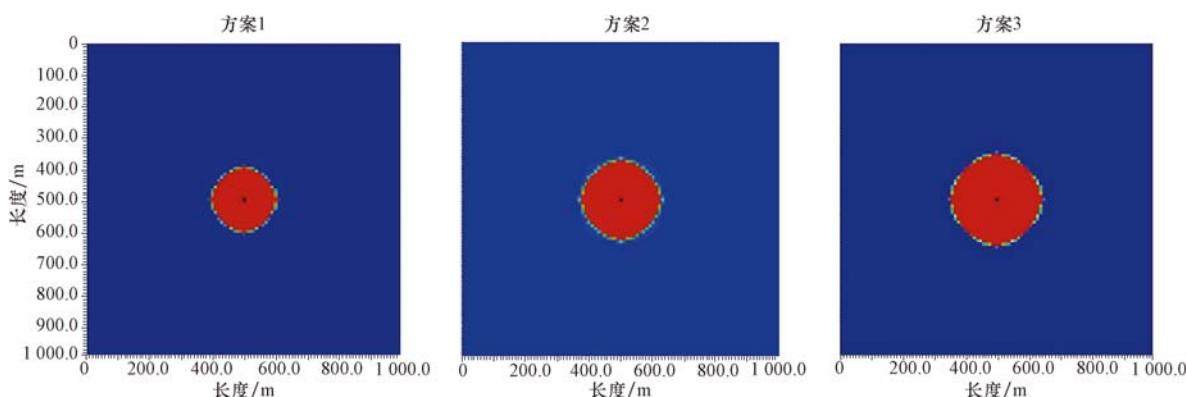


图 6 第 30 个注采周期结束时 3 个模拟方案的干化区域对比

Fig. 6 Dried areas after 30th year for different RUNs with different gas cycling rate

图 7 是方案 1 和方案 3 在离井眼 115 m 处相同位置的含水饱和度随累积注气量变化的对比图。由图 7 可以看出,对于方案 3,在累积注气量达到 $1.64 \times 10^9 \text{ m}^3$ 时(第 15 个注气周期开始),含水饱和度开始降低,说明干化开始波及到该位置,累积注气量达到 $2.01 \times 10^9 \text{ m}^3$ 时该位置地层完全干化,期间经过 3 个注采周期;对于方案 1,在累积注气量达到 $1.84 \times 10^9 \text{ m}^3$ 时(第 30 个注气周期),该位置的含水饱和度才开始降低,而此时方案 3 在该位置处的含水饱和度已经降低过半。由此可见,在累积注采循环气量相同的情况下,井周围储层干化波及区域也有一定差异,高注采气量方案的储层干化效率明显高于低注采气量方案。

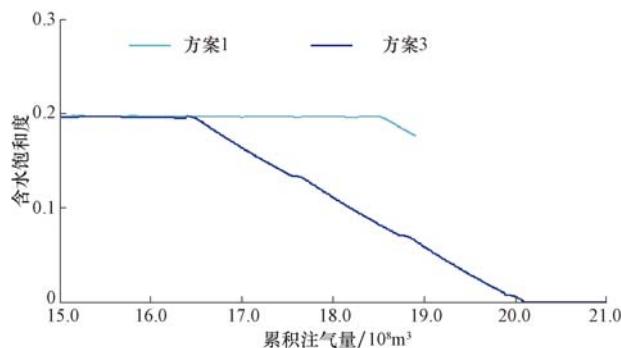


图 7 不同模拟方案在离井眼 115 m 处的储层干化过程

Fig. 7 The decreasing process of water saturation in the grid block 115 m away from wellbore

在井周围干化区域内,由于束缚水或残余水被蒸发,原来由液态水占据的孔隙体积会转化为储气孔隙体积。方案 3 模拟结果显示,在第 30 个注气周期末,由于储层干化而在井周围区域内增加的储气孔隙体积为 $32\ 169.9 \text{ m}^3$,占整个单井控制区域内储气孔隙体积的 2.05%。如果考虑到储层中水的矿化度,析出的固体矿物会占据一定的孔隙空间,则储层中由束缚水蒸发增加的储气空间体积会比上述数据略微小一点。

3.3 储层干化定量分析

目前关于储层干化研究的文献都是基于生产过程中存在压差或压力降低导致水分蒸发的干化机理,并将其作为气井生产过程中对储层伤害的机理之一^[20,29-30]。对储气库来说,由于存在生产和注气 2 个周期性循环过程,从而 2 种储层干化机理交替作用,笔者通过储层干化定量分析来判断 2 种机理的主次关系。

图 8 是模拟方案 1 在第 1 个采注周期中距井眼

5,15 和 25 m 处含水饱和度变化曲线。对于井眼所在网格,相当于距井眼 5 m 的区域,由图 8 可以看出:在第 1 个采气周期内,含水饱和度只有微小的下降幅度,这是由生产过程中压力降低气体膨胀引起的水分蒸发造成的;离井眼越远的位置,含水饱和度的下降幅度越小,几乎可以认为在采气周期内,由压力降低引起的水分蒸发可以忽略不计;在紧随其后的第 1 注气周期内,含水饱和度先后发生明显下降而出现储层干化;距井眼 5 m 处的区域,在注气 14 d 后完全干化,距井眼 15 m 处的区域,在之后 2 个月完全干化,距井眼 25 m 处的区域,第 1 注气周期结束后也接近完全干化。

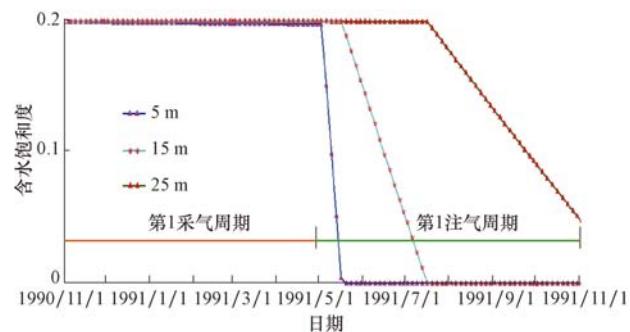


图 8 第 1 个采注周期中距井眼不同距离处含水饱和度变化曲线(方案 1)

Fig. 8 Water saturation decreasing process in grid blocks near wellbore (RUN1)

图 9 是模拟方案 1 在 30 年注采周期内的储层干化过程。其中,不同曲线代表距井眼不同距离处含水饱和度变化过程。由图 9 可以看出,距井眼 25~115 m 处的含水饱和度均呈台阶状下降,相对平缓的台阶段均对应着储气库回采周期,而相对陡的下降段均对应于储气库注气周期。这也说明储层干化主要是由注气周期内注入干气导致储层束缚水蒸发而引起的。

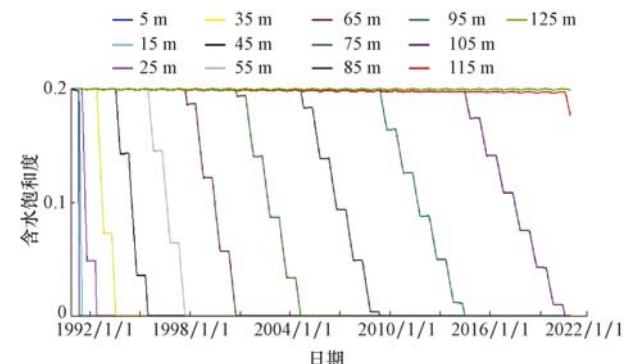


图 9 模拟方案 1 在 30 年模拟期内的储层干化过程

Fig. 9 Water saturation decreasing process for grid blocks at different radius (RUN1)

通过以上定量分析可以断定, 储气库储层干化机理主要是注入干气而引起储层束缚水蒸发造成的; 在储气库回采生产过程中, 由于压力降低气体膨胀而引发的储层水蒸发作用是次要的, 几乎可以忽略不计。

3.4 储气库回采天然气含水量变化

注入储气库的脱水干气, 在地下温度压力条件下, 会吸纳储层中液态水蒸发来的气相水组分, 并趋向于达到新的平衡, 因而在冷季回采周期, 回采天然气的含水量必然会高于注入天然气的含水量。模拟方案 1 在不同回采周期气体含水量的变化情况见图 10(图例中不同曲线标注的数字代表回采年份)。由图 10 可以看出, 在每个回采周期的初期, 天然气含水量低, 接近注气周期内注入干气的含水量, 之后逐渐升高到地下温度压力条件下的正常饱和含水量。也正因为注入的是含水量低的干气, 采出的是由于储层中水蒸发而达到饱和含水量的湿气, 并周围的储层才逐步干化。由图 10 还可以看出, 随着注采循环周期增多, 采出天然气含水量恢复到正常饱和含水量的时间越来越长。理论上, 当注采循环次数足够多时, 地下波及区域内储层中的所有液态水都会被蒸发, 则回采天然气的含水量将保持与注入气的含水量相同, 并不再变化。

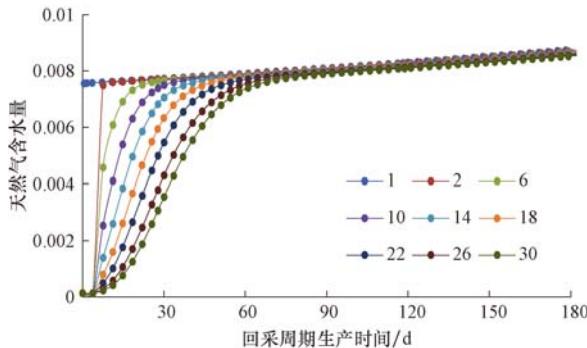


图 10 不同回采周期气体含水量变化对比(方案 1)

Fig. 10 The water vapor content in gas of different withdrawal period (RUN1)

图 10 中标注为 1 的近似直线是模拟采出气藏原始饱和水蒸气的天然气含水量, 随着气藏压力降低, 在等温条件下, 气体含水量平缓地升高, 整个压降范围内, 液态水向气相蒸发, 产出气的含水量从最高原始压力下的最低含水量逐步升高到最低地层压力时的最高含水量。该气藏转为储气库后, 回采天然气的含水量都逐步升高并趋近于这条线。这个结果与 McKetta 天然气含水量估算图版中蕴含的规律是一致的。

图 11 是方案 1 和方案 3 在相同回采周期天然气含水量对比情况(图例中标注的第一个数字为模拟方案序号, 第 2 个数字为回采年份)。

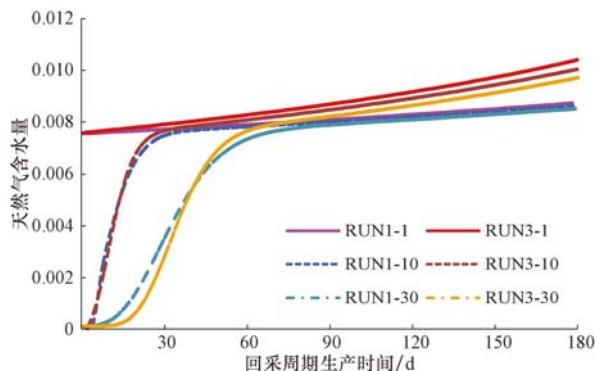


图 11 不同模拟方案相同回采周期天然气含水量的对比

Fig. 11 Water vapor content comparison of different RUNs at the same cycling period

由图 11 可以看出, 在相同回采周期, 采出天然气的含水量变化趋势大致相近, 只是在不同注采方案下气库压力差异造成的后期饱和含水期曲线斜率略有差异。这与图 7 显示的在相同累积注采气量情况下, 低注采气量方案的储层干化效率略低的结果是吻合的。

需要说明的是, 由于到目前为止, 在已发表的国内外文献中还未见关于储气库回采天然气含水量系统检测的实际数据, 因此, 关于储气库回采气含水量变化的规律性认识, 还有待实际数据检验, 同时也是对储气库储层干化过程及波及范围的检验。

4 结论及建议

1) 来自天然气运输主干管线的脱水天然气重新注入地下储气库后, 在地下温度压力条件下, 储层中的液态水会向气相中蒸发, 水组分会在气液两相间达到新的平衡, 该平衡过程将导致井周围储层的含水饱和度逐步降低并趋于干化。随着储气库年复一年注采循环, 干化范围会逐步扩大。

2) 储层干化速率及波及范围与储气库控制井年注采循环气量、注入气含水量和地下温度压力条件下饱和含水量的差异有关, 且地层水的蒸发主要发生在注气周期, 回采周期由于压力降低气体膨胀引起的地层水蒸发对储层干化的作用很小, 几乎可以忽略不计。

3) 从储气库回采出天然气的含水量呈现出规律性变化趋势, 从回采初期接近注入干气的较低含水量逐步升高并趋于接近地层温度压力条件下的饱和含水量, 该认识还有待现场实际检测数据检验。

4) 岩石在含水和不含水情况下的力学参数存在明显差异, 鉴于储气库在注采循环过程中存在储层干化区域逐步扩大的情况, 这是否会对储气库安全带来安全隐患及是否应采取防范措施需要业内关注并深

入研究。

参 考 文 献

References

- [1] KATZ D L, RASIN TEK M. Overview on underground storage of natural gas[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1981, 33(6): 943-951.
- [2] 丁国生, 李文阳. 国内外地下储气库的现状与发展趋势[J]. 国际石油经济, 2002, 20(6): 23-26.
- DING Guosheng, LI Wenyang. Domestic and foreign underground gas storage tanks: current situation and development trends[J]. *International Petroleum Economics*, 2002, 20(6): 23-26.
- [3] CORNOT-GANDOLPHE S. Underground gas storage in the world-2017 status[R]. Rueil-Malmaison: CEDIGAZ, 2016.
- [4] 丁国生, 李春, 王皆明, 等. 中国地下储气库现状及技术发展方向[J]. 天然气工业, 2015, 35(11): 107-112.
- DING Guosheng, LI Chun, WANG Jieming, et al. The status quo and technical development direction of underground gas storage in China [J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(11): 107-112.
- [5] 魏欢, 田静, 李建中, 等. 中国天然气地下储气库现状及发展趋势[J]. 国际石油经济, 2015, 23(6): 57-62.
- WEI Huan, TIAN Jing, LI Jianzhong, et al. The status quo and development trend of underground gas storage in China[J]. *International Petroleum Economics*, 2015, 23(6): 57-62.
- [6] 陆争光. 中国地下储气库主要进展、存在问题及对策建议[J]. 中外能源, 2016, 21(6): 15-19.
- LU Zhengguang. Major progress in China's underground gas storage construction, obstacles and countermeasures[J]. *Sino-Global Energy*, 2016, 21(6): 15-19.
- [7] HAWKINS A B, McCONNELL B J. Sensitivity of sandstone strength and deformability to changes in moisture content[J]. *Quarterly Journal of Engineering Geology & Hydrogeology*, 1992, 25(2): 115-130.
- [8] ZHOU Zilong, CAI Xin, CAO Wenzhuo, et al. Influence of water content on mechanical properties of rock in both saturation and drying processes[J]. *Rock Mechanics & Rock Engineering*, 2016, 49(8): 3009-3025.
- [9] MCKETTA J J, WEHE A H. Use this chart for water content of natural gases[J]. *Petroleum Refiner*, 1958, 37(8): 153-154.
- [10] TERRIGEOL A, COQELET C, CHAPOY A. Water content assessment in acid gas[C]. Annual Conference of Gas Processors Association-Europe, Florence, Italy, September 16-18, 2015.
- [11] 崔立宏, 疏壮志, 杨树合, 等. 大张坨地下储气库建设方案[J]. 西南石油学院学报, 2003, 25(2): 76-79.
- CUI Lihong, SHU Zhuangzhi, YANG Shuhe, et al. Construction scheme of Dazhangtuo underground gas storage[J]. *Journal of Southwest Petroleum Institute*, 2003, 25(2): 76-79.
- [12] 何顺利, 门成全, 周家胜, 等. 大张坨储气库储层注采渗流特征研究[J]. 天然气工业, 2006, 26(5): 90-92.
- HE Shunli, MEN Chengquan, ZHOU Jiasheng, et al. Study on percolation characteristics of reservoirs' injection-production in Dazhangtuo underground gas storage[J]. *Natural Gas Industry*, 2006, 26(5): 90-92.
- [13] BAHADORI A. Natural gas processing: technology and engineering design[M]. Massachusetts: Gulf Professional Publishing of Elsevier, 2014.
- [14] FOSS M M. Interstate natural gas: quality specifications & interchangeability[R]. Texas: Center for Energy Economics, 2004.
- [15] AS 4564—2005. Specification for general purpose natural gas[S].
- [16] DVGW G 260(A). Gasbeschaffenheit. [EB/OL]. [2017-05-24]. <https://www.dvgw-regelwerk.de/plus/#technische-regel/dvgw-g-260/cec1c3>.
- [17] EIE/06/221/SI2. 442663. Intelligent energy-Europe [R]. Hungary: University of Miskolc and Hungarian Scientific Society of Energy Economics, 2008.
- [18] GB 17820—2012. 天然气[S].
- GB 17820—2012. Natural gas[S].
- [19] 肖香姣, 姜汉桥, 刘曰武, 等. 高压气井井筒附近地层温度分布计算方法[J]. 科技导报, 2011, 29(32): 20-24.
- XIAO Xiangjiao, JIANG Hanqiao, LIU Yuewu, et al. Computing method for the formation temperature distribution of high pressure gas well near wellbore layer[J]. *Science & Technology Review*, 2011, 29(32): 20-24.
- [20] ZULUAGA E, MUÑOZ N I, OBANDO G A. An Experimental study to evaluate water vaporization and formation damage caused by dry gas flow through porous media[R]. SPE68335, 2001.
- [21] ZULUAGA E, MONSALVE J C, CASTRILLON J A, et al. Experiments on water vaporization in porous media[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2003, 42(7): 7-8.
- [22] ZULUAGA E, MONSALVE J C. Water vaporization in gas reservoirs[R]. SPE84829, 2003.
- [23] MAHADEVAN J. Flow-through drying of porous media[D]. Austin: The University of Texas, 2005.
- [24] MAHADEVAN J, SHARMA M M, YORTSOS Y C. Flow-through drying of porous media[J]. *AIChE Journal*, 2006, 52(7): 2367-2380.
- [25] MAHADEVAN J, SHARMA M M, YORTSOS Y C. Water removal from porous media by gas injection: experiments and simulation[J]. *Transport in Porous Media*, 2007, 66(3): 287-309.
- [26] SØREIDE I, WHITSON C H. Peng-Robinson predictions for hydrocarbons, CO_2 , N_2 , and H_2S with pure water and NaCl brine [J]. *Fluid Phase Equilibria*, 1992, 77: 217-240.
- [27] Thermodynamical properties of the $\text{H}_2\text{O}-\text{CH}_4$ system [EB/OL]. [2017-05-24]. http://models.kl-edu.ac.cn/models/h2o_ch4/index.htm.
- [28] DUAN Zhenhao, MAO Shide. A thermodynamic model for calculating methane solubility, density and gas phase composition of methane-bearing aqueous fluids from 273 to 523 K and from 1 to 2000 bar[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2006, 70 (13): 3369-3386.
- [29] GOLGHANDASHTI H, SAADAT M, ABBASI S, et al. Experimental investigation of salt precipitation during gas injection into a depleted gas reservoir[R]. IPTC15179, 2011.
- [30] GOLGHANDASHTI H, SAADAT M, ABBASI S, et al. Experimental investigation of water vaporization and its induced formation damage associated with underground gas storage [J]. *Journal of Porous Media*, 2013, 16(2): 89-96.

〔编辑 陈会年〕