

CO₂地质封存系统泄漏风险评价

张志超^{1,2}, 柏明星^{1,2}, 高 硕³, 张 葳⁴, 张莉莹⁴, 杜思宇^{1,2}

(1.东北石油大学,黑龙江大庆163318; 2.东北石油大学提高油气采收率教育部重点实验室,黑龙江大庆163318; 3.中海石油(中国)有限公司海南分公司,海南海口570100; 4.中国石油玉门油田分公司老君庙采油厂,甘肃酒泉735000)

摘要:CO₂地质封存是缓解温室效应的重要手段,而封存系统的泄漏风险评价是安全封存的基础。首先,综合分析影响CO₂地质封存系统泄漏的因素,认为诱发泄漏风险的原因主要是CO₂低温冷流体产生对井筒和盖层的交变应力和CO₂-水-岩腐蚀反应综合作用下导致井筒和盖层的完整性失效。考虑多因素综合作用对CO₂地质封存系统泄漏的影响,并基于模糊综合评价理论(FCE),建立了CO₂泄漏风险因素间的层次关系模型,进行了CO₂地质封存系统泄漏风险评价,其过程包括应用非线性正态隶属函数建立CO₂泄漏风险因素对评语的隶属度矩阵,并应用层次分析方法构建泄漏风险影响因素间的比较矩阵,以获得泄漏风险因素的权重子集,并对给定实例CO₂地质封存系统泄漏风险进行评价,进而得出所评价的CO₂地质封存井筒当前处于泄漏低风险,盖层处于泄漏中风险,封存系统处于泄漏中风险。通过采集CO₂地质封存过程中泄漏风险影响因素的变化并进行模糊运算模型更新,可动态跟踪CO₂地质封存系统泄漏风险。

关键词:温室效应;CO₂地质封存系统;泄漏风险因素;模糊运算;泄漏风险评价

中图分类号:TE85

文献标识码:A

Leakage risk assessment of geological CO₂ storage system

ZHANG Zhichao^{1,2}, BAI Mingxing^{1,2}, GAO Shuo³, ZHANG Wei⁴, ZHANG Liying⁴, DU Siyu^{1,2}

(1.Northeast Petroleum University, Daqing City, Heilongjiang Province, 163318, China; 2.Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery of the Ministry of Education, Northeast Petroleum University, Daqing City, Heilongjiang Province, 163318, China; 3.Hainan Branch of CNOOC(China)Limited, Haikou City, Hainan Province, 570100, China. 4.Laojunmiao Oil Production Plant, PetroChina Yumen Oilfield Company, Jiuquan City, Gansu Province, 735000, China)

Abstract: Geological CO₂ storage has been thought of as an important technical means for alleviating the greenhouse effect, and the leakage risk assessment of the storage system is the basis of safe storage. In this study, the influencing factors in the leakage of the geological CO₂ storage system were comprehensively analyzed. It is believed that the leakage risk is mainly induced by the alternating stress on the wellbore and caprock produced by cryogenic fluids of CO₂ and the integrity failure of the wellbore and caprock caused by the comprehensive action of CO₂-water and rock corrosion reactions. Hence, the multi-factor influence on the leakage of the geological CO₂ storage system was taken into account. Then, the fuzzy comprehensive evaluation(FCE)theory was used to construct a model for the hierarchical relationships between factors leading to CO₂ leakage risks, and the model was employed to assess the leakage risks of the geological CO₂ storage system. Specifically, the nonlinear normal membership function was applied to construct the membership matrix of the influencing factors with regard to comments. The analytic hierarchy process(AHP)was used to construct the comparison matrices between the influencing factors to obtain the weight subset of these influencing factors. In addition, a geological CO₂ storage system was taken as an example for leakage risk assessment. It is concluded that the wellbore for geological CO₂ storage faces a low risk

收稿日期:2022-07-29。

作者简介:张志超(1987—),男,黑龙江安达人,工程师,博士,从事CO₂地质封存驱油研究工作。E-mail:1209712605@qq.com。

通信作者:柏明星(1984—),男,黑龙江大庆人,教授,博士。E-mail:bai510714@163.com。

基金项目:国家自然科学基金项目“枯竭油藏型储气库二氧化碳作垫层气机理及注采动态规律研究”(52174020)。

of leakage while the cap rock and the storage system have a moderate leakage risk. Moreover, the leakage risk of the geological CO₂ storage system can be dynamically tracked upon the collection of the changes of influencing factors in the process of CO₂ storage for the update of the fuzzy calculation model.

Key words: greenhouse effect; geological CO₂ storage system; leakage risk factor; fuzzy calculation; leakage risk assessment

CO₂排放量日益增加造成的温室效应严重威胁着地球环境,导致全球气候的变化,如气温连年上升、冰川融化、森林大火等自然灾害^[1]。据 AMINU 等统计,与工业革命时期大气中的 CO₂质量浓度为 502.8 mg/m³相比,至 2030 年大气中的 CO₂质量浓度预计将增至约为 808.2 mg/m³^[2],2070 年将达到峰值为 933.8 mg/m³^[3]。在过去的 120 a 中,大气中高浓度的 CO₂导致全球气温上升了 0.8 ℃^[4]。为应对 CO₂排放产生的危害,CO₂捕集与封存(CCS)被认为是一种有效的方法。根据 GARCÍA 等预测,到 2100 年通过 CCS 技术进行 CO₂埋存将有效控制全球平均气温上升幅度在 2 ℃以内^[5]。CCS 是指将 CO₂从工业或相关能源的集中排放源(水泥厂、钢铁厂、发电厂)中分离后注入地下深部适宜地层中,通过物理、化学等作用将 CO₂长期储存于地下并与大气隔绝的过程^[6]。而注入到地下封存的 CO₂溶于地层水成酸性,改变了原始地下水-岩平衡环境,会使封存井筒和地层时刻经历着地应力-化学溶蚀等多场耦合作用^[7-8]。此外,注入井筒中的 CO₂低温流体在进入封存层过程中,也会使井筒和水泥环组合体产生交变应力和热应力作用,导致井筒套管和水泥环脱胶结形成 CO₂泄漏通道^[9-10]。CO₂沿封存系统泄漏的另一个通道是盖层,当 CO₂地质封存层的压力超过盖层抑制泄漏的门槛压力时,盖层将失去完整性成为 CO₂的泄漏通道^[11-12]。CO₂沿盖层泄漏有 2 种方式:一种是封存层压力超过盖层的毛管力导致的渗漏,其泄漏量比较低,泄漏导致的危害程度也低;另一种是封存层的压力超过盖层破裂或断层开启压力,形成 CO₂高速泄漏通道,这种泄漏导致的危害较大,且很难有有效的措施对其进行治理,并严重影响 CO₂地质封存系统的安全性^[13]。为保证 CO₂地质封存的安全性,应对封存系统的泄漏风险进行评价,判断泄漏类型和泄漏发生的危害性。而 CO₂地质封存系统泄漏事件的发生是由多种不同因素共同作用导致的,应用单一的理论函数无法进行统一的量化评价。因此,笔者通过对影响 CO₂泄漏风险要素进行综合分析,并通过模糊综合评价的方法得出多因素综合作用下 CO₂地质封存系统泄漏风险的量化指标,旨在为 CO₂地质封存系统泄漏风险预测提供一定的借鉴意义。

1 CO₂地质封存系统组成及泄漏风险影响因素

1.1 CO₂地质封存系统组成及泄漏机理

CO₂地质封存系统结构模型如图 1 所示,其主要由封存层、盖层及沟通地表和封存层间的注入井筒组合体构成。CO₂从注入井注入到封存层,气体沿水平方向运移同时受地下水浮力作用垂向向上运移,在地层中形成倒锥形气体埋存区域。CO₂在封存层运移过程中与储层、盖层、断层、注入井筒组合体及地层咸水相互接触,诱发 CO₂-水-岩反应和应力变化;且随着 CO₂注入埋存量的不断增加,封存系统所承受的压力、温度、力学、化学作用也在不断发生动态变化,当封存系统中一个结构单元的完整性被动态的应力和腐蚀作用破坏时,封存系统将出现气体泄漏通道,具有 CO₂泄漏风险。

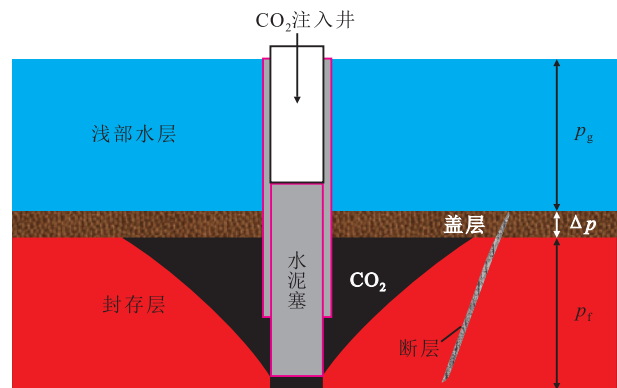


图 1 CO₂地质封存系统结构模型

Fig.1 Structural model of geological CO₂ storage system

1.2 CO₂地质封存系统泄漏风险影响因素

CO₂地质封存系统泄漏风险影响因素之间的层次关系模型如图 2 所示,包括井筒完整性和盖层完整性。井筒完整性受封存井的固井质量、水泥环腐蚀、套管状况等因素的综合影响,导致井筒完整性失效,诱发井筒泄漏风险^[14-16]。而封存井发生 CO₂泄漏最明显的标志体现在井筒环空压力泄压后,环空压力又快速恢复,表明井筒完整性缺失严重^[17-18]。根据 2016 年 API 发布的 API RP90-2《陆上油田环空压力管理推荐做法》^[19-20],曾德智等考虑管柱、完井设备、井口装置和地层的承压能力,确定了封存井

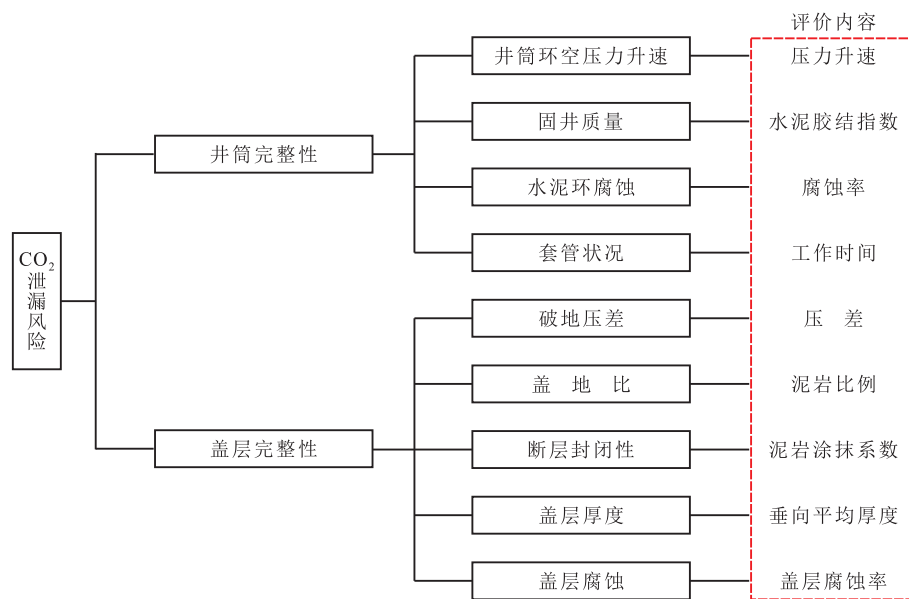


图2 CO₂地质封存系统泄漏风险影响因素之间的层次关系模型

Fig.2 Model for hierarchical relationships between influencing factors in leakage of geological CO₂ storage system

的环空带压上限^[21-22]。此外,CO₂-盐水多相流在地质压力和扩散双重作用下也会进入井筒组合体,对组合体腐蚀,加剧封存井的完整性缺失和CO₂的泄漏风险。

封存系统的盖层完整性对CO₂泄漏风险的影响与破地压差、盖地比、断层封闭性、盖层厚度以及盖层腐蚀等因素有关。其中,破地压差是导致盖层泄漏的重要因素,当封存层的压力高于盖层毛管突破压力但低于盖层破裂压力时,气体会沿盖层发生渗漏。盖层的突破压力除与封存压力和盖层岩性等因素有关外,还与封存气体的种类有关。林潼等研究了CH₄,N₂,CO₂在5块白云岩和膏岩盖层岩心中的突破压力,发现3种气体在2种盖层中的突破压力由大至小均为CH₄,N₂,CO₂^[23]。出现不同盖层突破压力的本质是CO₂与盖层流体的界面张力小于CH₄和N₂与盖层流体的界面张力,导致CO₂更易突破盖层毛管力而发生气体渗流。而封存层压力过高会压裂盖层,造成CO₂快速泄漏。ISHIDA等对比油、水、超临界CO₂对花岗岩的压裂效果,发现超临界CO₂对花岗岩的压裂门限压力为水的70%、油的50%,且低黏度的超临界CO₂压裂可以形成更复杂的裂缝^[24-25]。

盖地比是指纵向盖层中的泥岩厚度与盖层厚度的比值。盖地比越高,盖层的气体封闭能力越强。JACKSON等基于对英格兰南部怀特岛下白垩统岩层平面和纵向的砂泥岩分布与层内流体流动能力研究,认为岩层内气体流动性与岩层内砂泥岩的分布和比例相关,并提出利用盖地比的阈值来表

征盖层的气体封闭能力,认为其水平阈值为0.28,垂直阈值为0.50^[26]。

在CO₂地质封存盖层内存在断裂构造时,盖层的气体封闭能力与断层的封闭性相关,一般用断层泥岩涂抹系数表征断层的气体封闭能力。泥岩涂抹系数为含有断层泥的断层长度与全部断层长度的比值,其值越高,断层的封闭性越好,防止CO₂突破的能力越强。

而对于盖层厚度,一些学者认为盖层对CO₂气体封闭能力与盖层厚度无关,仅与盖层突破压力相关^[27]。而付广等通过不同厚度盖层岩心突破实验发现,盖层厚度增加,突破压力和气体封闭能力均增加,从而增加了CO₂气体封存系统的安全性^[28-29]。TREMOSA等通过对盖层厚度和气体封闭能力关系的研究发现,盖层厚度增加表明盖层形成过程中沉积环境较稳定,平面上连续性好,被断层、裂缝破坏的概率较低,从而增加了盖层对CO₂气体封存的安全性^[30]。

CO₂进入盖层孔隙中会引发盖层岩石矿物溶解和沉淀反应,MS ELGENDY等应用多场耦合模拟技术对中东Turkey油藏泥岩盖层中的CO₂腐蚀规律进行了研究,发现经过1 000 a封存,CO₂的腐蚀并未对盖层孔隙度产生明显影响,表明CO₂腐蚀对盖层泄漏风险的影响较小^[31]。XIAO等也通过数值模拟方法研究了CO₂对页岩和泥灰岩组合盖层的腐蚀,研究结果表明CO₂腐蚀导致在2种岩性的接触面上生成伊利石、石英、白云石和菱铁矿等沉淀,接触面处的孔隙度明显降低,盖层的密封性得到强化^[32]。

2 CO₂地质封存系统泄漏风险评价

2.1 模糊风险评价原理

导致CO₂地质封存系统发生泄漏的影响因素较多,利用单一影响因素无法进行判断,因此,需建立CO₂地质封存系统泄漏风险影响因素集 U ,而通过多影响因素对封存系统发生泄漏的风险进行综合评价即为模糊综合评判:

$$U = \{u_1, u_2, u_3, \dots, u_m\} \quad (1)$$

在CO₂地质封存系统泄漏风险综合评价时,专家和行业工程师会根据相关经验将CO₂地质封存系统泄漏风险的影响因素转化为相应的评语,构成封存系统泄漏风险的评语集 V :

$$V = \{v_1, v_2, v_3, \dots, v_n\} \quad (2)$$

对于CO₂地质封存系统泄漏风险的每一个影响因素 u_i 都可以通过一个模糊映射 f 建立起 $U \rightarrow V$ 的模糊映射关系 R_f , R_f 中的每一个元素 r_{ij} 是影响因素集中因素 u_i 对于评语集 V 中评语 v_n 中第 j 个评语的隶属程度,而构成映射关系的 $f(u)$ 为CO₂地质封存系统泄漏风险影响因素对风险评语转化的隶属函数:

$$u \rightarrow f(u) =$$

$$R_f = \{r_{11}, r_{12}, r_{13}, \dots, r_{1n}, r_{21}, r_{22}, r_{23}, \dots, r_{2n}\} \quad (3)$$

不同类型的泄漏风险影响因素对CO₂地质封存系统泄漏风险的影响程度不同,因此需根据因素集中不同因素对封存系统泄漏风险的影响程度建立因素集 U 的权重集 A ,权重集中的元素 a_m 为单一风险影响因素对某一评语的相对重要程度:

$$A = \{a_1, a_2, a_3, \dots, a_m\} \quad (4)$$

因此,多因素影响下对CO₂地质封存系统泄漏风险的评价可以由一个模糊运算关系式来表达:

$$T(U) = A \circ R = B = \{b_1, b_2, b_3, \dots, b_n\} \quad (5)$$

2.2 泄漏风险影响因素隶属函数确定

工程中多作用因素与评语之间进行模糊转化的常用函数主要有三角隶属函数、阶梯隶属函数、正态隶属函数和岭形隶属函数等,其中三角隶属函数、阶梯隶属函数主要描述影响因素与评语之间为线性的影响关系,正态隶属函数和岭形隶属函数描述影响因素与评语之间的模糊为非线性变化关系。分析CO₂地质封存系统泄漏风险影响因素与泄漏风险之间的关系,并咨询相关专家,选择正态隶属函数作为影响因素隶属度变换的隶属函数:

$$r(u) = e^{-\frac{(u-c)^2}{2\sigma^2}} \quad (6)$$

对于包含影响因素端点值的因素值域区间,仅

保留可以描述因素与风险之间相互作用关系的正态隶属函数的二分之一作为隶属度计算函数。

分析图2中CO₂地质封存系统泄漏影响因素(套管状况、井筒环空压力升速、水泥环腐蚀和盖层腐蚀)参数变化与泄漏风险程度之间呈非线性正相关关系,应用正态隶属函数分别计算泄漏影响因素对风险评语集中评语的隶属度:

$$r_{l(u_m)} = \begin{cases} 1 & u_m \leq c_{\min} \\ e^{-\frac{(u_m - c_{\min})^2}{2\sigma_h^2}} & c_{\min} \leq u_m \leq c_{\max}, \sigma_h = \frac{c_o - c_{\min}}{3} \end{cases} \quad (7)$$

$$r_{z(u_m)} = \begin{cases} e^{-\frac{(c_o - u_m)^2}{2\sigma_{m1}^2}} & c_{\min} \leq u_m \leq c_o, \sigma_{m1} = \frac{c_o - c_{\min}}{3} \\ e^{-\frac{(u_m - c_o)^2}{2\sigma_{m2}^2}} & c_o \leq u_m \leq c_{\max}, \sigma_{m2} = \frac{c_{\max} - c_o}{3} \end{cases} \quad (8)$$

$$r_{h(u_m)} = \begin{cases} e^{-\frac{(c_{\max} - u_m)^2}{2\sigma_1^2}} & c_{\min} \leq u_m \leq c_{\max}, \sigma_1 = \frac{c_{\max} - c_o}{3} \\ 1 & u_m \geq c_{\max} \end{cases} \quad (9)$$

分析图2中CO₂地质封存系统泄漏风险影响因素(固井质量、破地压差、盖地比、断层封闭性、盖层厚度)与泄漏风险程度之间呈非线性负相关关系,则选取(9)式计算影响因素对低风险评语的隶属度,(8)式计算影响因素对中风险评语的隶属度,(7)式计算影响因素对高风险评语的隶属度。CO₂地质封存系统的泄漏风险影响因素正态隶属函数的数学期望分别为 c_{\min} , c_o 和 c_{\max} ,并由正态隶属函数性质,取距离函数数学期望值3个标准差 σ 范围内的CO₂泄漏风险影响因素的值作为函数值域。CO₂泄漏风险影响因素对评语集中的低、中和高风险评语的正态隶属函数模型如图3所示。

2.3 泄漏风险影响因素权重确定

CO₂泄漏风险影响因素对泄漏风险相对重要程度的确定,主要由多名行业内专家组成的研讨会按需评价指标进行打分,确定影响因素的相对权重。专家打分得出因素权重集的方法简单,但其权重结果存在人为主观判断,会因为专家的经验得出不同权重集,评价结果差异性较大。而较为准确的获取多因素权重的方法为层次分析方法(AHP),其过程包括影响因素比较矩阵的构建、比较矩阵的一致性检验、特征向量的求解及向量的归一化处理等。

2.3.1 影响因素比较矩阵的构建

以CO₂地质封存系统的井筒完整性、盖层完整

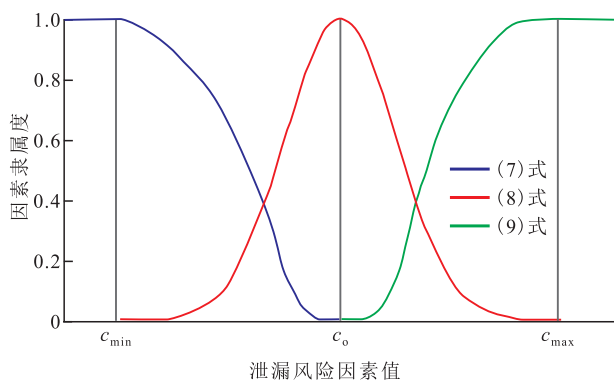


图3 CO₂地质封存系统泄漏风险影响因素对泄漏风险评语的正态隶属函数

Fig.3 Normal membership function of influencing factors in leakage of geological CO₂ storage system with regard to leakage risk comment

性和封存系统泄漏风险为评价目标,建立泄漏影响因素间对目标层的相对重要性比较关系,构建不同层次影响因素指标的比较矩阵:

$$M = \begin{bmatrix} u_{11} & u_{12} & u_{13} & \cdots & u_{1s} \\ u_{21} & u_{22} & u_{23} & \cdots & u_{2s} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ u_{i1} & u_{i2} & u_{i3} & \cdots & u_{is} \end{bmatrix} \quad (10)$$

矩阵中的元素 u_{is} 表示为风险影响因素 u_i 与 u_s 对上层评价指标影响的相对强度, $1/u_{is}$ 代表的意义与 u_{is} 相反,采用表1中的1—9因素强度标度来反映其重要程度。

表1 层次分析法常用比例标度
Table1 Commonly used scales of AHP

因素强度标度	比较矩阵中因素含义
1	影响因素 u_i 与 u_s 相比同等重要
3	影响因素 u_i 比 u_s 稍微重要
5	影响因素 u_i 比 u_s 明显重要
7	影响因素 u_i 比 u_s 强烈重要
9	影响因素 u_i 比 u_s 极端重要
2,4,6,8	上述比较的中间过渡状态
$1/u_{is}$	影响因素 u_i 比 u_s 的重要性指标

2.3.2 影响因素比较矩阵的一致性检验

比较矩阵的一致性检验是为了衡量所构建矩阵的可靠性,判断矩阵的可靠性将会直接影响计算权重结果的可信度和相对准确性。采用SAATY提出的一致性指标 CI 与同阶平均随机一致性指标 RI 的比值,即随机一致性比率 CR 来判别矩阵的一致性^[33]:

$$CI = \frac{\lambda_{\max} - k}{k - 1} \quad (11)$$

$$CR = \frac{CI}{RI} \quad (12)$$

如果 $CR < 0.1$,则认为比较矩阵具有可接受的

一致性;如果 $CR > 0.1$,则需对比较矩阵的元素进行重新赋值和修正计算,直至一致性通过为止。且比较矩阵的阶数 k 为 2,3,4,5 时,同阶平均随机一致性指标 RI 的取值分别为 0,0.52,0.89,1.12。

当构建的比较矩阵通过一致性检验后,求解比较矩阵的最大特征值 λ_{\max} 对应的特征向量,并对特征向量进行归一化计算,得到 CO₂地质封存系统泄漏风险影响因素权重集矩阵 A :

$$A = [a_1, a_2, a_3, \dots, a_m] \quad (13)$$

3 结果与讨论

3.1 CO₂泄漏影响因素隶属度矩阵

由于缺乏实际 CO₂埋存场地的泄漏风险参数,人为建立一个 CO₂地质封存场地 LD 进行 CO₂泄漏风险的实例分析,并对泄漏风险影响因素参数进行赋值,其中,固井质量 BI (目的层段的声幅衰减/胶结良好井段的声幅衰减)值为 0.6,井筒环空压力升速为 8 MPa/h,套管工作时间为 8 a,井筒水泥环腐蚀率为 0.4,盖层的盖地比为 0.53,断层泥岩涂抹系数为 0.6,盖层的破地压差为 6 MPa,盖层厚度为 130 m,盖层腐蚀率(腐蚀厚度/盖层厚度)为 0.53。对 CO₂地质封存系统的泄漏风险影响因素隶属度计算时,依据严康文等对 CO₂地质封存系统泄漏风险影响因素阈值的研究成果^[34-38],对实例中 CO₂泄漏风险影响因素的正态隶属函数的数学期望进行赋值(表2)。利用(7)—(9)式对实例中井筒和盖层的泄漏风险影响因素进行隶属度转化,构建影响因素隶属度矩阵,分别为 R_1 和 R_2 :

$$R_1 = \begin{bmatrix} 0.326 & 0.326 & 0.002 \\ 0.326 & 0.326 & 0 \\ 0.607 & 0.136 & 0 \\ 0 & 0.011 & 1 \end{bmatrix} \quad (14)$$

$$R_2 = \begin{bmatrix} 0.011 & 1 & 0.011 \\ 0 & 0.198 & 0.021 \\ 0.06 & 0.836 & 0.001 \\ 0.326 & 0.326 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (15)$$

3.2 CO₂泄漏风险影响因素的权重矩阵

应用AHP分析方法建立研究区 CO₂地质封存系统的井筒和盖层泄漏风险影响因素对(井筒和盖层)完整影响程度的比较矩阵 M_1, M_2 及井筒和盖层完整性因素对上层评价指标泄漏风险影响程度的比较矩阵 M_3 (表3—表5)。其中, M_1 的最大特征值为 4.144 8,一致性检验指标为 0.048 2,随机一致性比率为 0.054; M_2 的最大特征值为 4.969 8,一致性检

表2 CO₂地质封存系统泄漏风险影响因素的正态隶属函数的数学期望分布
Table2 Mathematical expectation distribution of membership functions of influencing factors in leakage of geological CO₂ storage system

系统构件	影响因素	指标	因素集元素	评 语 集		
				低/高风险	中风险	高/低风险
				c_{min}/c_{max}	c_0	c_{max}/c_{min}
井筒	井筒环空压力	上升速度/(MPa·h ⁻¹)	u_1	6	10	20
	固井质量	水泥胶结指数	u_2	0.4	0.6	0.8
	水泥环腐蚀	腐蚀率	u_3	0.4	0.6	0.8
	套管状况	工作时间/a	u_4	5	10	15
	盖地比	泥岩占比	u_5	0.5	0.7	0.9
盖层	断层封闭性	断层泥岩涂抹系数	u_6	0.4	0.65	0.9
	破地压差	压力差/MPa	u_7	2.5	4.5	7
	盖层厚度	平均厚度/m	u_8	50	100	200
	盖层腐蚀	腐蚀率	u_9	0.3	0.6	0.9

验指标为0.007 5,随机一致性比率为0.007; M_3 的最大特征值为2,一致性检验指标为0,随机一致性比率为0。因为3个比较矩阵的随机一致性比率均小于0.1,所以满足比较矩阵一致性检验。分别求出井筒、盖层和CO₂地质封存系统泄漏风险影响因素的权重矩阵,分别为 A_1, A_2, A_3 :

$$A_1=[0.503 \ 0.252 \ 0.144 \ 0.101] \quad (16)$$

$$A_2=[0.446 \ 0.223 \ 0.146 \ 0.111 \ 0.074] \quad (17)$$

$$A_3=[0.808 \ 0.192] \quad (18)$$

3.3 CO₂泄漏风险评价

对井筒和盖层CO₂泄漏风险影响因素的隶属度

表3 井筒CO₂泄漏风险影响因素对井筒完整影响程度的比较矩阵

Table3 Comparison matrix of impact of influencing factors in CO₂ leakage of wellbore on wellbore integrity

M_1	u_1	u_2	u_3	u_4
u_1	1	2	4	5
u_2	1/2	1	2	5/2
u_3	1/4	1/2	1	2
u_4	1/5	2/5	4/5	1

表4 盖层CO₂泄漏风险影响因素对盖层完整影响程度的比较矩阵

Table4 Comparison matrix of impact of influencing factors in CO₂ leakage of caprock on caprock integrity

M_2	u_5	u_6	u_7	u_8	u_9
u_5	1	2	3	4	6
u_6	1/2	1	3/2	2	3
u_7	1/3	2/3	1	4/3	2
u_8	1/4	1/2	3/4	1	3/2
u_9	1/6	1/3	1/2	2/3	1

表5 井筒和盖层完整性因素对上层评价指标泄漏风险影响程度比较矩阵(M_3)

Table5 Comparison matrix of impact of wellbore and caprock integrity factors on leakage risk comment (M_3)

M_3	M_1	M_2
M_1	1	4
M_2	1/4	1

矩阵 R_1 和 R_2 、权重矩阵 A_1 和 A_2 进行模糊运算得出井筒和盖层的CO₂泄漏风险评语 $T(u_{well})$ 和 $T(u_{cap})$:

$$T(u_{well})=A_1 \circ R_1=(0.334, 0.267, 0.102) \quad (19)$$

$$T(u_{cap})=A_2 \circ R_2=(0.124, 0.648, 0.01) \quad (20)$$

根据最大隶属度原则,认为此时研究区封存井的井筒处于CO₂泄漏低风险状态,盖层处于CO₂泄漏中风险状态。

对于CO₂地质封存系统泄漏风险评价时,将井筒泄漏风险和盖层泄漏风险评语进行合成,得到CO₂地质封存系统泄漏风险影响因素的隶属度矩阵 R_3 ,并与权重矩阵 A_3 进行模糊运算,得出CO₂地质封存系统泄漏风险评语 $T(u_{all})$:

$$R_3=\begin{bmatrix} T(u_{well}) \\ T(u_{cap}) \end{bmatrix}=\begin{bmatrix} 0.334 & 0.267 & 0.102 \\ 0.124 & 0.648 & 0.01 \end{bmatrix} \quad (21)$$

$$T(u_{all})=A_3 \circ R_3=(0.297, 0.340, 0.08) \quad (22)$$

根据最大隶属度原则,得出该封存场地的CO₂泄漏风险等级为中风险;且在CO₂长时间埋存过程中,通过收集相关泄漏风险评价参数的动态变化值,重复以上模糊运算,可得出CO₂地质封存系统动态封存过程中泄漏风险的动态变化规律。针对易发生CO₂泄漏的封存井筒组合体损坏后形成的CO₂泄漏通道的治理,可通过注入高含钙离子溶液发生

原位钙化沉淀反应,形成封堵气体泄漏通道的碳酸钙沉淀;且微裂隙的尺寸越小,原位反应的时间越长,原位钙化沉淀量越高,对微小泄漏通道的封堵效果越好。

4 结论

CO₂地质封存系统泄漏风险由井筒诱发风险的可能性比盖层高,井筒完整性失效机理主要是在CO₂注入和封存过程中,CO₂冷流体对井筒产生的应力损伤及腐蚀作用破坏了井筒完整性。井筒失效最常见的现象是井筒环空压力的快速上升,且当井筒形成泄漏通道后,CO₂-盐水多相流会进入泄漏通道,进一步腐蚀,加剧CO₂从井筒的泄漏风险。另外,固井水泥与CO₂腐蚀反应也会缩短孔隙水中氯离子自由通过水泥环到达套管的时间,加速套管电化学腐蚀,降低套管的使用寿命。且CO₂对水泥腐蚀会在不同水泥环位置产生不同的腐蚀影响,对靠近封存层区域的水泥环淋滤作用强,腐蚀严重,近套管水泥环区域CO₂淋滤作用弱,水泥钙化作用强,促使水泥环自愈。

CO₂地质封存系统中盖层泄漏主要受破地压差、盖地比、断层封闭性、盖层厚度和盖层腐蚀的影响。其中盖地比和破地压差对盖层泄漏的影响较大,低盖地比导致盖层疏松,偏向砂岩性质,而低破地压差对盖层压裂或突破盖层毛管力的风险较大。盖层发生CO₂泄漏有低速渗滤和高速泄漏2种模式,当封存层压力高于盖层突破压力且未压裂盖层时,气体沿盖层发生低速渗滤,低速渗滤量和渗滤速度符合气体地下渗流定律,引发的渗滤治理相对容易;而当封存层压力高于盖层破裂压力或断层开启压力时,在盖层中形成CO₂气体高速泄漏通道,泄漏速度快,形成的泄漏很难治理。

CO₂地质封存系统泄漏风险影响因素和泄漏风险之间呈非线性相关,非线性正态隶属函数被选择用于CO₂地质封存系统泄漏风险影响因素隶属度矩阵建立,并依据AHP方法建立了因素之间的比较矩阵,求取了泄漏风险影响因素的权重矩阵。通过模糊运算最终获得井筒、盖层和封存系统的CO₂泄漏风险评语。根据最大隶属度原则,CO₂沿井筒泄漏风险等级为低风险,盖层泄漏等级为中风险,封存系统的泄漏等级为中风险。

符号解释

a_m ——CO₂地质封存系统泄漏风险评价权重集中的元

素;

A ——CO₂地质封存系统泄漏风险影响因素集 U 对应的权重集;

A ——CO₂地质封存系统泄漏风险影响因素权重矩阵;

A_1 ——CO₂地质封存系统井筒泄漏风险影响因素的权重矩阵;

A_2 ——CO₂地质封存系统盖层泄漏风险影响因素的权重矩阵;

A_3 ——CO₂地质封存系统泄漏风险影响因素的权重矩阵;

b_n ——CO₂地质封存系统泄漏风险评语集的一个子集 $T(U)$ 中的评语;

B ——模糊运算后获得的评语集;

c ——正态隶属函数的数学期望,对于CO₂地质封存系统为影响因素对评语隶属程度为1的因素值;

c_0 ——正态隶属函数(8)式的数学期望;

c_{\min} ——正态隶属函数(7)式的数学期望;

c_{\max} ——正态隶属函数(9)式的数学期望;

CI ——影响因素比较矩阵的一致性检验指标;

CR ——影响因素比较矩阵的随机一致性比率;

f ——模糊映射;

$f(u)$ ——隶属函数;

i ——泄漏风险影响因素的编号;

j ——泄漏风险评语集中评语的编号;

k ——比较矩阵的阶数;

m ——CO₂地质封存系统泄漏风险影响因素编号;

M ——不同层次影响因素指标的比较矩阵;

M_1 ——CO₂地质封存系统井筒泄漏风险影响因素对井筒完整影响程度的比较矩阵;

M_2 ——CO₂地质封存系统盖层泄漏风险影响因素对盖层完整影响程度的比较矩阵;

M_3 ——CO₂地质封存系统井筒和盖层完整性因素对上层评价指标泄漏风险影响程度的比较矩阵;

n ——CO₂地质封存系统泄漏风险的评语编号;

p_f ——封存层压力,MPa;

p_g ——盖层上覆地层压力,MPa;

r ——因素隶属度;

$r_{h(u_m)}$ ——高风险隶属函数;

$r_{l(u_m)}$ ——低风险隶属函数;

$r_{z(u_m)}$ ——中风险隶属函数;

r_{mn} ——泄漏风险影响因素 u_m 对评语 v_n 的隶属度;

r_{ij} ——影响因素集 U 中因素 u_i 对于评语集 V 中评语 v_n 中第 j 个评语的隶属程度;

$r(u)$ ——正态隶属函数;

$r(u_m)$ ——因素集 U 中的影响因素对于评语集 V 中评语的隶属度;

R ——影响因素的隶属度矩阵;

R_f ——影响因素到评语集间的模糊映射关系;

RI ——同阶平均随机一致性指标;
 R_1 ——CO₂地质封存系统井筒泄漏风险影响因素的隶属度矩阵;
 R_2 ——CO₂地质封存系统盖层泄漏风险影响因素的隶属度矩阵;
 R_3 ——CO₂地质封存系统泄漏风险影响因素的隶属度矩阵;
 s ——泄漏风险影响因素的编号;
 $T(u_{all})$ ——CO₂地质封存系统的泄漏风险评语;
 $T(u_{well})$ ——CO₂地质封存系统井筒的泄漏风险评语;
 $T(u_{cap})$ ——CO₂地质封存系统盖层的泄漏风险评语;
 $T(U)$ ——CO₂地质封存系统泄漏风险的评语集 V 的一个子集;
 u ——影响因素集 U 中的一个因素;
 u_i ——CO₂地质封存系统泄漏风险的第 i 个影响因素;
 u_s ——CO₂地质封存系统泄漏风险的第 s 个影响因素;
 u_{is} ——泄漏风险影响因素的比较值;
 u_m ——CO₂地质封存系统泄漏风险影响因素;
 U ——CO₂地质封存系统泄漏风险影响因素集;
 v_n ——CO₂地质封存系统泄漏风险的评语;
 V ——CO₂地质封存系统泄漏风险的评语集;
 Δp ——盖层两侧压差, MPa;
 \circ ——一种模糊运算符符号;
 λ_{max} ——比较矩阵的最大特征值;
 σ ——正态隶属函数的标准差, 反映影响因素分布宽度;
 σ_h ——高风险正态隶属函数(7)式的标准差;
 σ_l ——低风险正态隶属函数(9)式的标准差;
 σ_{m1} ——中风险正态隶属函数(8)式的左半部分标准差;
 σ_{m2} ——中风险正态隶属函数(8)式的右半部分标准差。

参考文献

- [1] 李阳. 低渗透油藏CO₂驱提高采收率技术进展及展望[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 1-10.
LI Yang. Technical advancement and prospect for CO₂ flooding enhanced oil recovery in low permeability reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 1-10.
- [2] AMINU M D, NABAVI S A, ROCHELLE C A, et al. A review of developments in carbon dioxide storage [J]. Applied Energy, 2017, 208: 1 389-1 419.
- [3] DENG H, BIELICKI J M, OPPENHEIMER M, et al. Leakage risks of geologic CO₂ storage and the impacts on the global energy system and climate change mitigation [J]. Climatic Change, 2017, 144 (2): 151-163.
- [4] BLANCO H, FAAIJ A. A review at the role of storage in energy systems with a focus on power to gas and long-term storage [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 81 (Part 1): 1 049-1 086.
- [5] GARCÍA J H, TORVANGER A. Carbon leakage from geological storage sites: implications for carbon trading [J]. Energy Policy, 2019, 127: 320-329.
- [6] IGLAUER S. Optimum storage depths for structural CO₂ trapping [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2018, 77: 82-87.
- [7] 秦积舜, 李永亮, 吴德斌, 等. CCUS全球进展与中国对策建议 [J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 20-28.
QIN Jishun, LI Yongliang, WU Debin, et al. CCUS global progress and China's policy suggestions [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 20-28.
- [8] DIAO Yujie, ZHANG Senqi, WANG Yongsheng, et al. Short-term safety risk assessment of CO₂ geological storage projects in deep saline aquifers using the Shenhua CCS demonstration project as a case study [J]. Environmental Earth Sciences, 2015, 73 (11): 7 571-7 586.
- [9] GAN Manguang, NGUYEN M C, ZHANG Liwei, et al. Impact of reservoir parameters and wellbore permeability uncertainties on CO₂ and brine leakage potential at the Shenhua CO₂ Storage Site, China [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2021, 111: 103443.
- [10] 柏明星, 张志超, 白华明, 等. 二氧化碳地质封存系统泄漏风险研究进展 [J]. 特种油气藏, 2022, 29(4): 1-11.
BAI Mingxing, ZHANG Zhichao, BAI Huaming, et al. Progress in leakage risk study of CO₂ geosequestration system [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(4): 1-11.
- [11] GHOLAMI R, RAZA A, IGLAUER S. Leakage risk assessment of a CO₂ storage site: a review [J]. Earth-Science Reviews, 2021, 223: 103849.
- [12] GUYANT E, HAN W S, KIM K Y, et al. Leakage and pressurization risk assessment of CO₂ reservoirs: a metamodeling modeling approach [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2016, 54(Part 1): 345-361.
- [13] AMINU M D, NABAVI S A, ROCHELLE C A, et al. A review of developments in carbon dioxide storage [J]. Applied Energy, 2017, 208: 1 389-1 419.
- [14] BIELICKI J M, POLLAK M F, FITTS J P, et al. Causes and financial consequences of geologic CO₂ storage reservoir leakage and interference with other subsurface resources [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2014, 20: 272-284.
- [15] BIELICKI J M, POLLAK M F, DENG Hang, et al. The leakage risk monetization model for geologic CO₂ storage [J]. Environmental Science & Technology, 2016, 50(10): 4 923-4 931.
- [16] 高冉, 吕成远, 伦增珉, 等. 二氧化碳驱替与埋存一体化数值模拟 [J]. 特种油气藏, 2021, 28(2): 102-107.
GAO Ran, LÜ Chengyuan, LUN Zengmin, et al. Integrated numerical simulation of carbon dioxide displacement and sequestration [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28(2): 102-107.
- [17] 闫方平, 郭永伟, 曹梦菁, 等. 异常高压致密油藏CO₂吞吐参数优化及微观孔隙动用特征: 以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦苇沟组为例 [J]. 大庆石油地质与开发, 2021, 40(6): 158-166.
YAN Fangping, GUO Yongwei, CAO Mengjing, et al. Optimization of CO₂ huff-puff parameters and micro-pore producing characteristics of the tight oil reservoirs with abnormal high pressure: taking Lucaogou Formation in Junggar-Basin Jimsar Sag as an exam-

- ple [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2021, 40(6): 158-166.
- [18] 张志超, 柏明星, 陈巧珍. 二氧化碳埋存井筒的腐蚀行为影响因素[J]. *腐蚀与防护*, 2021, 42(4): 54-57, 61.
ZHANG Zhichao, BAI Mingxing, CHEN Qiaozhen. Influencing factors of corrosion behavior of carbon dioxide storage wellbore [J]. *Corrosion and Protection*, 2021, 42(4): 54-57, 61.
- [19] PAWAR R J, BROMHAL G S, CAREY J W, et al. Recent advances in risk assessment and risk management of geologic CO₂ storage [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2015, 40(5): 292-311.
- [20] 柏明星, REINICKE K M, 艾池, 等. 二氧化碳地质存储过程中沿井筒渗漏定性分析[J]. *地质论评*, 2013, 59(1): 107-112.
BAI Mingxing, REINICKE K M, AI Chi, et al. A qualitative analysis of CO₂ leakage along abandoned well during CO₂ sequestration [J]. *Geological Review*, 2013, 59(1): 107-112.
- [21] 曾德智, 喻智明, 何奇焱, 等. 页岩气井环空带压安全风险定量评价方法研究[J]. *西南石油大学学报: 自然科学版*, 2019, 41(6): 146-154.
ZENG Dezhi, YU Zhiming, HE Qiyao, et al. Research on safety assessment technology of sustained casing pressure in shale gas [J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2019, 41(6): 146-154.
- [22] 张智, 周琛洋, 王汉, 等. 气井环空带压临界控制值研究[J]. *中国安全生产科学技术*, 2017, 13(7): 149-155.
ZHANG Zhi, ZHOU Chenyang, WANG Han, et al. Research on critical control value of sustained annular pressure for gas well [J]. *Journal of Safety Science and Technology*, 2017, 13(7): 149-155.
- [23] 林潼, 王孝明, 张璐, 等. 盖层厚度对天然气封闭能力的实验分析[J]. *天然气地球科学*, 2019, 30(3): 322-330.
LIN Tong, WANG Xiaoming, ZHANG Lu, et al. Experimental analysis of the effect of caprock thickness on sealed natural gas [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(3): 322-330.
- [24] ISHIDA T, CHEN Youqing, BENNOUR Z, et al. Features of CO₂ fracturing deduced from acoustic emission and microscopy in laboratory experiments [J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2016, 121(11): 8 080-8 098.
- [25] CHEN Youqing, NAGAYA Y, ISHIDA T. Observations of fractures induced by hydraulic fracturing in anisotropic granite [J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2015, 48(4): 1 455-1 461.
- [26] JACKSON M D, YOSHIDA S, MUGGERIDGE A H, et al. Three-dimensional reservoir characterization and flow simulation of heterolithic tidal sandstones [J]. *AAPG Bulletin*, 2005, 89(4): 507-528.
- [27] 张文涛. 毛细管突破压力模拟实验及页岩封闭能力[J]. *石油实验地质*, 2018, 40(4): 577-582.
ZHANG Wentao. Experimental study of the breakthrough pressure of capillaries and the sealing ability of shale [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2018, 40(4): 577-582.
- [28] 付广, 董金梦, 彭万涛. 断盖配置渗漏与封闭转换时期的确定方法及其应用[J]. *沉积学报*, 2020, 38(4): 868-875.
FU Guang, DONG Jimeng, PENG Wantao. Determination method and application for the conversion period of fault-caprock configuration leakage and sealing [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2020, 38(4): 868-875.
- [29] 郎岳, 朱思源. 南堡凹陷馆陶组火山岩盖层封闭能力定量评价[J]. *大庆石油地质与开发*, 2019, 38(2): 25-32.
LANG Yue, ZHU Siyuan. Quantitative evaluation of the volcanic caprock sealing capacity for Guantao Formation in Nanpu Sag [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2019, 38(2): 25-32.
- [30] TREMOSA J, MITO S, AUDIGANE P, et al. Experimental assessment of well integrity for CO₂ geological storage: a numerical study of the geochemical interactions between a CO₂-brine mixture and a sandstone-cement-steel sample [J]. *Applied Geochemistry*, 2017, 78(2): 61-73.
- [31] MS ELGENDY A, RICCI S, COJOCARIU E I, et al. A streamlined workflow from experimental analyses to dynamic geochemical modelling [C]. Amsterdam: The SPE Europec featured at 82nd EAGE Conference and Exhibition, 2021: 1-18.
- [32] XIAO Ting, XU Hao, MOODIE N, et al. Chemical-mechanical impacts of CO₂ intrusion into heterogeneous caprock [J]. *Water Resources Research*, 2020, 56(11): 1-29.
- [33] SAATY T L. Decision making with the analytic hierarchy process [J]. *International Journal of Services Sciences*, 2008, 1(1): 83-98.
- [34] 严康文, 文怀军, 郭晋宁, 等. 基于层次分析法的封盖层封盖能力定量评价[J]. *煤炭工程*, 2016, 48(7): 125-128.
YAN Kangwen, WEN Huaijun, GUO Jinning, et al. Quantitative evaluation for cap capability of capping layer based on AHP [J]. *Coal Engineering*, 2016, 48(7): 125-128.
- [35] CLAUDIO G, THOMAS G, ALFREDO B. Modeling of rocks and cement alteration due to CO₂ injection in an exploited gas reservoir [J]. *Transport in Porous Media*, 2011, 90: 183-200.
- [36] TAMBACH T J, KOENEN M, WASCH L J, et al. Geochemical evaluation of CO₂ injection and containment in a depleted gas field [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2015, 32: 61-80.
- [37] 马东焯, 陈宇航, 王应斌, 等. 鄂尔多斯盆地东部上古生界盖层封闭性能评价[J]. *天然气地球科学*, 2021, 32(11): 1 673-1 684.
MA Dongye, CHEN Yuhang, WANG Yingbin, et al. Sealing capability evaluation of the Upper Paleozoic cap rock in the eastern Ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2021, 32(11): 1 673-1 684.
- [38] 贾瑞轩, 孙灵辉, 苏致新, 等. 二氧化碳吞吐致密油藏的可用活性[J]. *断块油气田*, 2020, 27(4): 504-508.
JIA Ruixuan, SUN Linghui, SU Zhixin, et al. Availability of CO₂ huff and puff in tight reservoir [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2020, 27(4): 504-508.