

引用格式:毛金昕,解馨慧,邓虎成,等.塔里木盆地迪那2气藏裂缝特征与水侵规律[J].油气藏评价与开发,2026,16(2):423-433.
MAO Jinxin, XIE Xinhui, DENG Hucheng, et al. Fracture characteristics and water invasion patterns of Dina-2 gas reservoir, Tarim Basin[J].
Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2026, 16(2): 423-433.
DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2024488

塔里木盆地迪那2气藏裂缝特征与水侵规律

毛金昕¹, 解馨慧², 邓虎成¹, 王志民³, 李朋¹, 吴永平³, 相泽厚¹, 张鑫²

(1.成都理工大学能源学院,四川成都 610059;2.成都理工大学地球物理学院,四川成都 610059;3.中国石油塔里木油田分公司勘探开发研究院,新疆库尔勒 841000)

摘要:迪那2气藏为塔里木盆地一大型边水致密砂岩气藏,储层非均质性强,天然裂缝是影响其高产和水侵的重要因素。裂缝研究对明确气藏水侵规律及防控水政策的制定意义重大。研究基于岩心、薄片、成像测井等地质资料,分析天然裂缝地质静态特征。结合产水、产气、压力等生产动态特征,分析不同因素对水侵的影响,利用层次分析法明确控制因素,研究不同形态构造裂缝对水侵特征影响,建立气藏水侵模式。研究结果表明:研究区构造裂缝分为剪切裂缝和张性裂缝,以充填裂缝为主,充填物主要为方解石,其次是石英和黏土等,但开度较大;根据生产动态特征可以分为早期暴性水淹井、晚期暴性水淹井、带水生产井和无水生产井,4种类型生产井生产特征明显不同;依据生产特征和地质特征,从构造位置、断层、隔层、地层系数和裂缝5个因素对研究区气藏主控因素分析,明确裂缝为主要因素,断层、隔层、地层系数为次要因素,构造位置为无关因素,利用层次分析法建立水侵综合评价指数;结合裂缝形态差异及生产特征,明确了复杂裂缝对气井高产及产水的影响。以此建立了优势裂缝型、断缝体局限型和优势裂缝-断层-砂体组合型的3种水侵模式,总结气藏水侵规律。研究成果对类似气藏开发具有一定的指导意义,为同类型有水气藏水侵规律研究和开发评价提供借鉴。

关键词:塔里木盆地;库车坳陷;天然裂缝;水侵特征;水侵模式

中图分类号:TE37

文献标识码:A

Fracture characteristics and water invasion patterns of Dina-2 gas reservoir, Tarim Basin

MAO Jinxin¹, XIE Xinhui², DENG Hucheng¹, WANG Zhimin³, LI Peng¹, WU Yongping³, XIANG Zehou¹, ZHANG Xin²

(1. College of Energy, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China; 2. College of Geophysics, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China; 3. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang 841000, China)

Abstract: The Dina-2 gas reservoir is a large edge-water tight sandstone gas reservoir in the Tarim Basin, with strong reservoir heterogeneity. Natural fractures are key factors influencing its high production and water invasion. Investigating fractures is crucial for understanding the water invasion patterns and formulating water control strategies for the gas reservoir. Based on geological data including core samples, thin sections, and imaging logs, this study analyzed the static geological characteristics of natural fractures. By combining production dynamic characteristics including water production, gas production, and pressure, this study analyzed the influence of different factors on water invasion. The analytic hierarchy process was used to identify the controlling factors, and the influence of structural fractures with different morphologies on water invasion characteristics was studied, and water invasion patterns for the gas reservoir were established. The results showed that structural fractures in the study area were classified into shear fractures and tensile fractures, with filled fractures being dominant. The fillings were mainly calcite, followed by quartz and clay minerals, but the fracture apertures were relatively large. Based on production dynamic characteristics, the production wells were categorized into four types: early-stage violent water-flooded wells, late-stage violent water-flooded wells, water-producing wells, and water-free wells, each with significantly different production characteristics. Based on the production and geological characteristics, the main controlling factors for water invasion in the gas reservoir were analyzed considering five factors: structural position, faults, interlayers, formation coefficient, and fractures. Fractures were identified as the primary controlling factor, with faults, interlayers, and formation coefficient as secondary factors, and structural position as irrelevant. A

收稿日期:2025-02-11。

第一作者简介:毛金昕(1999—),男,在读硕士研究生,从事天然裂缝成因机制与定量表征研究。地址:四川省成都市成华区二仙桥东三路1号,邮政编码:610059。E-mail:501556268@qq.com

通信作者简介:邓虎成(1980—),男,博士,教授,从事天然裂缝形成演化与分布预测评价、地应力扰动机制与分区评价工作。地址:四川省成都市成华区二仙桥东三路1号,邮政编码:610059。E-mail:denghucheng@cdut.edu.cn

基金项目:国家自然科学基金青年项目“前陆盆地湖相页岩储层纤维状方解石脉体结构形成机制与时空演化序列”(42402148);国家自然科学基金青年项目“颗粒排列结构对页岩储层剪切模量的控制机制”(42402169)。

comprehensive water invasion evaluation index was established using the analytic hierarchy process. By considering fracture morphology differences and production characteristics, this study clarified the influence of complex fractures on high gas production and water production in gas wells. Accordingly, three water invasion patterns were established: dominant fracture-controlled type, fault-fracture compartment-controlled type, and dominant fracture-fault-sandbody composite type, summarizing the water invasion patterns of the gas reservoir. These findings provide strategic guidance for the development of similar gas reservoirs and offer valuable insights for studying water invasion patterns and development evaluation in similar water-bearing gas reservoirs.

Keywords: Tarim Basin; Kuqa Depression; natural fractures; water invasion characteristics; water invasion patterns

塔里木盆地天然气资源丰富,是“西气东输工程”的重要气源地,在塔里木盆地库车坳陷、准噶尔盆地南缘和河套盆地等都取得重大勘探效果^[1-2],相继建成迪那、克深等大型超深层和深层天然气藏,累计探明天然气地质储量超万亿立方米^[3]。迪那气藏位于塔里木盆地北部库车坳陷,其古近系蕴含着丰富的油气资源,截至2020年,累计产气量为 $480.55 \times 10^8 \text{ m}^3$,累计产油量为 $413.36 \times 10^4 \text{ t}$ ^[4]。研究区经历喜山期强烈的构造运动后发育不同类型裂缝^[5-6],自2009年全面投产开发以来,生产实践表明天然裂缝是气藏高产的重要因素^[7-10]。在气藏开发的前期天然裂缝是天然气高产的渗流通道,当气藏开发进入中后期时,天然裂缝则成为水体进入的渗流通道^[11]。随着近几年气藏开发的深入,迪那、克深等大型超深层天然气藏水侵问题日渐突显。因此,明确构造裂缝特征及水侵规律,对于优化开发调整方案,提高气藏采收率具有重要意义^[12-13]。

随着气藏开发的不断深入,地层压力不断降低导致边底水向气藏侵入。天然裂缝具有远大于地层孔隙的渗流能力,是水体快速侵入气藏的主要通道^[14]。前人针对迪那气藏深层裂缝发育特征、主控因素等方面开展了大量的研究。袁静等^[15]认为迪那气藏构造裂缝主要形成于喜山晚期。杨扬等^[16]通过分析生烃、构造、储层和断裂对水侵的影响,认为生烃强度控制宏观气水分布格局。李明强等^[17]通过分析裂缝、溶蚀、构造和滩体连通性对水侵的影响,认为不同类型产水井产水特征受裂缝和溶洞型储层发育程度主控。在气藏水侵方面,冯曦等^[18]通过物理实验研究了不同地质因素对水侵特征的影响,认为裂缝是水侵影响的主要因素。冯异勇等^[19]通过数值模拟总结了裂缝性底水气藏水侵有水锥型、纵窜型、横侵型和复合型4种模式。徐小童等^[20]和LIU等^[21]通过分析水侵特征与差异缝网的关系,认为裂缝的形态对气藏水侵有重要影响。前人针对不同地质因素对水侵影响的研究多为定性分析,这里采用层次分析法,在定性分析的基础上定量评价水侵影响程度,建立水侵综合评价指数模型,进而评价水侵主控因素。基于“动静结合”的思想,结合地质与生产资料,分析不同因素对水侵特征的影响,并总结气藏水侵模式与水侵规律。以期研究成果可为同类型气藏水侵规律研究和开发评价提供一定借鉴。

1 地质背景

库车坳陷由北部单斜构造带、克拉苏-依奇克里克构造带、秋里塔格构造带和南部斜坡带4个构造带组成,迪那2气藏位于秋里塔格构造带东部(图1a)。该气藏为长轴背斜气藏,南北两侧发育迪北断裂和东秋里塔格断裂两条逆冲大断裂^[22]。迪那地区自下而上发育白垩系、古近系、新近系和第四系。其古近系根据岩性组合特征可划分为库姆格列木群租和苏维依组,二者从上至下均细分为一、二、三岩性段。苏一段(苏维依组一段)、苏三段(苏维依组三段)、库二段(库姆格列木群组二段)以粉砂岩、细砂岩为主,苏二段(苏维依组二段)以细砂岩为主,底部为一套较厚的泥岩,库三段(库姆格列木群组三段)顶部为粉砂岩,底部发育一套砾岩,库一段(库姆格列木群组一段)以褐色泥岩为主(图1b)。迪那地区古近系总体呈现西厚东薄的沉积特点,以大型扇三角洲前缘部分和滨浅湖环境,退积旋回为主^[23-26];自东向西发育扇三角洲平原亚相、扇三角洲前缘亚相、沙滩和泥滩微相,其中扇三角洲平原亚相仅存在于东北部,西部主要为沙滩和泥滩微相。

三叠系和侏罗系为迪那2气藏主要的烃源岩地层,储层为新近系吉迪克组底砾岩段、古近系库姆格列木群组及苏维依组,盖层为吉迪克组膏泥岩段、泥岩段,它们形成了良好的生储盖组合,南北两条大断层是油气垂向运移的通道^[27-29]。研究区在喜山期自北向南发生强烈的构造挤压,同时地层大规模抬升,产生强烈的构造活动,由此形成了大量的断裂。迪那2气藏属于低孔、低渗-特低渗致密砂岩储层。而天然裂缝能够很好地改善储层渗透率^[30-31],与天然气的高产和气藏的水侵具有密不可分的关系。

2 迪那2气藏构造裂缝类型及特征

根据岩心和薄片资料、按照地质成因分类,迪那地区致密砂岩储层发育构造裂缝、成岩裂缝和溶蚀缝3种类型天然裂缝^[15],其中,构造裂缝为主要的裂缝类型,根据形成时受到的构造作用差异,又可以分为张性裂缝和剪切裂缝。

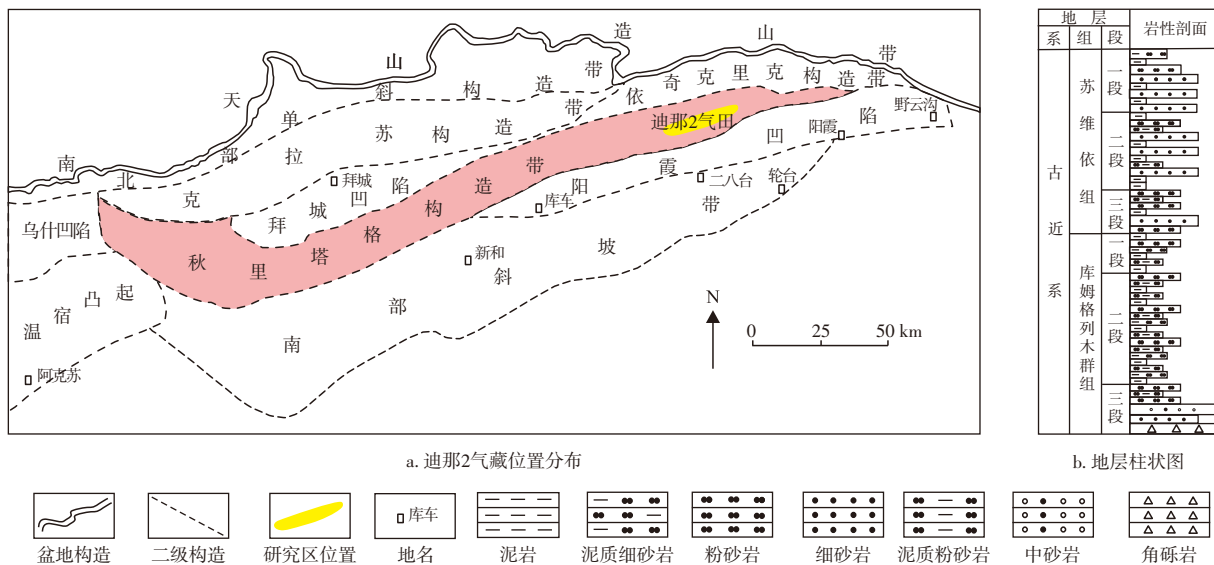


图1 塔里木盆地迪那2气藏位置分布及地层柱状图

Fig. 1 Location distribution and stratigraphic column of Dina-2 gas reservoir, Tarim Basin

2.1 构造裂缝类型及基本特征

构造裂缝是指直接或间接受到构造作用影响形成的裂缝^[32],研究区自上新世末期以来,自北向南发生强烈的构造挤压和大规模的断裂活动,7口井的岩心观察结果也表明研究区发育大量剪切裂缝和张性裂缝。剪切裂缝是指形成于剪切应力下的裂缝。通过岩心观察,剪切裂缝的缝面光滑,延伸长度较长,成平行组系,受岩层性质控制明显,基本发育在较厚的砂岩层内或者砂泥岩交互的薄层中,仅少数裂缝可以延伸至泥岩层内。在薄片上多表现为切割岩石和矿物颗粒。成像测井上多为相同走向平行组系或共轭相交的暗色正弦曲线。剪切裂缝的长度相对较长,多数介于20~40 cm,而开度相对较小,集中介于1~2 mm(图2)。张性裂缝是指岩石受到拉张应力大于其抗张强度时形成的裂缝。根据岩心观察与统计,张性裂缝的缝面粗糙不平整,延伸长度短,长度变化较剪切缝变化大,在薄片上多表现为绕过岩石和矿物颗粒。成像测井上表现为暗色高角度正弦曲线,无相交。张性裂缝开度主要介于2~3 mm,其中开度介于1~2 mm的裂缝也较多(图2),张性裂缝受到拉张应力的影响,裂缝开度明显大于剪切裂缝。

根据裂缝充填程度的不同可以分为全充填、半充填、未充填3类^[33]。根据岩心裂缝充填情况统计:充填、半充填裂缝占70%以上,其中42.4%的裂缝全充填,未充填缝仅占25.7%,但开度较大。裂缝充填物主要为方解石,其次是石英和黏土等。研究区裂缝形成时期较晚,经历的流体活动和构造活动强度较大,增加了裂缝充填的几率,但研究区裂缝与现今水平最大主应力方向呈小夹角,裂

缝受到的挤压应力小、开度大。

2.2 构造裂缝产状特征及发育密度

基于岩心、成像测井对研究区构造裂缝开展观察与识别,岩心和成像测井可以很好地反映出构造裂缝的走向、倾角等特征。从倾角来看,构造裂缝可以分为4类:水平缝($0^{\circ} \sim <15^{\circ}$),低角度缝($15^{\circ} \sim <45^{\circ}$),高角度缝($45^{\circ} \sim <75^{\circ}$)和垂直缝($75^{\circ} \sim 90^{\circ}$)。按照以上标准统计,研究区主要以高角度缝和垂直缝为主,其中剪切裂缝集中介于 $60^{\circ} \sim <75^{\circ}$,张性裂缝则介于 $60^{\circ} \sim 90^{\circ}$,垂直张性裂缝发育较多(图2)。针对研究区10口井成像资料,分别统计剪切裂缝和张性裂缝的走向,剪切裂缝受到北北西—南南东方向的挤压应力,产生北西—南东向与北东—南西向两组共轭剪切缝。在构造变形大的区域,受到北北西—南南东方向的挤压应力,岩石沿最小主应力发生张性破裂^[34-37],产生北东东—南西西向张性裂缝。

统计古近系取心的18口井岩心裂缝数据并计算其岩心裂缝线密度(图3)。迪那2气藏天然裂缝在东西两侧分布较为均匀,但西部地区的非均质性明显要强于东部地区。裂缝线密度介于0.14~1.02条/m,平均为0.53条/m。其中,构造变形强度较大的位置裂缝较为发育,W10、W24、W5和W22井裂缝线密度较高。

3 迪那2气藏水侵特征分析

3.1 气藏概况及水体特征

水侵替换系数可以表征气藏的边底水活跃程度,依

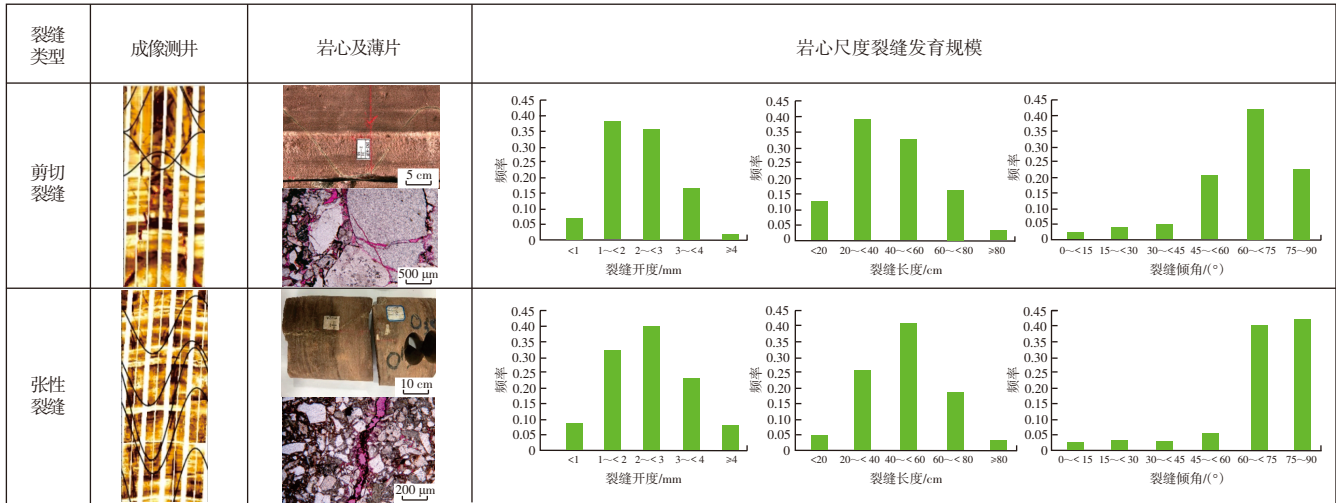


图2 塔里木盆地迪那2气藏构造裂缝特征

Fig. 2 Characteristics of structural fractures in Dina-2 gas reservoir, Tarim Basin

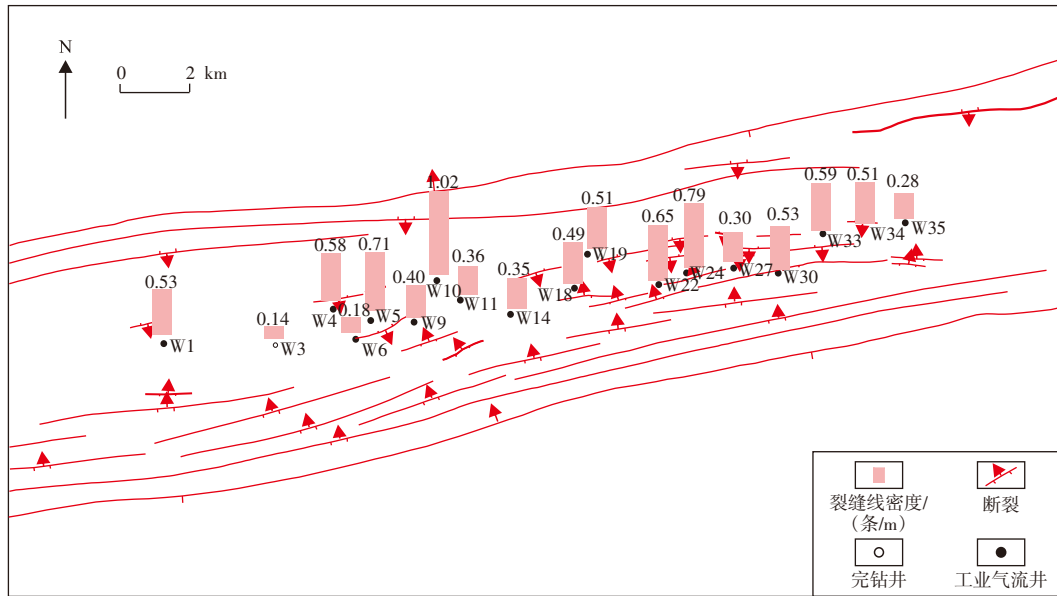


图3 塔里木盆地迪那2气藏构造裂缝线密度平面分布

Fig. 3 Planar distribution of structural fracture linear density in Dina-2 gas reservoir, Tarim Basin

据中华人民共和国石油天然气行业标准《天然气可采储量计算方法》(SY/T 6098—2010),当水侵替换系数 $I \geq 0.40$ 时,边底水为活跃;当 $0.15 \leq I < 0.40$ 时,为次活跃;当 $I < 0.15$ 时,为不活跃。

计算公式如下:

$$I = \frac{w}{R} = \frac{W_e - W_p B_w}{G_p B_{gi}} \quad (1)$$

式中: I 为水侵替换系数; w 为储容比; R 为采出程度; W_e 为累计水侵量,单位 m^3 ; W_p 为累计产水量,单位 m^3 ; B_w 为地层水体积系数,单位 m^3/m^3 ; G_p 为累计产气量,单位 m^3 ; B_{gi} 为原始天然气体积系数,单位 m^3/m^3 。

采用物质平衡方法,结合压力和产量资料,计算得到

迪那2气藏目前累计水侵量为 $3\ 732 \times 10^4 m^3$,日水侵量为 $1.49 \times 10^4 m^3$,水侵替换系数为0.36,水驱指数为0.31,动态水体倍数为2.68倍,迪那2气藏目前暂定性为次活跃水体。

前人对于迪那2气藏原始气水分布特征观点较为一致,即迪那2气藏是一个完整的受背斜构造控制的异常高压块状底水凝析气藏。纯气区位于背斜构造的高部位,确定白垩系原始气水界面为 $-3\ 600 m$,古近系为 $-3\ 712 m$,气水过渡带厚度主要介于 $150 \sim 270 m$ 。

3.2 水侵井类型划分

根据研究区33口井其产量、产水特征及压力特征

的曲线特征差异^[38],将其归纳为4种类型:早期暴性水淹井、晚期暴性水淹井、带水生产井、无水生产井。综合分析4种类型的生产动态特征(图4),总结出以下规律。

早期暴性水淹井。以W33井为例,自2021年11月发生水侵后仅40 d,气井即发生水淹。水侵发生后,油气日产量迅速下降,日产水量突然上升,日产水量突破300 t,氯根含量陡增,水气比与水油比高,油压、套压迅速下降,调小油嘴直径后压仍无法回升,气井发生早期暴性水淹。

晚期暴性水淹井。以W21井为例,自2018年9月发生水侵后仍带水生产了814 d后才发生水淹。水侵发生后,油气日产量迅速下降,日产水量上升,产气量稳产至 $25 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,日产水量为10 t,氯根含量逐步上升,水气比与水油比极低,油压、套压下降后,调小油嘴直径后压力回升,气井发生晚期暴性水淹。

带水生产井。以W26井为例,自2023年5月发生水侵后至今仍未发生水淹,水侵发生后,油气日产量下降幅度较小,日产水量上升缓慢,氯根含量较为稳定,水气比与水油比极低,油压、套压没有下降,气井仍然保持稳定带水生产。

无水生产井。以W25井为例,自2009年6月投产以来至今,仍然保持持续稳定高产,氯根含量低,油压、套压稳定,气井仍然保持稳定无水生产。

4 气藏水侵主控因素研究

4.1 气藏水侵因素

研究区生产动态特征的差异化,是研究区不同地质特征差异的体现^[39],迪那2气藏为非均质性较强的致密砂岩储层,其边底水易沿裂缝或物性较好的高渗条带进入气藏,产水量的变化幅度与产水量的大小就一定程度上反映了储层的均质性。产水量突然增加并迅速水淹说明该区域储层非均质性强;产水量逐步上升或上升缓慢即反映储层均质性较好。此外,砂体连通性、水体的性质、地层压力、生产制度等因素都会影响气藏水侵,由前文可知该气藏水量极大,前人研究水侵控制因素多为定性分析,这里重点利用层次分析法将定性与定量相结合研究不同地质因素对气藏水侵的影响,并建立水侵综合评价指数。

1) 构造位置

迪那2气藏为典型的背斜气藏,纵向上,气井位置的高低决定了气井避开底水的高度;平面上,距离气水边界的远近则决定了边水的侵入距离。随着气藏的逐渐开发,外部的水体逐渐侵入气藏。将研究区内21口见水气井见水时间与气井避水高度做散点图(图5a),发现气井见水时间与避水高度基本呈正相关,其中,不同类型的井分布无明显相关性。同时,分析见水时间与气井距气水

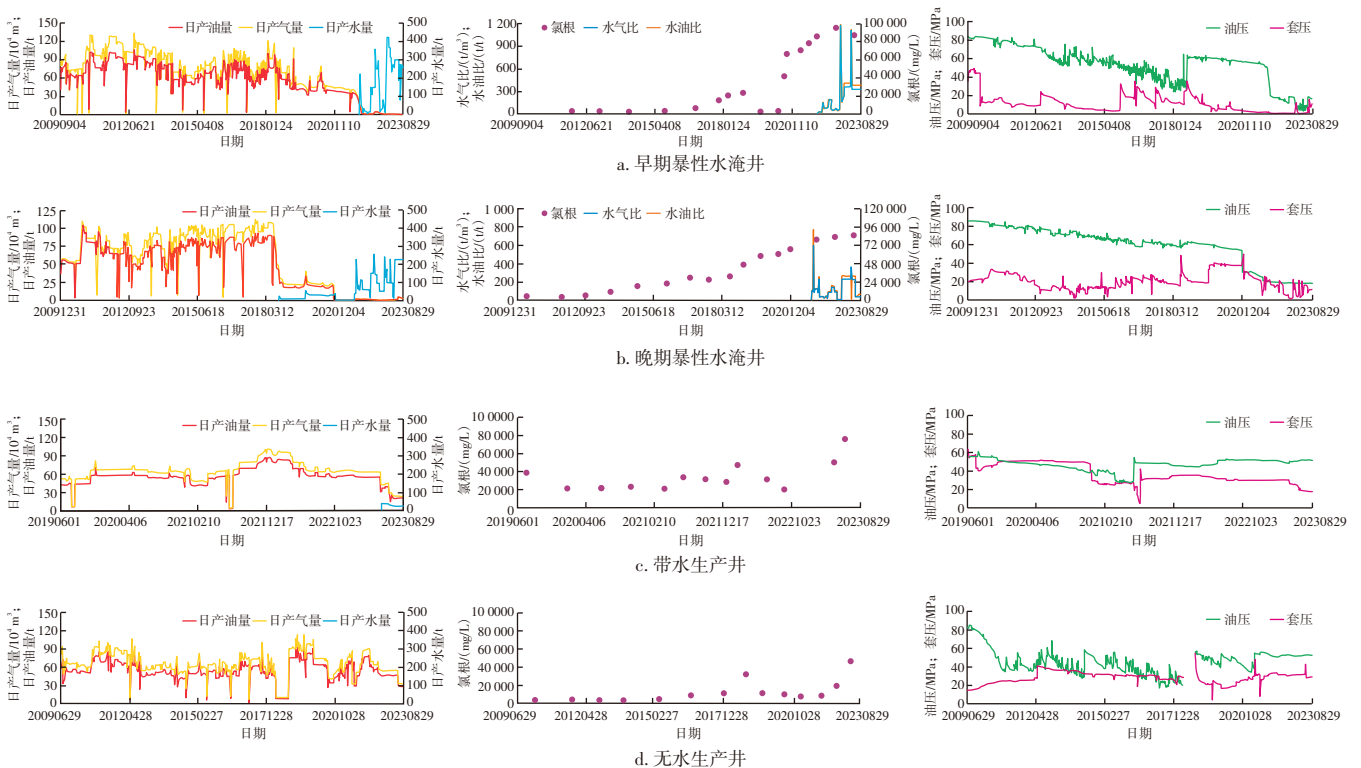


图4 塔里木盆地迪那2气藏生产井分类

Fig. 4 Classification of production wells in Dina-2 gas reservoir, Tarim Basin

边界平面距离的关系(图5b),得出气井的见水时间与气井距气水边界平面的距离呈正相关。在气井投产时间相差不大的条件下,气井构造位置越低,离气水边界越近,气井见水时间越早。而气井产水特征的差异性,与构造关系不大。

2) 断层

迪那2气藏按照一级控带、二级控制局部构造走向、三级为伴生断层的原则进行分级。苏一段共发育断层198条,其中一级逆断层2条,二级逆断层61条,二级正断层17条,三级逆断层96条,三级正断层22条。断层可能是水体入侵气藏的重要通道,而断层的封堵性评价就十分重要。断层封堵,也称断层封闭,是指对油气运移起阻挡作用的断层面或断裂带。

研究主要采用断层泥比率法(ESGR)对断层封堵性^[40]进行评价。当断层泥比率小于14%时,断裂带内部主要发育碎裂岩;当断层泥比率大于等于14%小于等于40%时,断裂带内部主要发育类泥质砂岩;当断层泥比率大于40%时,主要发育泥岩涂抹。统计得出:迪那2气藏过断层共有11口井,其中0口发育碎裂岩,1口主要发育泥岩涂抹,10口发育类泥质砂岩,证明研究区内断层多数为部分有效,断层有效性较差。

3) 隔层

隔层的厚度与底水的水侵存在直接关系,位于气水边界之上的隔层能有效抑制底水锥进提高开采效果,随着隔层厚度的增加,气井的水侵速度显著下降^[41-42]。当

隔层较厚时,底水能量作用较弱,水侵速度较慢。相反,如果隔层较薄,底水能量作用较大,容易形成底水锥进现象。

根据前文对于生产井类型的划分将暴性水淹井与带水生产井进行分类,暴性水淹井整体裂缝线密度介于0.3~0.6条/m,隔层厚度介于15~30 m;带水生产井裂缝线密度则均在0.4条/m以下,隔层厚度普遍大于30 m(图5c)。故由于研究区底水能量较低,隔层又较厚,所以隔层在部分地区对底水起封堵作用,隔层对产水特征影响不大。

4) 地层系数

统计不同类型井带水生产时间与地层系数的关系(图5d),分析可以看出地层系数与带水生产时间存在一定关系但差异不明显。无水生产井与带水生产井的地层系数较高,地层物性较好;暴性水淹井的地层系数较低,其中晚期暴性水淹井的地层系数略好于早期暴性水淹井。统计11口井地层系数与带水生产时间,可以看出地层物性较好时,气井可以维持较长时间的带水生产。

5) 裂缝

由前文研究可知,迪那2气藏裂缝较发育,不同类型的裂缝由于有效性和发育规模的不同,对储渗性的贡献大小不一,对储渗性贡献较大的有效缝主要为构造裂缝。分析天然裂缝线密度与裂缝距断裂的距离、裂缝与断裂夹角的关系,距断裂距离越远,裂缝线密度越低,与断裂的夹角越大(图5e)。

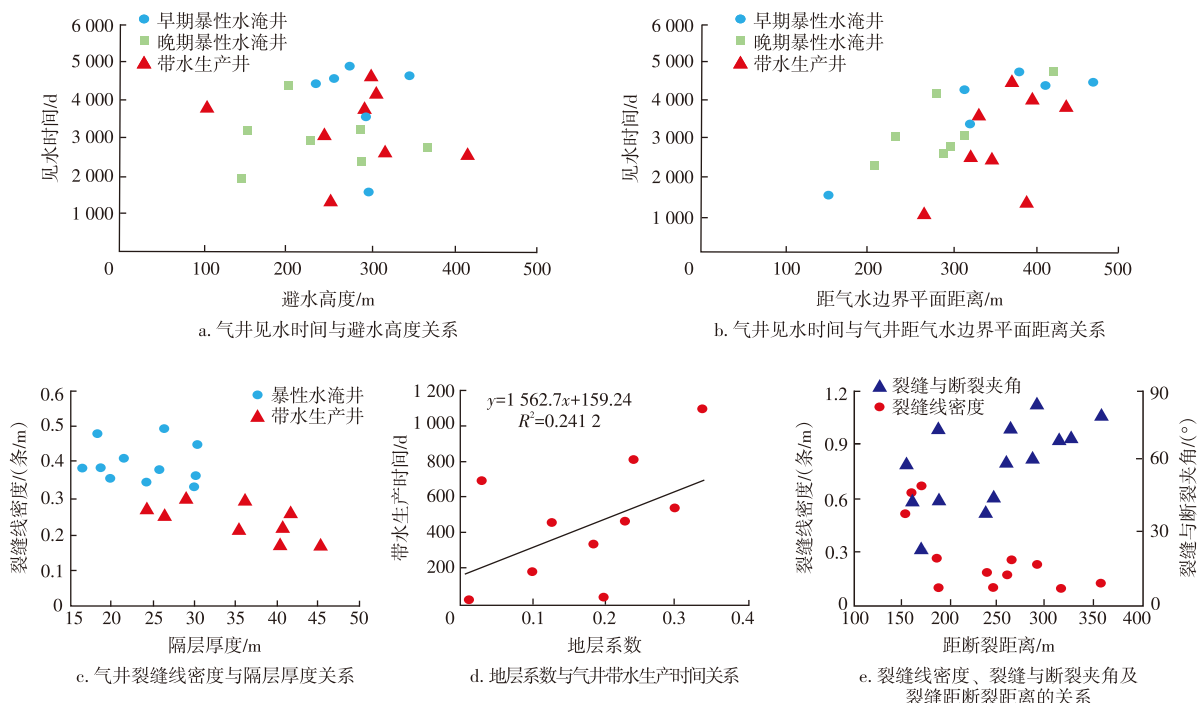


图5 不同水侵因素影响特征

Fig. 5 Influence characteristics of different water invasion factors

6) 不同水侵因素定量评价

根据前文对构造、断层、隔层、地层系数和裂缝的定性分析,得出构造对于水侵特征无显著影响。将其余4个因素与产水量建立关系,产水量与距断层距离和隔层厚度成反比,与裂缝线密度和地层系数成正比。构建关于断层、隔层、裂缝和地层系数4方面的水侵综合评价指数,其模型如下:

$$U = aU_1 + bU_2 + cU_3 + dU_4 \quad (2)$$

式中: U 为水侵综合评价指数; U_1 为经过正向归一化的距断层距离指数参数; U_2 为经过正向归一化的地层系数指数参数; U_3 为经过正向归一化的天然裂缝线密度指数参数; U_4 为经过正向归一化的隔层厚度指数参数; a 、 b 、 c 和 d 分别为 U_1 、 U_2 、 U_3 和 U_4 的权重系数。

相较于其他计算权重系数的方法,层次分析法具有定性定量相结合、逻辑性强且适用性广等优势^[43]。因此,利用该方法构建判断矩阵,计算4个参数的权重系数,计算结果见表1。再对4个参数分别进行归一化处理,并最终得到水侵综合评价指数 U 模型:

$$U = -0.2398U_1 + 0.1594U_2 + 0.4808U_3 - 0.1199U_4 \quad (3)$$

表1 主要参数的层次分析结果

Table 1 Analytic hierarchy process results of key parameters

因素	特征向量	权重系数
裂缝	1.923	0.4808
断层	0.959	0.2398
地层系数	0.638	0.1594
隔层	0.480	0.1199

由水侵综合评价指数(U)模型计算结果可知(表2): $U > 0.20$ 时,裂缝为水侵主控因素; $0.15 < U \leq 0.20$ 时,断层为主控因素; $0.10 < U \leq 0.15$ 时,隔层为主控因素; $U \leq 0.10$ 时,地层系数为水侵主控因素。

表2 水侵综合评价指数影响因素计算结果

Table 2 Calculation results of influencing factors for comprehensive evaluation index of water invasion

井名	主控因素	U_1	U_2	U_3	U_4	U
W27	断层	0.070248	1	0.144737	0.408397	0.163177
W13	隔层	0.028926	0.666667	0.263000	0.904580	0.117322
W11	地层系数	0.049587	0.270000	0.223684	0.904580	0.030235
W28	裂缝	0.111570	0.060606	0.783100	0.553435	0.293064
W21	隔层	0.721000	0.709091	0.539474	0.461834	0.144138
W16	地层系数	1	0.354545	0.244737	0.248091	-0.095360
W34	裂缝	0.607438	0.878788	0.460526	0	0.215836
W35	断层	0.256198	0.272727	0.421053	0.068702	0.176241
W23	裂缝	0	0.242424	0.537100	0.683207	0.214964
W10	地层系数	0.245868	0.515152	0.210526	0.683207	0.042461

4.2 构造裂缝水侵特征影响

基于前文对研究区33口井天然裂缝特征、气井生产动态和气藏水侵特征影响因素的分析,认为构造裂缝是影响致密砂岩气藏水侵特征的主要影响因素。其中,天然裂缝的形态决定了致密砂岩储层的储渗能力,对天然气高产和水侵起重要作用。基于研究区裂缝力学性质和组系的差异,将其分为单一组系裂缝和复杂组系裂缝两类。

单一裂缝是指由地层中发育的单条裂缝或多条不相交的成组平行裂缝。单一组系裂缝中一种是由于受到区域构造应力的影响,发育多条平行构造剪切裂缝,缝面光滑、有效性较高;另一种则是受到构造变形产生的拉张应力影响形成的张性裂缝,缝面较为弯曲,但多为单条出现有效性较低,单一组系裂缝延伸长度较长多介于40~60 cm、开度较大多介于2~3 mm。复杂裂缝是指裂缝之间走向、角度复杂,多条裂缝相互交错,长短不一形成的裂缝,存在相互交切限制,所以裂缝长度普遍较短小于20 cm,开度主要分布在小于1 mm和1~2 mm。

以W4井例(图6),分析了构造裂缝形态对致密砂岩储层天然气高产的影响,将W4井测井资料与产气剖面进行匹配。由成像测井资料可知,苏一段产层受到小断层的影响,其天然裂缝发育密度相对较高,裂缝形态复杂,相互交错,呈现复杂裂缝模式,日产气量占比一般,但日产水量占比极高,水相对产出约50%;苏二段产层由于顶部有一套较厚的泥岩隔层的影响,断层未断穿至苏二段,受断层影响小,天然裂缝发育密度相对较低,裂缝形态简单,多为相互平行的剪切裂缝,呈现单一裂缝模式,其日产水量占比相对较低,其中有部分生产层段仍维持较高产能。

研究区水体侵入气藏共有3类通道:断层、裂缝、砂体,结合通道的成因、流体流动的方式、通道的分布、通道的渗透能力以及发挥的作用,总结出迪那2气藏3类水侵通道模式分别为:优势裂缝型、断缝体局限型、优势裂缝-断层-砂体组合型(图6)。

优势裂缝型是指由相较于其他裂缝,具有更高的渗透率、流体运移能力和影响力的裂缝形成的运移通道,多为多组系网状裂缝。优势裂缝型水侵通道中裂缝提供了明显的流体运移路径,水体沿着裂缝流动,流速通常较快。

断缝体局限型为断层与单一组系裂缝组合形成水侵通道,正断层对于气藏底部水体其垂向运移与断层派生出的裂缝共同组成水体的渗透通道;逆断层与其派生出的裂缝组成的渗流通道,则对于水体的侧向运移起重要作用。

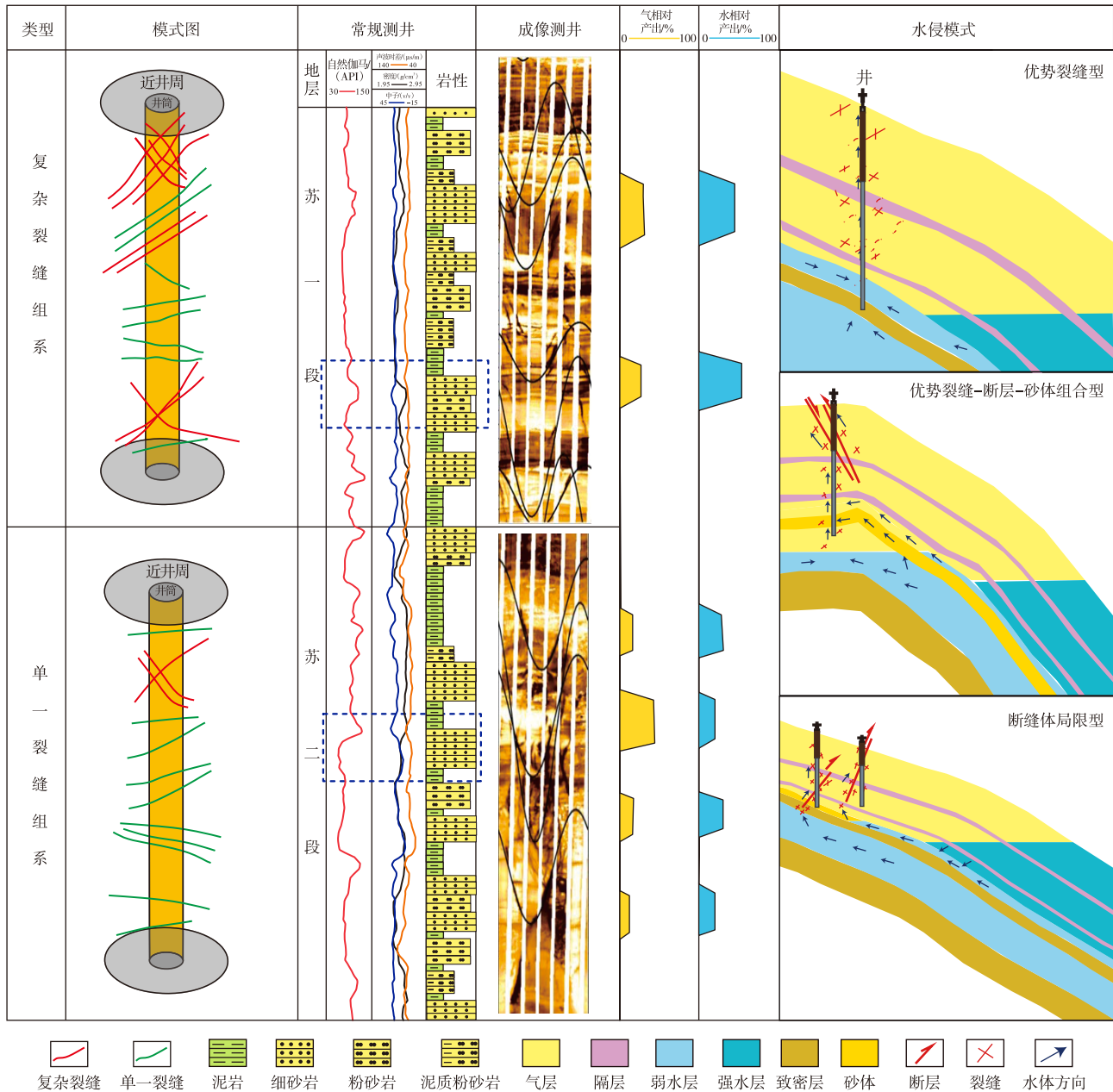


图6 塔里木盆地迪那2气藏典型裂缝发育特征与气藏水侵模式

Fig. 6 Fracture development characteristics and water invasion patterns of Dina-2 gas reservoir, Tarim Basin

优势裂缝-断层-砂体组合型作为水体的运移通道,其渗透性较强,同时分布范围广,在水体进入前是天然气的储存空间,当水体进入后天然气则被排出或者锁死。在储层砂体之中还发育大量裂缝,裂缝相对于砂体渗透率显著提升,可以作为沟通砂体与砂体之间以及砂体内部的运移通道。断层作为大的断裂,其有效性并不高,在研究区内仅有少量断层部分有效,对水体的垂向运移起作用。

5 水侵通道与气水分布特征

随着开发进入中后期迪那2气藏气水界面上移侵入气藏内部,纯气区面积急剧缩减。构造裂缝与其他因素

共同作用形成水侵通道、从而影响了气水分布。根据研究区原始气水分布状态、影响因素和水侵模式的差异划分了5个水侵方向,即构造西翼部向气藏内部、构造北翼部向气藏内部、构造东北部向气藏内部、构造东翼部向气藏内部及构造东南部向气藏内部。

由于不同井区主控因素及水侵模式不同,北部井区砂体厚度大,水侵通道主要表现为优势裂缝-断层-砂体组合型,生产特征多表现为带水生产和晚期暴性水淹,气井见水后仍能保持一定产能继续生产一段时间;东北部井区优势裂缝较为发育且多发育复杂裂缝,主要表现为优势裂缝型水窜模式,气井见水后产水量大,且时间早;西部、东部和东南部井区则为断缝体局限型,也表现为裂

缝水窜,但产水时间较晚。

迪那2气藏水侵形势日益严峻,针对不同类型产水井制定相应的开发技术政策是提高气藏采收率的关键。综合气藏地质背景、水侵主控因素以及开发实践分析认为:应动态调整北部气藏生产制度,降低东北部井区产能,重点开发西部井区剩余气。

6 结论

1) 塔里木盆地迪那2气藏构造裂缝分为剪切裂缝和张性裂缝两类。剪切裂缝主要为受区域构造剪切应力和断层影响形成的天然裂缝,张性裂缝主要是受构造变形影响形成的。根据裂缝形态的不同可以分为单一裂缝和复杂裂缝两类,其中水体进入复杂缝网后,由于其储集性相对较好,相对更均质,所以往往表现为产水量逐渐上升,在初期部分气井产水量相对较低。

2) 塔里木盆地迪那2气藏气井根据其生产特征的差异可以分为早期暴性水淹井、晚期暴性水淹井、带水生产井和无水生产井4类。其中,水淹井主要表现为日产气量、日产油量高,初期峰值产量高,水侵发生后,油气日产量迅速下降,日产水量突然上升,氯根含量增加;带水生产井主要表现为油气产量下降幅度较小,产水量上升缓慢,氯根含量较为稳定,水气比与水油比极低,油压、套压没有下降;无水生产井主要表现为油气日产量高、氯根含量低,油压、套压稳定。

3) 研究区产水特征的差异性,裂缝为主要因素,断层、隔层、地层系数为次要因素,构造为无关因素,以此建立了水侵综合评价指数,并划分了优势裂缝型、断缝体局限型和优势裂缝-断层-砂体组合型3种水侵模式。北部井区主要表现为优势裂缝-断层-砂体组合型,东北部井区优势裂缝较为发育且多发育复杂裂缝,西部、东部和东南部井区则为断缝体局限性。

参考文献

- [1] 胡文革, 马龙杰, 汪彦, 等. 关于塔里木盆地深层油气藏高效开发的实践与思考[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(4): 519-528.
HU Wenge, MA Longjie, WANG Yan, et al. Application and reflections on efficient development of deep oil and gas reservoirs in Tarim Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(4): 519-528.
- [2] 杨宪彰, 黄亚浩, 王斌, 等. 深层寒武系成岩流体演化与油气成藏: 以塔里木盆地库车坳陷托探1井为例[J]. 油气藏评价与开发, 2025, 15(3): 382-393.
YANG Xianzhang, HUANG Yahao, WANG Bin, et al. Oil and gas accumulation and diagenetic fluid evolution in deep Cambrian strata: A case study of well Tuotan 1, Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(3): 382-393.
- [3] 王清华, 杨海军, 杨威. 库车坳陷超深层碎屑岩油气地质研究新进展和下步勘探方向[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(1): 70-83.
WANG Qinghua, YANG Haijun, YANG Wei. New progress and future exploration targets in petroleum geological research of ultra-deep clastic rocks in Kuqa Depression, Tarim Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(1): 70-83.
- [4] 张荣虎, 王珂, 王俊鹏, 等. 塔里木盆地库车坳陷克深构造带克深8区块裂缝性低孔砂岩储层地质模型[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(9): 1264-1273.
ZHANG Ronghu, WANG Ke, WANG Junpeng, et al. Reservoir geological model of fracture low porosity sandstone of Keshen 8 wellblock in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(9): 1264-1273.
- [5] 王珂, 张荣虎, 余朝丰, 等. 塔里木盆地库车坳陷北部构造带侏罗系阿合组储层特征及控制因素[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(5): 623-635.
WANG Ke, ZHANG Ronghu, YU Chaofeng, et al. Characteristics and controlling factors of Jurassic Ahe reservoir of the northern tectonic belt, Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(5): 623-635.
- [6] 陆金明. 塔里木盆地迪那2气田离散裂缝网络模型建立[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2019.
LU Jinming. Modeling of discrete fracture network in Dina 2 gas field, Tarim Basin[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2019.
- [7] 薛一帆, 王志刚, 黄亚浩, 等. 深层-超深层走滑断裂带储层流体来源与油气成藏过程研究: 以塔里木盆地富满油田为例[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(4): 549-559.
XUE Yifan, WEN Zhigang, HUANG Yahao, et al. Study on reservoir fluid source and hydrocarbon accumulation process in deep to ultra-deep strike-slip fault zone: A case study of Fuman Oilfield, Tarim Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(4): 549-559.
- [8] 张银涛, 谢舟, 袁敬一, 等. 塔里木盆地富满油田超深层碳酸盐岩储层裂缝测井识别: 以果勒东I区为例[J]. 断块油气田, 2025, 32(5): 826-834.
ZHANG Yintao, XIE Zhou, YUAN Jingyi, et al. Fracture identification of ultra-deep carbonate reservoirs by logging in Fuman Oilfield, Tarim Basin: taking Guoledong I area as an example[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2025, 32(5): 826-834.
- [9] 姜鹏鹏, 刘亚雷, 周新桂, 等. 塔里木盆地柯坪断隆早古生代断裂构造特征: 以柯坪南地区为例[J]. 现代地质, 2024, 38(5): 1248-1257.
JIANG Kunpeng, LIU Yalei, ZHOU Xingui, et al. Fault structural characteristics of the early Paleozoic in the Keping fault-uplift, Tarim Basin: A case study in the southern Keping area[J]. Geoscience, 2024, 38(5): 1248-1257.
- [10] 李继强, 张卫, 戚会清, 等. 基于组合赋权的超深层气藏效益建产评价[J]. 重庆科技大学学报(自然科学版), 2024, 26(4): 20-27.
LI Jiqiang, ZHANG Wei, QI Huiqing, et al. Evaluation of ultra-deep gas reservoirs benefit construction based on combined weight[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology(Natural Science Edition), 2024, 26(4): 20-27.
- [11] 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.
JIA Ailin, TANG Haifa, HAN Yongxin, et al. The distribution of gas

- and water and development strategy for deep-buried gasfield in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(6): 908-918.
- [12] 郭巧珍,李道清,仇鹏,等.克拉美丽火山岩凝析气藏产水规律及产水模式[J].西南石油大学学报(自然科学版),2024,46(5):106-114. GUO Qiaozhen, LI Daoqing, QIU Peng, et al. Water-yielding laws and patterns of volcanic condensate gas reservoir in Kalameili[J]. *Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition)*, 2024, 46(5): 106-114.
- [13] 蔡潇,高玉巧,何希鹏,等.陆相页岩层系纹层组合特征及烃类富集机制:以苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组二段为例[J].石油勘探与开发,2025,52(6):1315-1327. CAI Xiao, GAO Yuqiao, HE Xipeng, et al. Lamina combination characteristics and hydrocarbon enrichment mechanism of continental shale formations: A case study of the second member of the Paleogene Funing Formation in the Qintong Sag, Subei Basin, China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2025, 52(6): 1315-1327.
- [14] 贾承造,郑民,张永峰.中国非常规油气资源与勘探开发前景[J].石油勘探与开发,2012,39(2):129-136. JIA Chengzao, ZHENG Min, ZHANG Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(2): 129-136.
- [15] 袁静,曹宇,李际,等.库车坳陷迪那气田古近系裂缝发育的多样性与差异性[J].石油与天然气地质,2017,38(5):840-850. YUAN Jing, CAO Yu, LI Ji, et al. Diversities and disparities of fracture systems in the Paleogene in DN gas field, Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(5): 840-850.
- [16] 杨扬,赖雅庭,张心怡,等.含水致密气藏特征、开发风险与有效动用对策:以苏里格气田含水区为例[J].中国石油勘探,2023,28(6):121-133. YANG Yang, LAI Yating, ZHANG Xinyi, et al. Characteristics, development risks and effective producing countermeasures of water-bearing tight gas reservoir: a case study of water-bearing area in Sulige Gasfield[J]. *China Petroleum Exploration*, 2023, 28(6): 121-133.
- [17] 李明强,马梓珂,唐松,等.四川盆地磨溪地区龙王庙组碳酸盐岩气藏水侵规律[J].天然气地球科学,2024,35(2):366-378. LI Mingqiang, MA Zike, TANG Song, et al. Water invasion law of carbonate gas reservoir of Longwangmiao Formation in Moxi area, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2024, 35(2): 366-378.
- [18] 冯曦,彭先,李隆新,等.碳酸盐岩气藏储层非均质性对水侵差异化的影响[J].天然气工业,2018,38(6):67-75. FENG Xi, PENG Xian, LI Longxin, et al. Influence of reservoir heterogeneity on water invasion differentiation in carbonate gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(6): 67-75.
- [19] 冯异勇,贺胜宁.裂缝性底水气藏气井水侵动态研究[J].天然气工业,1998,18(3):40-44. FENG Yiyong, HE Shengning. A research on water invasion performance of the gas wells in fractured bottom water reservoir[J]. *Natural Gas Industry*, 1998, 18(3): 40-44.
- [20] 徐小童,曾联波,董少群,等.塔里木盆地库车坳陷克深气藏超深层致密砂岩储层天然裂缝发育特征及对水侵的影响[J].石油实验地质,2024,46(4):812-822. XU Xiaotong, ZENG Lianbo, DONG Shaoqun, et al. Fracture development characteristics and their influence on water invasion of ultra-deep tight sandstone reservoirs in Keshen gas reservoir of Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024, 46(4): 812-822.
- [21] LIU G P, ZENG L B, ZHU R K, et al. Effective fractures and their contribution to the reservoirs in deep tight sandstones in the Kuqa Depression, Tarim Basin, China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2021, 124: 104824.
- [22] JIA C Z, GU J Y, ZHANG G Y. Geological constraints of giant and medium-sized gas fields in Kuqa Depression[J]. *Chinese Science Bulletin*, 2002, 47(suppl. 1): 47-54.
- [23] 袁静,李欣尧,李际,等.库车坳陷迪那2气田古近系砂岩储层孔隙构造-成岩演化[J].地质学报,2017,91(9):2065-2078. YUAN Jing, LI Xinyao, LI Ji, et al. Tectonic-diagenetic evolution of Paleocene tight sandstone reservoir pores in the DN2 gas field of Kuqa Depression[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2017, 91(9): 2065-2078.
- [24] 吕志凯,张建业,张永宾,等.超深层裂缝性致密砂岩气藏储层连通性及开发启示:以塔里木盆地库车坳陷克深2气藏为例[J].断块油气田,2023,30(1):31-37. LYU Zhikai, ZHANG Jianye, ZHANG Yongbin, et al. Reservoir connectivity of ultra-deep fractured tight sandstone gas reservoir and development enlightenment: taking Keshen 2 gas reservoir in Kuqa Depression of Tarim Basin as an example[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2023, 30(1): 31-37.
- [25] 张学平,刘友权,张鹏飞,等.大川中沙溪庙致密砂岩储层支撑裂缝导流能力的影响因素[J].石油与天然气化工,2024,53(3):92-97. ZHANG Xueping, LIU Youquan, ZHANG Pengfei, et al. Influencing factors of the fracture conductivity of propped cracks in the Shaximiao tight sandstone reservoir in central Sichuan[J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2024, 53(3): 92-97.
- [26] YAN W H, LI J M, WANG D M, et al. Geological characteristics and sedimentary reservoir of Dina 2 gas field in Kuqa depression[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2009, 20(1): 86-93.
- [27] 陈袁,廖发明,吕波,等.塔里木盆地迪那2气田古近系离散裂缝表征与建模[J].岩性油气藏,2022,34(3):104-116. CHEN Yuan, LIAO Faming, LYU Bo, et al. Discrete fracture characterization and modeling of Paleogene in Dina-2 gas field, Tarim Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2022, 34(3): 104-116.
- [28] 朱光有,杨海军,张斌,等.塔里木盆地迪那2大型凝析气田的地质特征及其成藏机制[J].岩石学报,2012,28(8):2479-2492. ZHU Guangyou, YANG Haijun, ZHANG Bin, et al. The geological feature and origin of Dina 2 large gas field in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2012, 28(8): 2479-2492.
- [29] 赵文智,汪泽成,黄福喜,等.中国陆上叠合盆地超深层油气成藏条件与勘探地位[J].石油学报,2023,44(12):2020-2032. ZHAO Wenzhi, WANG Zecheng, HUANG Fuxi, et al. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration position of ultra-deep reservoirs in onshore superimposed basins of China[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2023, 44(12): 2020-2032.
- [30] 潘国锋.塔里木迪那2气田古近系一新近系异常压力特征与成因分析[D].北京:中国石油大学(北京),2016. PAN Guofeng. Characteristics and genetic analysis of Paleogene-Neogene abnormal pressure in Dina-2 gas field, Tarim[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2016.
- [31] 何贵松,孙斌,高玉巧,等.川东南地区二叠系茅口组一段非常规天然气富集高产主控因素[J].石油勘探与开发,2025,52(2):362-373. HE Guisong, SUN Bin, GAO Yuqiao, et al. Regional superimposed basins of China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2025, 52(2): 362-373.

- HE Guisong, SUN Bin, GAO Yuqiao, et al. Main factors controlling unconventional gas enrichment and high production in the first member of Permian Maokou Formation, southeastern Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2025, 52(2): 362-373.
- [32] 吴永平, 昌伦杰, 陈文龙, 等. 裂缝表征及建模在迪那2气田的应用[J]. *断块油气田*, 2015, 22(1): 78-81.
- WU Yongping, CHANG Lunjie, CHEN Wenlong, et al. Application of fracture characterization and modeling in Dina-2 gas field[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2015, 22(1): 78-81.
- [33] 周文. 裂缝性油气储集层评价方法[M]. 成都: 四川科技出版社, 1998.
- ZHOU Wen. Evaluation method of fractured oil and gas reservoirs [M]. Chengdu: Sichuan Science and Technology Press, 1998.
- [34] 徐珂, 张辉, 刘新宇, 等. 库车坳陷深层裂缝性储层现今地应力特征及其对天然气勘探开发的指导意义[J]. *油气地质与采收率*, 2022, 29(2): 34-45.
- XU Ke, ZHANG Hui, LIU Xinyu, et al. Current in-situ stress characteristics of deep fractured reservoirs in Kuqa Depression and its guiding significance to natural gas exploration and development [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2022, 29(2): 34-45.
- [35] 马海陇, 蒋林, 姜应兵, 等. 塔里木盆地先巴扎地区走滑断裂特征及石油地质意义[J]. *断块油气田*, 2024, 31(2): 266-275.
- MA Hailong, JIANG Lin, JIANG Yingbing, et al. Characteristics of strike-slip faults in Xianbazha area of Tarim Basin and its petroleum geological significance[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2024, 31(2): 266-275.
- [36] ZENG L B, GONG L, ZHANG Y Z, et al. A review of the genesis, evolution, and prediction of natural fractures in deep tight sandstones of China[J]. *AAPG Bulletin*, 2023, 107(10): 1687-1721.
- [37] 赵文韬, 侯贵廷, 孙雄伟, 等. 库车东部碎屑岩层厚和岩性对裂缝发育的影响[J]. *大地构造与成矿学*, 2013, 37(4): 603-610.
- ZHAO Wentao, HOU Guiting, SUN Xiongwei, et al. Influence of layer thickness and lithology on the fracture growth of clastic rock in east Kuqa[J]. *Geotectonica et Metallogenia*, 2013, 37(4): 603-610.
- [38] BAYTOK S, PRANTER M J. Fault and fracture distribution within a tight-gas sandstone reservoir: Mesaverde Group, Mamm Creek Field, Piceance Basin, Colorado, USA[J]. *Petroleum Geoscience*, 2013, 19: 203-222.
- [39] 贾爱林, 闫海军, 唐海发, 等. 中国深层、超深层气藏开发关键技术及对策建议[J]. *天然气工业*, 2024, 44(1): 119-127.
- JIA Ailin, YAN Haijun, TANG Haifa, et al. Key technologies and countermeasures for the development of deep and ultra-deep gas reservoirs in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(1): 119-127.
- [40] YIELDING G. Shale gouge ratio-calibration by geohistory[J]. *Norwegian Petroleum Society Special Publications*, 2002, 11: 1-15.
- [41] 李锦, 王新海, 朱黎鹂, 等. 气藏产水来源综合判别方法研究[J]. *天然气地球科学*, 2012, 23(6): 1185-1190.
- LI Jin, WANG Xinhai, ZHU Liyao, et al. A study of comprehensive discriminant methods of the source of water-yielding in gas reservoirs [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2012, 23(6): 1185-1190.
- [42] 杨东升, 谢坤, 殷庆国, 等. 边底水气藏水侵规律研究现状与展望 [J]. *天然气地球科学*, 2024, 35(7): 1304-1322.
- YANG Dongsheng, XIE Kun, YIN Qingguo, et al. Research status and prospect of water intrusion law in edge and bottom water gas reservoirs[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2024, 35(7): 1304-1322.
- [43] 白雪峰, 王民, 王鑫, 等. 四川盆地东北部侏罗系凉高山组页岩油甜点与富集区评价[J]. *地球科学*, 2024, 49(12): 4483-4500.
- BAI Xuefeng, WANG Min, WANG Xin, et al. Evaluation of shale oil sweet spot and rich area in Jurassic Lianggaoshan Formation, Northeast Sichuan Basin[J]. *Earth Science*, 2024, 49(12): 4483-4500.

(编辑 李青)