

引用本文:王若谷,乔向阳,周进松,等.致密砂岩气运移的临界动力学条件探讨[J].石油实验地质,2024,46(3):532-541.DOI:10.11781/sysydz202403532.

WANG Ruogu, QIAO Xiangyang, ZHOU Jinsong, et al. Critical dynamic conditions for gas migration in tight sandstone[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2024, 46(3): 532-541. DOI: 10.11781/sysydz202403532.

致密砂岩气运移的临界动力学条件探讨

王若谷¹, 乔向阳¹, 周进松¹, 雷裕红², 曹 军¹, 银 晓¹, 朱耿博¹

1. 陕西延长石油(集团)有限责任公司 天然气研究院, 西安 710065;

2. 中国科学院 地质与地球物理研究所, 北京 100029

摘要:物理模拟是认识地下油气运移和聚集机理的重要方法和手段,为了更深入地认识深层条件下致密储层天然气运移的机理,以延安气田上古生界山西组致密砂岩气为例,设计了实验模型和边界条件。基于超低渗岩石多相渗流核磁共振在线模拟实验,探讨致密砂岩中天然气运移的临界压力、临界物性动力学条件,进而分析影响天然气运移的控制因素。选取山西组不同砂岩类型包括石英净砂岩、富石英低塑性颗粒岩屑石英砂岩、富塑性颗粒岩屑砂岩和富凝灰质杂基石英砂岩样品,代表不同孔渗分布区间的岩石相储层,进行了恒定低注入流量、不同流速(流量)和不同压差充注实验。结果表明,致密砂岩储层的临界充注压力主要受岩石相和渗透率控制,渗透率较高的优势岩石相具有更低的临界充注压力,石英净砂岩天然气临界注入压力一般小于 1.2 MPa,即使是物性很差的富塑性颗粒岩屑砂岩和富凝灰质杂基石英砂岩的天然气临界注入压力一般也小于 1.5 MPa。同时,致密砂岩也没有绝对的天然气充注物性下限,但致密砂岩的充注效率、含气饱和度与储层物性,尤其是渗透率呈正相关,优势岩石相越发育、渗透率越高,充注效率和含气饱和度也越高。

关键词:岩石相;驱替实验;充注压力;动力学条件;天然气运移;致密砂岩气

中图分类号:TE122.12

文献标识码:A

DOI:10.11781/sysydz202403532

Critical dynamic conditions for gas migration in tight sandstone

WANG Ruogu¹, QIAO Xiangyang¹, ZHOU Jinsong¹,

LEI Yuhong², CAO Jun¹, YIN Xiao¹, ZHUGENG Bolun¹

1. Natural Gas Research Institute of Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Co., LTD., Xi'an, Shaanxi 710065, China;

2. Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100029, China

Abstract: Physical simulation serves as a crucial method for understanding the mechanisms of underground oil and gas migration and accumulation. To gain a deeper understanding of gas migration mechanisms in tight reservoirs under deep geological conditions, experimental models and boundary conditions were designed using the tight sandstone gas reservoirs of the Upper Paleozoic Shanxi Formation in the Yan'an Gas Field as a case study. Based on ultra-low permeability rock multiphase flow nuclear magnetic resonance online simulation experiments, the study investigated the critical pressure and dynamic conditions governing gas migration in tight sandstone, while also analyzing the factors influencing gas migration and accumulation. Different types of sandstones from the Shanxi Formation were selected, including quartz clean sandstone, quartz-rich low-plasticity particle detrital quartz sandstone, plastic particle-rich detrital sandstone, and tuffaceous matrix-rich quartz sandstone samples, representing reservoir rock facies with different porosity and permeability distributions. Experiments with constant low injection flow rates, different flow velocities (flow rates), and different pressure differences were conducted. The findings indicate that the critical charging pressure of tight sandstone reservoirs is primarily influenced by rock facies and permeability. Dominant rock facies with higher permeability exhibit lower critical charging pressures. For instance, the critical injection pressure of pure quartz sandstone gas typically falls below 1.2 MPa, while it generally remains below 1.5 MPa even for plastic-rich granular lithic sandstones and tuff-rich hybrid quartz sandstones with inferior physical properties. Furthermore, there exists no absolute lower limit for the gas charging physical properties of tight sandstone. However, the charging efficiency and gas saturation of tight sand-

收稿日期(Received):2023-06-19;修订日期(Revised):2024-04-08;出版日期(Published):2024-05-28.

作者简介:王若谷(1985—),女,博士,高级工程师,从事天然气勘探地质综合研究工作。E-mail:wrg_8922@163.com。

基金项目:国家科技重大专项“延安地区陆相页岩气勘探开发关键技术”(2017ZX05039)资助。

© Editorial Office of Petroleum Geology & Experiment. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license.

stone are positively correlated with reservoir physical properties, particularly permeability. The more developed the dominant rock facies and the higher the permeability, the higher the charging efficiency and gas saturation.

Key words: rock facies; displacement experiment; charging pressure; dynamic condition; natural gas migration; tight sandstone gas

随着油气勘探开发技术的快速发展,近年来越来越多新领域、新类型的非常规油气藏被发现,油气成藏的地质条件(埋深、岩性、物性等)也在不断被突破,如塔里木盆地 7 000 m 以深获得高产轻质原油、中国南方海相发现一批中大型气田、大庆古龙陆相页岩油获十亿吨级储量、鄂尔多斯盆地西南部陇东地区古生界本溪组铝土岩气藏钻遇 $67.38 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的高产工业气流^[1-3]等。随着勘探的不断突破,油气的生、储、盖、圈、运、保六大成藏要素地质理论也在不断丰富发展;油气成藏机理由以常规圈闭富集保存与浮力成藏为核心转变为非常规油气自封闭作用与分子间作用力为核心^[4]。可动烃数量与品质是决定页岩油能否经济开发的关键^[5];常规—非常规油气有序共生与全油气系统概念的提出,指示了未来全油气系统研究的发展方向^[6-7]。页岩油气、致密油气作为一种重要的非常规油气资源,近年来在我国油气增储上产中占有非常重要的地位。基于非常规油气的勘探实践,人们在油气成藏地质理论方面做了大量研究工作,研究侧重点也从运聚终点(圈闭)转向运聚全过程(路径)^[8-10],揭示了页岩油气、致密油气等非常规油气的赋存规律,有效指导了勘探实践。但对于如何正确理解页岩、致密砂岩等非常规储层中流体的运聚过程,仍非常困难。

物理模拟是认识地下油气运移和聚集机理的重要方法和手段。张立宽等^[11]以塔里木盆地库车坳陷致密砂岩储层为例,通过氮气驱水运移模拟实验,分析真实砂岩孔隙介质中天然气的微观运移机理^[11];林晓英等^[12]以鄂尔多斯盆地苏里格气田山西组—石盒子组和四川盆地须家河组低渗透砂岩为例,使用氦气进行低渗透砂岩充注实验,分析气体

运移方式^[12];范俊佳等^[13]以塔里木盆地库车坳陷致密砂岩储层为例,采用氦气进行致密储层运移模拟实验,分析致密砂岩中天然气运移相态的变化;房涛等^[14]以川西地区须家河组致密砂岩储层为例,使用氦气进行了核磁共振气体驱替实验,分析天然气运移特征。为了更深入地认识深层条件下致密储层天然气运移的机理,本文根据对延安气田上古生界致密砂岩气实际地质特征的认识,设计实验模型和边界条件,利用能够实现高精度测量的超低渗岩石多相渗流核磁共振在线模拟实验系统,选择不同储层的代表性岩心样品进行岩心驱替实验,运用核磁共振“原位”观测流体在岩心中流动过程,实时记录注入压力的变化,分析饱和度影响因素,进而探讨天然气进入致密砂岩储层的临界动力学条件。

1 实验设备和在线观测方法

1.1 实验设备

实验设备采用中国科学院地质与地球物理研究所高温高压核磁共振在线模拟测试平台,该实验测试系统主要包括 5 个单元(图 1),分别为高压流体注入单元、高温高压控制单元、高温高压核磁共振岩心夹持器、核磁共振测试装置(北京斯派克科技发展有限公司, SPEC-023-B 型)和计算机中央控制单元。其中高压流体注入单元主要由驱替泵(美国 Teledyne Isco, 260D)、缓冲容器(江苏珂地, KD-Buffer7000)、压力监控表(NHR-5100)等组成。实验耐受温度为 150 °C,最大注入压力为 50 MPa,能够满足盆地深层高温高压条件下渗流模拟实验的要求。高温高压控制单元系统通过环压泵(江苏珂地, KDHB-70)可以控制实验压力,系统温度控制范围为室温至 150 °C,压力控制范围为

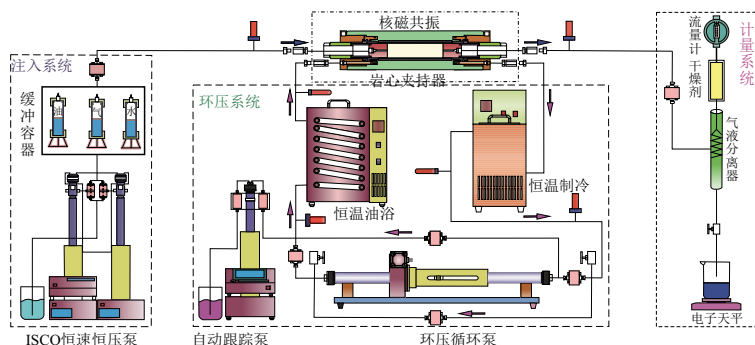


图 1 高温高压多相渗流核磁共振在线模拟系统示意

Fig.1 Schematic diagram of NMR online simulation system for multiphase seepage with high temperature and high pressure

0~100 MPa,调节精度为0.1 MPa。高温高压核磁共振岩心夹持器是用来夹持、保护待测样品并密封端面的器具,耐压100 MPa,耐温150 ℃,在核磁共振测量、注入系统和环压系统的配合下,模拟井下温度、压力条件,完成高温高压在线核磁共振测试。核磁共振测试装置是实验系统的核心组成,该装置是专为低渗岩石物性测试和高温高压多相渗流模拟实验设计,主要用于在线测量储层岩心的孔隙度、渗透率、孔径和微裂缝分布、润湿性、含油饱和度、可动水饱和度等多种参数。计算机中央控制系统主要包括压力、温度控制软件及核磁共振测量软件。

1.2 在线观测方法

真实致密砂岩油气充注实验中存在的难题是如何在线动态测试砂岩内部不同运移时刻的流体分布和含油气饱和度,多数实验研究都采用测试实验前后岩心重量差值的方法得到含油气饱和度,但是致密砂岩孔隙度低、饱和流体量少,传统方法无法准确地得到含油气饱和度数据,更不能测量油气驱替过程中的饱和度变化。为此,我们通过核磁共振成像技术(MRI)观测油气入侵孔隙空间的分布,利用核磁共振 T_2 谱测量致密砂岩流体分布信息及定量参数。

根据核磁共振的原理,当含水(或油)岩心样品处于均匀磁场中,流体所含的氢核会被磁场极化,宏观上表现出一个磁化矢量,此时对样品施加一定频率的射频场就会产生核磁共振;随后撤掉射频场,信号幅度就会随时间呈指数衰减,其衰减的快慢用横向弛豫时间 T_2 表示。尽管影响 T_2 弛豫时间长短的机制主要有表面弛豫、体弛豫及扩散弛豫,但是当磁场很均匀、扩散系数不大且假设岩石孔隙具有规则几何形状的情况下,扩散弛豫和体弛豫可忽略不计,这时弛豫时间的长短由孔隙的比表面大小决定,因而,通过数学反演计算的核磁共振 T_2 谱,反映了含 H^+ 的流体在不同大小孔隙内的分布。

对于致密砂岩中气体的岩心驱替实验,不同时

刻的气相饱和度测试方法是:使用水作为饱和和流体,利用氮气作为驱替气体,初始饱和状态条件下的 T_2 谱反映了不同大小孔隙和喉道的分布(图2a), T_2 谱的积分面积表征了全部孔隙中的含水量;一旦气体开始进入到致密砂岩内,部分孔隙和喉道被没有核磁信号的氮气占据,核磁共振 T_2 谱信号幅度减小,反映了气体侵入之后仍被水占据的不同大小孔隙的分布(图2b)。利用饱和水状态的 $T_{2(0)}$ 谱减去气体侵入特定时刻的 $T_{2(i)}$ 谱,可以定量表征特定运移时刻天然气在不同区间孔隙喉道中所占的比例。因而,以初始状态的 T_2 谱为基值,气体运移某时刻 T_2 谱减少的面积占初始面积的百分比即为该时刻的致密砂岩中的含气饱和度 S_g :

$$S_g = \frac{\sum T_{2(0)} - \sum T_{2(i)}}{\sum T_{2(0)}}$$

式中: $T_{2(0)}$ 是初始饱和水的 T_2 谱; $T_{2(i)}$ 是驱替过程中水的 T_2 谱。

超低渗—致密储层的天然气充注实质是多孔介质中天然气驱替孔隙空间水相流体的不混溶两相流动过程,该过程主要受到储层岩石毛细管压力和启动压力的影响,只有施加的天然气相压力超过特定储层岩石毛细管阈值压力时,天然气才能侵入储层岩石发生运移,这个阈值压力被称作为储层岩石的临界天然气充注压力。在实验过程中,当气体开始能够进入岩心并驱替出岩心中流体时,核磁共振 T_2 谱信号开始减小,该时刻所对应的注入压力记为气相临界注入压力。当驱替压力不断增大,直至最终 T_2 谱不再发生变化,即含气饱和度达到准稳定值,该时刻所对应的注入压力记为准稳定压力。

1.3 实验的样品和流程

实验样品选自鄂尔多斯盆地东南部延安气田上古生界山西组,属于一套海陆过渡相三角洲沉积体系^[15],储集体类型主要为三角洲前缘水下分流河道、河口坝砂体,储层埋深2 800~3 500 m,非均

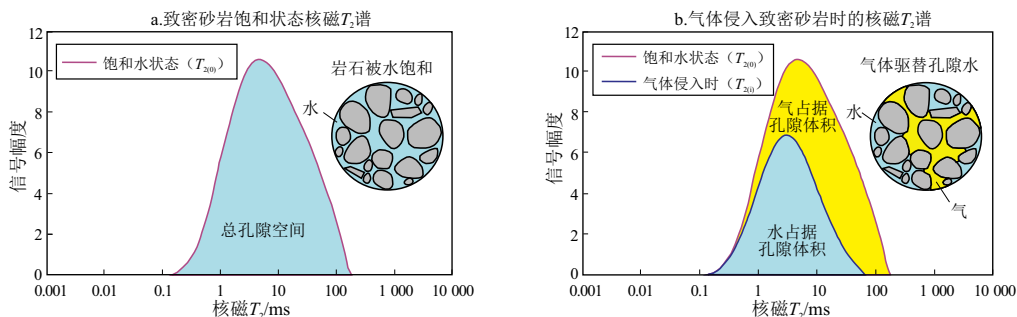


图2 致密砂岩气充注过程中气体饱和度的测量示意

Fig.2 Measurement diagram of gas saturation during gas charging in tight sandstone

质性较强,物性较差,一般孔隙度约为 4%~10%,空气渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ [16-18]。考虑到致密砂岩储层非均质性强,具有不同岩石学特征的储层在成岩演化过程中,其孔隙类型、孔隙结构及发育程度等存在较大的差异,储集性能也各不相同。为了使实验结果更具有说服力,本次气体驱替实验的砂岩类型包括石英净砂岩、富石英低塑性颗粒岩屑石英砂岩、富塑性颗粒岩屑砂岩和富凝灰质杂基石英砂岩,分别代表了不同孔渗分布区间的岩石相储层。

气体驱替实验的注入流体为氮气,环境条件下氮气密度为 $0.001 16 \text{ g/cm}^3$,黏度为 $0.018 \text{ mPa} \cdot \text{s}$;氮气注入实验的岩心饱和流体为去离子水,密度为 $0.998 2 \text{ g/cm}^3$,黏度为 $1.05 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。实验中环压流体为无氢的全氟烃油,其不具有核磁共振信号。实验施加围压 25 MPa ,温度为 $20 \text{ }^\circ\text{C}$ 。实验采用测量序列(CPMG 序列)对岩心进行核磁共振测量,共振频率 10.11 MHz ,回波间隔 $100 \mu\text{s}$,等待时间

5 s,扫描次数 128 次,回波采样个数 16 384 个。

具体实验流程如下:①选取规则的圆柱塞岩心样品,对岩心称量干重后放置于真空饱和系统中抽真空加压饱和水,并测量岩心的孔隙度,用于核磁测量孔隙度的标定;②将岩心放置于岩心夹持器内,并记录初始状态下岩心的 T_2 谱;③启动驱替泵,以一定的注入流速往样品中注入氮气;④实时记录核磁共振 T_2 谱、注入压力、流量等参数,直到核磁共振 T_2 谱稳定。

2 不同物性系列储层天然气充注实验

2.1 实验条件

选取研究区代表不同类型岩石相的砂岩样品,开展了一系列恒定低注入流量(0.5 mL/min)的驱替实验(表 1),分别测试了致密砂岩天然气临界注入压力($P_{\text{临界}}$)、准稳定压力($P_{\text{准稳定}}$),并计算了在准稳定压力状态下的含气饱和度,目的是了解天然

表 1 鄂尔多斯盆地延安气田山西组不同物性系列恒流速实验结果统计

Table 1 Statistics of series results of experiments with different physical properties at a constant flow rate of Shanxi Formation, Yan'an Gas Field, Ordos Basin

岩心编号	孔隙度/ %	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	岩石相	$P_{\text{临界}}/MPa$	$P_{\text{准稳定}}/MPa$	饱和度(S_g)/ %	驱替时间/ min
Y18	4.33	0.040	富凝灰质杂基石英砂岩	0.94	10.55	8.06	610
Y19	3.92	0.011	富凝灰质杂基石英砂岩	1.08	12.05	10.65	500
Y31	5.31	0.044	富塑性颗粒岩屑砂岩	0.90	11.70	7.60	900
Y32	3.12	0.012	富塑性颗粒岩屑砂岩	1.06	10.04	9.08	500
Y33	6.20	0.010	富塑性颗粒岩屑砂岩	1.25	9.11	17.09	490
Y34	5.59	0.020	富塑性颗粒岩屑砂岩	0.99	7.09	17.74	530
Y35	6.30	0.026	富塑性颗粒岩屑砂岩	0.98	11.23	10.03	550
Y36	3.69	0.013	富塑性颗粒岩屑砂岩	1.24	9.37	8.91	510
Y37	5.51	0.050	富塑性颗粒岩屑砂岩	1.01	4.06	14.06	650
Y40	7.06	0.129	贫塑性颗粒岩屑石英砂岩	0.79	1.25	27.24	870
Y41	6.43	0.090	贫塑性颗粒岩屑石英砂岩	1.12	4.36	21.69	2 300
Y43	8.04	0.150	贫塑性颗粒岩屑石英砂岩	0.94	4.57	48.76	2 400
Y44	9.31	0.120	贫塑性颗粒岩屑石英砂岩	1.05	3.96	44.09	2 110
Y72	8.94	0.031	贫塑性颗粒岩屑石英砂岩	1.08	5.98	20.88	2 050
Y73	7.44	0.027	贫塑性颗粒岩屑石英砂岩	0.89	8.06	27.03	3 000
Y74	5.77	0.038	贫塑性颗粒岩屑石英砂岩	1.15	6.03	19.05	2 070
Y75	7.81	0.028	贫塑性颗粒岩屑石英砂岩	0.82	7.09	29.15	2 560
Y76	6.05	0.049	贫塑性颗粒岩屑石英砂岩	1.11	6.82	15.04	2 430
Y77	8.10	0.060	贫塑性颗粒岩屑石英砂岩	0.86	1.49	31.16	980
Y79	11.94	0.108	贫塑性颗粒岩屑石英砂岩	0.64	3.34	30.43	1 830
Y80	7.39	0.134	贫塑性颗粒岩屑石英砂岩	0.71	3.75	43.04	2 020
Y81	6.72	0.098	贫塑性颗粒岩屑石英砂岩	0.65	1.73	37.10	1 090
Y82	5.65	0.028	贫塑性颗粒岩屑石英砂岩	0.81	9.03	24.76	3 450
Y83	11.99	0.140	贫塑性颗粒岩屑石英砂岩	0.62	2.34	37.80	2 640
Y62	10.37	0.983	石英净砂岩	0.53	0.96	50.90	1 320
Y63	6.91	0.158	石英净砂岩	0.61	1.66	60.38	920
Y05	7.61	0.457	石英净砂岩	0.56	1.26	40.65	430
Y06	12.96	0.103	石英净砂岩	0.74	1.30	39.22	840
Y07	9.12	0.134	石英净砂岩	0.72	0.73	54.51	700
Y08	8.45	0.277	石英净砂岩	0.73	1.91	47.70	980

气在致密砂岩中发生运移的临界动力。

2.2 实验结果

图 3a 为物性较差的富塑性颗粒岩屑砂岩运移模拟实验结果,该样品孔隙度约为 5.31%,渗透率约为 $0.044 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,微孔发育,孔隙连通性较差。气体注入门槛压力为 0.9 MPa,准稳态流动时的气体注入压力为 11.7 MPa,含气饱和度为 7.6%,含气饱和度低。中孔隙对含气饱和度影响不大,仅减小了 0.6%;影响含气饱和度变化的主要是小孔隙,减小了 7%(图 3a)。图 3b 为物性中等的贫塑性颗粒岩屑石英砂岩运移模拟实验结果,该岩心的孔隙度约为 11.99%,渗透率约为 $0.14 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,渗透率不高是因为大量黏土矿物充填间孔或溶蚀孔所致。该样品气体注入门槛压力为 0.62 MPa,准稳态流动时的气体注入压力为 2.34 MPa,含气饱和度为 37.8%。中、小孔隙对含气饱和度的影响大致相当,分别减少 21.7%和 16.1%。图 3c 为物性较好的石英净砂岩运移模拟实验结果,该岩心的孔隙度约为 10.37%,渗透率约为 $0.983 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,渗透率较高。该样品气体注入门槛压力为 0.53 MPa,

准稳态流动时的气体注入压力为 0.96 MPa,含气饱和度为 50.9%,含气饱和度较高。中孔隙对饱和度影响较大,减少了 33.1%;小孔隙减小了 17.8%。

从结果来看,对于物性较差的富凝灰质杂基石英砂岩和富塑性颗粒岩屑砂岩,稳态流动时的气体注入压力和临界(门槛)压力高,含气饱和度主要受小孔隙影响;反之,对于物性较好的贫塑性颗粒岩屑石英砂岩和石英净砂岩,其稳态流动时的气体注入压力和临界(门槛)压力低,含气饱和度主要受中孔隙影响。

3 不同流速(流量)系列储层天然气充注实验

3.1 实验条件

选取了 5 块岩心,在常温条件下分别以 0.5、1、2 mL/min 3 种速率进行充注实验(表 2),以分析不同充注动力条件下饱和度的变化。

3.2 实验结果

在 0.5 mL/min 流速下,5 块样品的临界注入压力介于 0.45~1.09 MPa,准稳态流动时的气体注

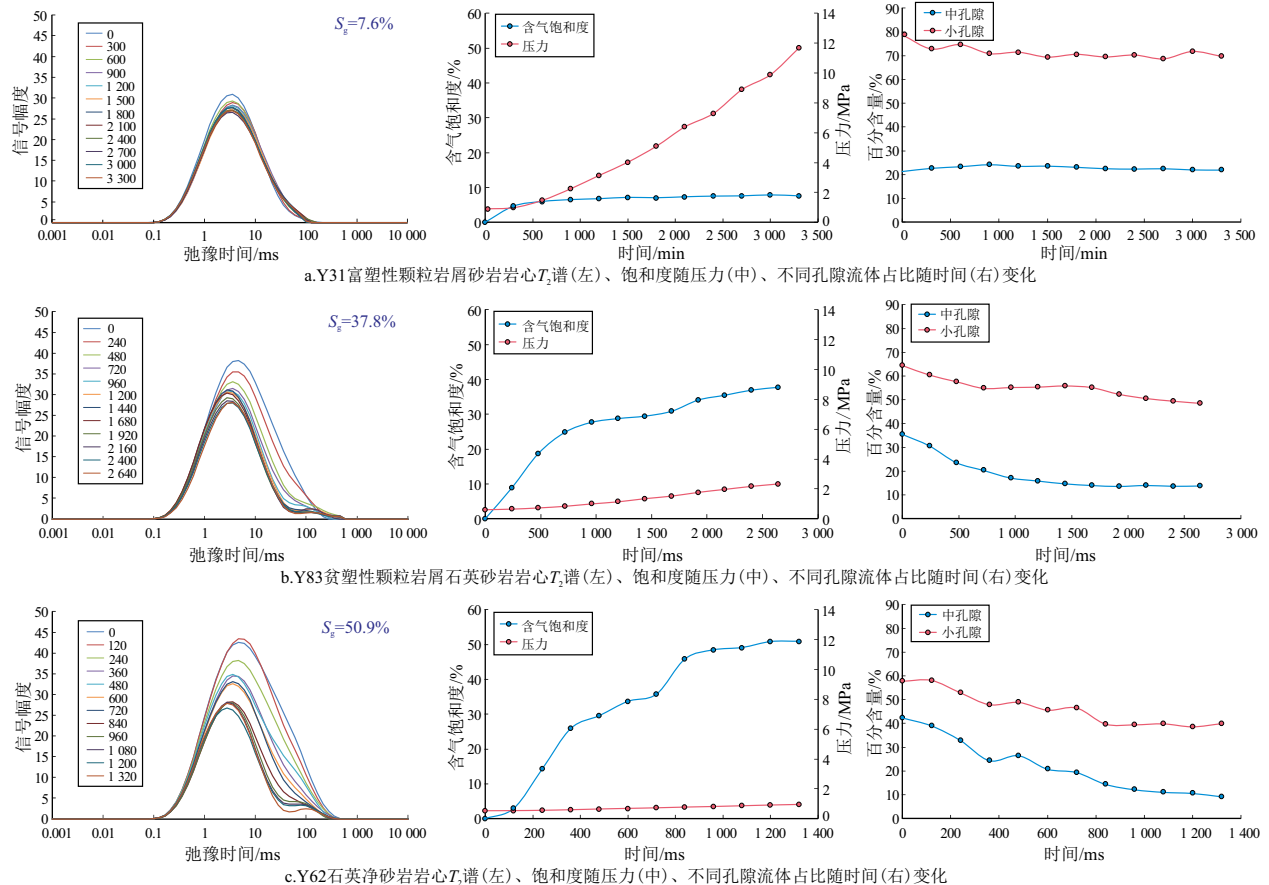


图 3 鄂尔多斯盆地延安气田山西组不同物性样品定流速下的驱替实验结果

Fig.3 Displacement test results of cores with different physical properties at a constant flow rate of Shanxi Formation, Yan' An Gas Field, Ordos Basin

入压力为 0.97~4.39 MPa, 含气饱和度先快速增大, 后缓慢增大至基本稳定, 最终含气饱和度为 20.33%~46.88% (表 2); 小孔隙对饱和度的影响大于中孔隙 (图 4a)。在 1 mL/min 流速下, 5 块样品的临界注入压力为 0.47~1.21 MPa, 准稳态流动时的气体注入压力为 1.73~9.14 MPa, 含气饱和度同

样是先快速增大, 后缓慢增大至基本稳定, 最终含气饱和度为 23.43%~59.04% (表 2); 中孔隙对饱和度的影响略大于小孔隙 (图 4b)。在 2 mL/min 流速下, 5 块样品的临界注入压力为 0.48~1.14 MPa, 准稳态流动时的气体注入压力为 3.04~14.33 MPa, 含气饱和度先缓慢变化, 后快速增大至基本稳

表 2 鄂尔多斯盆地延安气田山西组不同物性系列不同流速实验结果统计

Table 2 Statistics of results of series experiments with different physical properties at different flow rates of Shanxi Formation, Yan' An Gas Field, Ordos Basin

编号	孔隙度/ %	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	岩性	流速/ (mL/min)	$P_{\text{临界}}/MPa$	$P_{\text{准稳定}}/MPa$	饱和度(S_g)/ %	驱替时间/ min
Y45	8.11	0.09	贫塑性颗粒岩屑石英砂岩	0.5	0.76	1.61	24.34	420
				1	0.77	3.74	29.98	360
				2	0.75	8.34	39.08	300
Y46	7.60	0.12	贫塑性颗粒岩屑石英砂岩	0.5	0.64	1.07	27.30	1 740
				1	0.64	2.26	32.60	1 450
				2	0.63	7.30	42.20	1 320
Y09	9.07	0.44	石英净砂岩	0.5	0.63	0.97	46.88	760
				1	0.58	1.73	59.04	510
				2	0.65	3.04	69.43	450
Y38	6.08	0.05	富塑性颗粒岩屑砂岩	0.5	1.09	4.39	20.33	920
				1	1.21	9.14	23.43	720
				2	1.14	14.33	28.03	960
Y10	9.52	0.51	石英净砂岩	0.5	0.45	1.33	39.08	540
				1	0.47	3.65	47.88	510
				2	0.48	5.06	55.05	420

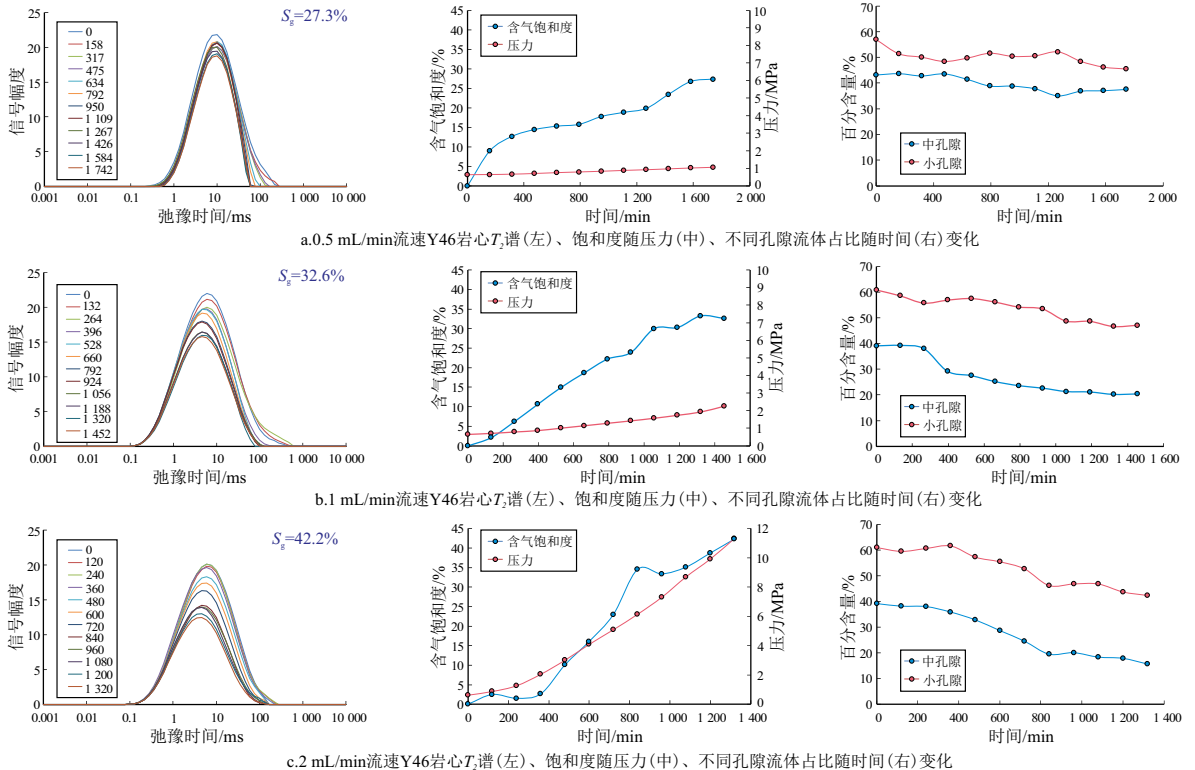


图 4 鄂尔多斯盆地延安气田山西组贫塑性颗粒岩屑石英砂岩 (样品 Y46) 不同流速系列运移实验结果

Fig.4 Results of series migration experiments at different flow rates of poor plastic granular quartz sandstone sample Y46 of Shanxi Formation, Yan' an Gas Field, Ordos Basin

定,最终含气饱和度为 28.03%~69.43%(表 2);中孔隙对饱和度的影响明显大于小孔隙(图 4c)。

从结果来看,随着流速的增加,临界注入压力变化不大,但准稳态流动时的气体注入压力显著增大,含气饱和度也呈明显增大的趋势,中孔隙对含气饱和度的影响大于小孔隙,最终含气饱和度与流速呈正相关性,流速越大,饱和度越高。

4 不同压差系列储层天然气充注实验

不同压差系列的实验目的与不同注入速率的实验系列相似,同样是讨论致密砂岩内天然气运移的临界物性,确定不同充注动力条件对天然气运移路径的分布变化和运移效率的影响,模拟天然气在源储压力差驱动下注入储层(输导层)的情况。

4.1 实验条件

在常温条件下,选取 4 块岩心,分别以 1、3、6、9 MPa 压差往岩心中注入气体进行驱替实验(表 3),分析天然气在源储压力差驱动下注入储层(输导层)的情况。

4.2 实验结果

从不同驱替压差下 T_2 谱随时间变化来看,压差为 1 MPa 时,含气饱和度为 9.4%~24.90%;压差为 3 MPa 时,含气饱和度为 13.16%~33.50%;压差为 6 MPa 时,含气饱和度为 13.78%~38.70%;压差为 9 MPa 时,含气饱和度为 14.01%~43.90%(表 3)。可以看出,对于物性较差的富塑性颗粒岩屑砂岩,压差的增加对饱和度影响不大;物性越好

情况下,随着压差的增加,饱和度增加越明显,中孔隙对饱和度影响大于小孔隙(图 5)。

5 致密砂岩天然气富集的主要影响因素

5.1 致密砂岩的临界充注压力分析

在致密砂岩的气体驱替实验中,当气体的注入压力逐渐积累到运移所需的最低毛细管阈值压力时,天然气才能进入致密砂岩,因而,利用致密砂岩低流速实验系列的模拟结果,对比不同物性岩石样品的临界注入压力,可以认识天然气在不同物性条件下发生运移的临界动力。

从不同岩石相样品在低速注气条件下的临界注入压力与样品孔隙度、渗透率的关系来看,随岩石相变好,储层孔隙度和渗透率也变好,进入砂岩所需的临界充注压力降低,临界注入压力与渗透率呈更为密切的负相关关系(图 6)。当砂岩渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,压力迅速增加,临界注入压力为 0.8~1.2 MPa;当渗透率大于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,临界注入压力为 0.5~0.8 MPa,分布区间相对集中。这些实验数据说明,砂岩越致密,气体进入岩心需要克服的毛细管力越高,但是现今含气致密砂岩物性范围内气体运移所需的动力条件并不是十分苛刻。房涛^[19]、韩小琴等^[20]选取川西地区须家河组和鄂尔多斯延长地区山西组不同渗透率致密砂岩[渗透率为 $(0.02 \sim 1.29) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$]进行气体驱替实验,结果表明砂岩临界注入压力为 0.29~1.31 MPa,当砂岩渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,临界注入压力主要介于 0.6~1.2 MPa;渗透率大于

表 3 鄂尔多斯盆地延安气田山西组不同物性系列不同压差实验结果统计

Table 3 Statistics of results of series experiments with different physical properties and pressure differences of Shanxi Formation, Yan'an Gas Field, Ordos Basin

编号	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	岩石相	压差/MPa	饱和度(S_g)/%
Y64	8.07	0.55	石英净砂岩	1	24.90
				3	33.50
				6	38.70
				9	43.90
Y39	5.70	0.05	富塑性颗粒岩屑砂岩	1	9.40
				3	13.16
				6	13.78
				9	14.01
Y42	7.81	0.12	贫塑性颗粒岩屑石英砂岩	1	20.87
				3	29.64
				6	30.03
				9	32.08
Y78	6.92	0.32	贫塑性颗粒岩屑石英砂岩	1	23.33
				3	29.40
				6	32.56
				9	34.03

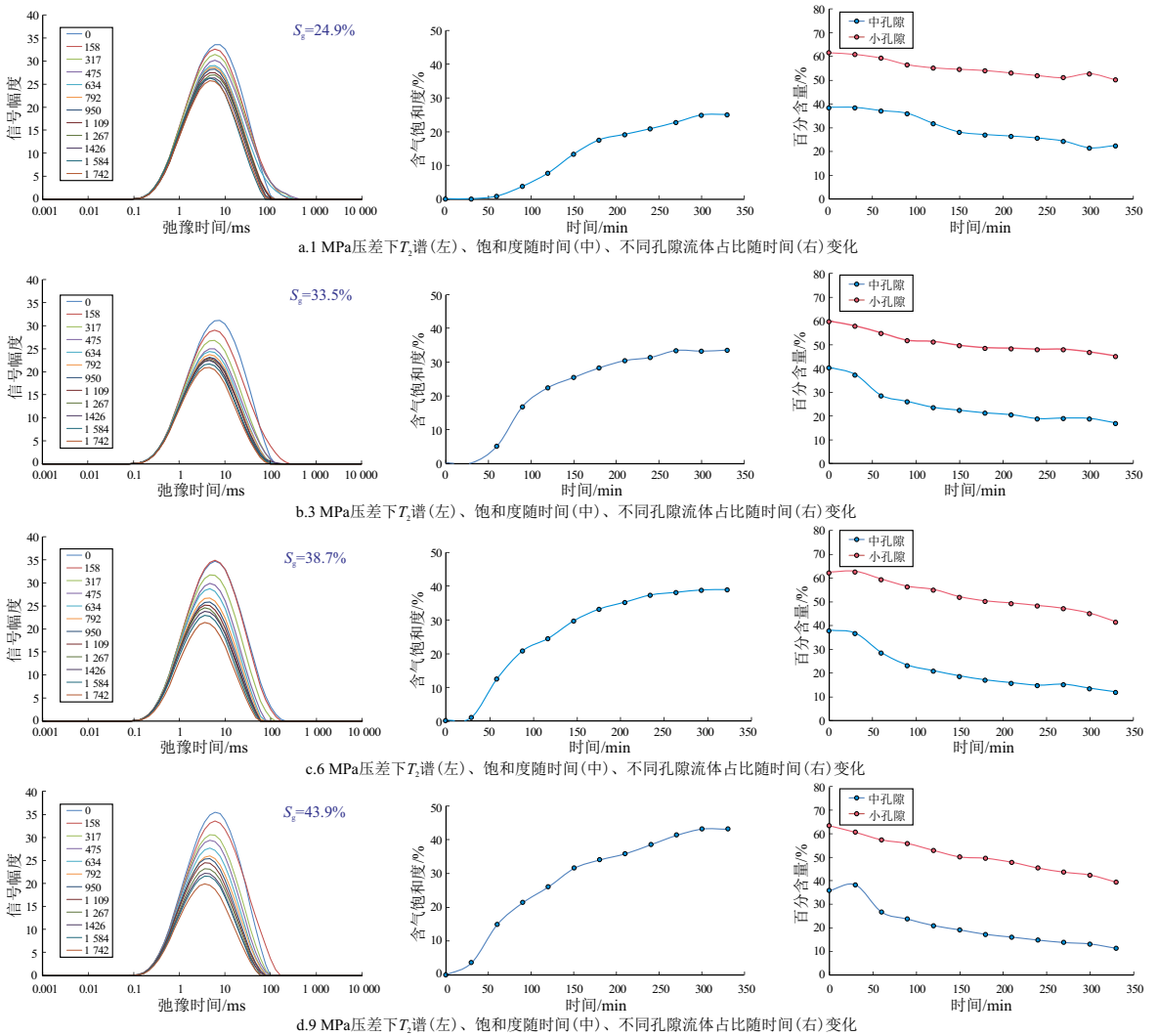


图5 鄂尔多斯盆地延安气田山西组石英净砂岩(样品 Y64)不同压差系列运移实验结果

Fig.5 Results of series migration experiments with different pressure differences of quartz sandstone sample Y64 of Shanxi Formation, Yan'an Gas Field, Ordos Basin

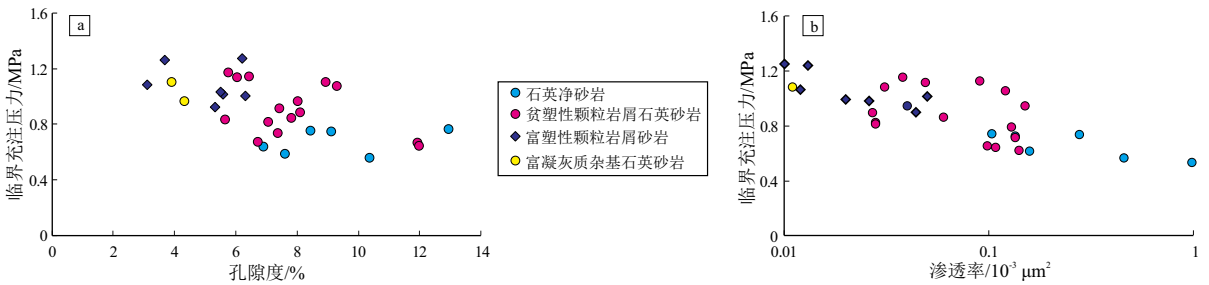


图6 鄂尔多斯盆地延安气田山西组不同物性系列临界充注压力与孔隙度、渗透率的关系

Fig.6 Relationship between critical charging pressure and porosity and permeability with different physical properties of Shanxi Formation, Yan'an Gas Field, Ordos Basin

$0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,临界注入压力主要介于 $0.4 \sim 0.6$ MPa 的狭窄区间内。这也说明了当砂岩越致密,气体进入岩心所需要克服的门槛压力越高。

5.2 致密砂岩气运移的临界物性和影响天然气充注效率的主要因素

在上述不同驱替实验中,所有岩石样品都发生

了气体侵入现象,只是注入压力和含气饱和度有所差异,这说明致密砂岩中气体运移并没有严格的物性下限。致密砂岩含气饱和度主要受到岩石相、物性、充注压力等影响(图7),总体表现为含气饱和度随充注压力增加而增大的趋势,但数据点非常分散。依据样品的岩石相和渗透率进行数据分类,发

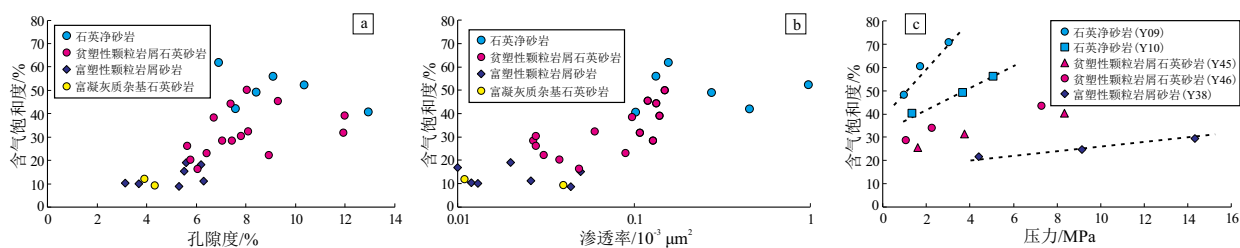


图 7 鄂尔多斯盆地延安气田山西组不同物性砂岩含气饱和度与孔隙度(a)、渗透率(b)、充注压力(c)的关系

Fig.7 Relationship between gas saturation and porosity, permeability and charging pressure of sandstone with different physical properties of Shanxi Formation, Yan'an Gas Field, Ordos Basin

现每个渗透率范围内的充注压力与含气饱和度之间具有确定性的正相关关系,反映渗透率相似的情况下,气体充注压力越大,更多数量的细小孔喉发生气体侵入,使得致密砂岩气的运移路径规模变大。但是,不同渗透率范围的数据分布存在显著不同,渗透率最低的数据点群(富塑性颗粒岩屑砂岩和富凝灰质杂基石英砂岩)位于最底部,因为此类岩石微孔多、中大孔少,孔喉毛细管阻力大,即使在较高的充注压力下也不会发生大规模气体侵入。渗透率高的数据点群(石英净砂岩和贫塑性颗粒岩屑石英砂岩)因中大孔相对发育,孔喉毛细管阻力也较小,在低充注压力下就可以发生大规模气体侵入,致密砂岩气运移路径规模较大,含气饱和度高。

6 结论

致密砂岩气的饱和度、运聚规模受到砂岩物性、孔隙结构、充注压力等影响,单一因素不足以决定致密砂岩储层的天然气运聚效率,而是多种因素耦合的结果。一般而言,致密砂岩储层的天然临界充注压力主要受到岩相和渗透率控制,渗透率较高的有利岩石相具有显著更低的临界充注压力。实验表明,致密砂岩储层发生天然气充注所需的临界驱替压力并非想象的那样苛刻,本次实验样品天然气临界注入压力一般小于 1.2 MPa,即使是物性很差的富塑性颗粒岩屑砂岩、富凝灰质杂基石英砂岩的天然气临界注入压力一般也小于 1.5 MPa。同时,致密砂岩也没有绝对的天然气充注物性下限,但致密砂岩的充注效率、含气饱和度与储层物性尤其是渗透率呈正相关,优质岩石相越发育,渗透率越高,含气饱和度和充注效率越高。

利益冲突声明/Conflict of Interests

所有作者声明不存在利益冲突。

All authors disclose no relevant conflict of interests.

作者贡献/Authors' Contributions

王若谷、乔向阳、周进松参与实验设计和论文的撰写、修改工作;雷

裕红参与实验操作;曹军、银晓、朱耿博参与数据整理与图件绘制。所有作者均阅读并同意最终稿件的提交。

The study was designed and the manuscript was drafted by WANG Ruogu, QIAO Xiangyang and ZHOU Jinsong. The experimental operation was completed by LEI Yuhong. The data was sorted and the picture drawing was completed by CAO Jun, YIN Xiao and ZHUGENG Bolun. All authors have read the last version of the paper and consented to its submission.

参考文献:

- [1] 马永生,蔡勋育,云露,等.塔里木盆地顺北超深层碳酸盐岩油气田勘探开发实践与理论技术进展[J].石油勘探与开发,2022,49(1):1-17.
MA Yongsheng, CAI Xunyu, YUN Lu, et al. Practice and theoretical and technical progress in exploration and development of Shunbei ultra-deep carbonate oil and gas field, Tarim Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(1):1-17.
- [2] 朱国文,王小军,张金友,等.松辽盆地陆相页岩油富集条件及勘探开发有利区[J].石油学报,2023,44(1):110-124.
ZHU Guowen, WANG Xiaojun, ZHANG Jinyou, et al. Enrichment conditions and favorable zones for exploration and development of continental shale oil in Songliao Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(1):110-124.
- [3] 付金华,李明瑞,张雷,等.鄂尔多斯盆地陇东地区铝土岩天然气勘探突破与油气地质意义探索[J].天然气工业,2021,41(11):1-11.
FU Jinhua, LI Mingrui, ZHANG Lei, et al. Breakthrough in the exploration of bauxite gas reservoir in Longdong area of the Ordos Basin and its petroleum geological implications [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(11):1-11.
- [4] 贾承造,庞雄奇,宋岩.论非常规油气成藏机理:油气自封闭作用与分子间作用力[J].石油勘探与开发,2021,48(3):437-452.
JIA Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan. The mechanism of unconventional hydrocarbon formation: hydrocarbon self-containment and intermolecular forces [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3):437-452.
- [5] 赵文智,卞从胜,李永新,等.陆相页岩油可动烃富集因素与古龙页岩油勘探潜力评价[J].石油勘探与开发,2023,50(3):455-467.
ZHAO Wenzhi, BIAN Congsheng, LI Yongxin, et al. Enrichment

- factors of movable hydrocarbons in lacustrine shale oil and exploration potential of shale oil in Gulong Sag, Songliao Basin, NE China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(3):455-467.
- [6] 庞雄奇,贾承造,宋岩,等.全油气系统定量评价:方法原理与实际应用[J].*石油学报*,2022,43(6):727-759.
PANG Xiongqi, JIA Chengzao, SONG Yan, et al. Quantitative evaluation of whole petroleum system: principle and application [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(6):727-759.
- [7] 支东明,唐勇,何文军,等.准噶尔盆地玛湖凹陷风城组常规—非常规油气有序共生与全油气系统集成藏模式[J].*石油勘探与开发*,2021,48(1):38-51.
ZHI Dongming, TANG Yong, HE Wenjun, et al. Orderly coexistence and accumulation models of conventional and unconventional hydrocarbons in Lower Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(1):38-51.
- [8] 孙同文,王芳,王有功,等.海拉尔盆地贝西南地区南屯组油气侧向运移路径综合确定及运移模式探讨[J].*特种油气藏*,2022,29(4):38-46.
SUN Tongwen, WANG Fang, WANG Yougong, et al. Comprehensive determination of lateral migration routes and exploration of migration patterns of hydrocarbons in Nantun Formation, SW Beier Sag, Hailar Basin [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2022, 29(4):38-46.
- [9] 赵弟江,江尚昆,乔柱,等.稠油油藏油气运移路径刻画与成藏过程分析:以渤海海域辽东湾坳陷 LD16 含油气构造为例[J].*中国石油勘探*,2021,26(5):113-124.
ZHAO Dijiang, JIANG Shangkun, QIAO Zhu, et al. Characterization of migration pathway and analysis of oil accumulation process of heavy oil reservoirs: a case study of LD16 oil-bearing structure in Liaodong Bay Depression in Bohai Sea area [J]. *China Petroleum Exploration*, 2021, 26(5):113-124.
- [10] 宋明水,徐春华.从烃源灶到油气田运移路径上的圈闭评价:以济阳坳陷为例[J].*油气地质与采收率*,2019,26(3):1-8.
SONG Mingshui, XU Chunhua. Evaluation of trap on migration pathway from hydrocarbon kitchen to oil-gas field: a case study of Jiyang Depression [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(3):1-8.
- [11] 张立宽,王震亮,曲志浩,等.砂岩传导层内天然气运移速率影响因素的实验研究[J].*天然气地球科学*,2007,18(3):342-346.
ZHANG Likuan, WANG Zhenliang, QU Zhihao, et al. Experiment research on influencing factors of gas migration rate in sandstone carrier beds [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2007, 18(3):342-346.
- [12] 林晓英,郭春阳,曾澌辉,等.低渗透砂岩天然气运移和聚集模拟实验[J].*石油实验地质*,2014,36(3):370-375.
LIN Xiaoying, GUO Chunyang, ZENG Jianhui, et al. Experimental study on gas migration and accumulation in low-permeability sandstone reservoirs [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2014, 36(3):370-375.
- [13] 范俊佳,周海民,柳少波.塔里木盆地库车坳陷致密砂岩储层孔隙结构与天然气运移特征[J].*中国科学院大学学报*,2014,31(1):108-116.
FAN Junjia, ZHOU Haimin, LIU Shaobo. Pore structure and gas migration characterization of tight sandstone in Kuqa Depression of Tarim Basin [J]. *Journal of University of Chinese Academy of Sciences*, 2014, 31(1):108-116.
- [14] 房涛,张立宽,张立强,等.基于核磁共振技术的致密砂岩气运移特征研究[J].*甘肃科学学报*,2017,29(4):22-27.
FANG Tao, ZHANG Likuan, ZHANG Liqiang, et al. Study on the migration characteristics of tight sandstone gas based on nuclear magnetic resonance [J]. *Journal of Gansu Sciences*, 2017, 29(4):22-27.
- [15] 王若谷,周进松,杜永慧,等.鄂尔多斯盆地东南部延安气田石炭系—二叠系沉积演化模式[J].*地质科学*,2021,56(4):1088-1105.
WANG Ruogu, ZHOU Jinsong, DU Yonghui, et al. Deposition evolution model of the Carboniferous-Permian in Yan'an Gas Field, the southeastern Ordos Basin [J]. *Chinese Journal of Geology*, 2021, 56(4):1088-1105.
- [16] 周进松,乔向阳,王若谷,等.鄂尔多斯盆地延安气田山西组致密砂岩气有效储层发育模式[J].*天然气地球科学*,2022,33(2):195-206.
ZHOU Jinsong, QIAO Xiangyang, WANG Ruogu, et al. Effective reservoir development model of tight sandstone gas in Shanxi Formation of Yan'an Gas Field, Ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2022, 33(2):195-206.
- [17] 孙建博,刘刚,史鹏,等.延安地区山西组页岩气储层特征及资源潜力分析[J].*非常规油气*,2023,10(1):44-51.
SUN Jianbo, LIU Gang, SHI Peng, et al. Reservoir characteristics and analysis of shale gas resource potential in Shanxi Formation in Yan'an area [J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2023, 10(1):44-51.
- [18] 祁攀文,薛培,赵谦平,等.鄂尔多斯盆地地下寺湾地区山西组页岩气储层特征与评价[J].*非常规油气*,2019,6(4):10-17.
QI Panwen, XUE Pei, ZHAO Qianping, et al. Research on evaluation methods and characteristics of shale gas reservoirs in Shanxi Formation in Xiasawan area, Ordos Basin [J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2019, 6(4):10-17.
- [19] 房涛.低渗砂岩内天然气运移机理模拟实验研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2017.
FANG Tao. Simulation experiment of gas migration mechanism in low permeability sandstone [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2017.
- [20] 韩小琴,房涛,曹军,等.鄂尔多斯盆地延安气田山西组致密砂岩储层天然气充注模拟实验及含气性变化规律[J].*天然气地球科学*,2019,30(12):1721-1731.
HAN Xiaoqin, FANG Tao, CAO Jun, et al. Simulation experiment of gas charging and gas-bearing change of tight sandstone reservoir of Shanxi Formation in Yan'an Gas Field, Ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(12):1721-1731.