

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.11911/syztjs.2020056

页岩气藏裂缝区地层孔隙压力准确求取方法

王 怡^{1,2}

(1. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 100101; 2. 中国石油化工工程技术研究院, 北京 100101)

摘要: 在钻遇页岩气藏裂缝区地层时, 正钻井的地层压力与原始地层压力有较大差异, 压裂后地层压力比压裂前地层压力有显著升高, 利用传统孔隙压力预测方法求取的页岩气藏裂缝区地层孔隙压力不够准确。针对该问题, 分析了不同工况下页岩气藏裂缝区地层孔隙压力动态变化的原因以及页岩储层的压裂增压机理, 并提出了一种钻遇天然裂缝区及压裂作业区时求取动态变化的页岩气储层孔隙压力的方法。应用实例表明, 该方法原理简单、机理明确, 与现场测试结果吻合程度高, 为一种准确求取页岩气藏裂缝区动态变化孔隙压力的有效方法, 具有较高的实用价值。

关键词: 页岩气藏; 天然裂缝; 人工裂缝; 孔隙压力

中图分类号: TE21

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2020)03-0029-06

A Method for Accurate Calculation of Pore Pressure in Fractured Formations of Shale Gas Reservoirs

WANG Yi^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing, 100101, China;
2. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

Abstract: When drilling through the fractured formations of a shale gas reservoir, the formation pressure will exhibits a significant difference from normal pressure as well as after fracturing. It is hard to obtain accurate formation pore pressure in fractured formations of shale gas reservoirs by using traditional pore pressure prediction methods. To tackle this problem, we analyze the causes of dynamic changes in formation pressure in fractured formations under different operating conditions. We also analyze the large increase of formation pressure after shale gas reservoirs stimulation. Based on those analyses, we propose a method of calculating pore pressure change in both naturally fractured and stimulated shale gas reservoirs. Applying the method shows it has a simple principle and clear mechanism, and gives results which highly agree with those from field tests. As an effective method for accurately calculating dynamic pore pressure in fractured formations of shale gas reservoirs, this method offers high practical value.

Key words: shale gas reservoir; natural fracture; artificial fracture; pore pressure

页岩气储层基质具有低孔特低渗特征, 局部发育天然裂缝, 水力压裂后产生人工裂缝区^[1-2]。在钻遇页岩气藏裂缝区时往往需要提高钻井液密度以平衡地层压力, 而压裂后地层压力与压裂前地层压力有较大差异, 但均高于原始地层压力。如某页岩气田钻井过程中多口井钻遇天然裂缝时出现溢漏同存问题, 不得不将钻井液密度在原设计密度基础上提高 0.15 kg/L 以上; 同一平台的新钻井受邻井压裂影响, 实钻钻井液密度比未受压裂影响的井也提高了 0.15 kg/L 以上, 并伴生气侵、溢流、出水(压裂液污染)等井下复杂情况。因此, 准确预测不同工况下页岩气

藏裂缝区的地层孔隙压力对于安全钻井意义重大。

求取地层孔隙压力的常用方法有地震预测法、

收稿日期: 2019-12-08; 改回日期: 2020-04-03。

作者简介: 王怡 (1982—), 女, 北京人, 2004 年毕业于西安科技大学土木工程专业, 2009 年获中国石油大学 (北京) 油气井工程专业博士学位, 高级工程师, 主要从事钻井地质环境因素描述及优快钻井技术方面的研究工作。E-mail: wangyi.sripe@sinopec.com。

基金项目: 国家科技重大专项课题“涪陵页岩气水平井钻完井技术研究”(编号: 2016ZX05060-012)、国家自然科学基金企业创新发展联合基金课题“高温高压油气安全高效钻完井工程基础理论与方法”(编号: U19B6003-05)、中国石化“十条龙”科技攻关项目课题“涪陵页岩气田焦石坝区块开发调整井钻完井关键技术”(编号: P18052-3) 联合资助。

d_c 指数法、测井预测法等。其中,测井预测法包括等效深度法、Eaton 法、有效应力比法等。利用测井资料预测地层压力,受人为因素影响小,且预测结果随井深连续变化,是确定地层压力最常用的方法。国内外学者从测井数据的电阻率、声波特征的数据挖掘以及提高压实特性精度方面进行了较多研究^[3-6],但仍然无法预测压裂前后页岩气储层段孔隙压力的变化。现场实践表明^[7-8],压裂前地层孔隙压力测试结果明显低于压裂后的测试结果,而基于声波的 Eaton 法计算的地层压力当量密度在非裂缝区域符合率较好,但在钻遇裂缝带或受邻井压裂影响时因孔隙压力发生显著变化,与实际地层压力当量密度相差较大。

通过传统地层孔隙压力预测方法得到的页岩气藏裂缝区地层孔隙压力与实际相差较大,如果据此进行施工,则页岩气井在钻遇天然裂缝或受到邻井压裂干扰时,容易发生溢漏,给钻井安全带来风险。为此,分析了不同工况下页岩气藏裂缝区地层孔隙压力动态变化的原因与页岩储层的压裂增压机理,在此基础上提出了一种准确求取页岩气藏裂缝区地层孔隙压力的方法,以期为页岩气藏裂缝发育区安全钻井提供技术支撑。

1 基质低渗页岩孔隙压力动态变化与压裂增压机理分析

页岩储层基质低渗致密,但在钻井、压裂过程中均发现,页岩地层的孔隙压力与储层裂缝特征有密切关系。压裂过程中,向页岩储层注入了大量的高压压裂液,人工裂缝的形成也沟通了更多的储集空间。原生孔隙、裂缝及压裂产生的缝网吸纳了大量液体,挤压地层中的吸附和游离气体,导致一定区域内的地层孔隙压力整体升高。某工区发生的多口正钻井受邻井压裂影响的事例表明,同平台的先期压裂井沟通足够多的裂缝时,邻井正钻井可能出现显著的钻井后效,最终要以更高的钻井液密度钻进。钻遇天然裂缝发育的页岩气地层时,也会发生溢漏同存的井下故障,天然裂缝的存在改善了页岩气的流动通道,正压差作用增加了地层能量,而由于密度差气体存在滑脱效应,使地层中的气体向井筒内流动^[8-9]。

定容封闭气藏物质平衡法是目前预测页岩气储量常用的方法,对页岩气藏具有较好的适应性^[10-11],压裂增压作用分析也采用定容封闭气藏物质平衡法的假设条件,即将压裂改造区视为一封闭定容体,

而无需对人工压裂裂缝网络形态及尺寸进行假设分析,也无需对改造体积内流体的流动状态进行研究,是研究压裂增压作用的一种新的可行的思路。相较于开发过程,压裂可忽略时间效应,从而忽略压裂改造体积区外向压裂改造边界内的质量流动,只考虑改造区内地层流体和压裂工作液这 2 种流体的相互作用,即认为压裂改造区域不与其外的裂缝连通,且压裂改造区域外的流体不向改造区域内流动;同时,由于压裂裂缝体积同压裂改造区的储集体积相比不足 5%,可以忽略压裂造成改造区域的微膨胀。根据压裂改造的封闭体积可以预估压裂改造体积区内动用的储层气量,进而根据压裂流体的挤占效应,结合气体状态方程,分析压裂作业对原始地层孔隙压力的影响。

对于低渗页岩孔隙压力的压裂增压作用机理,按如下步骤进行分析:1)收集储层各小层的含气量、地层孔隙压力测试结果等基础数据;2)根据压裂波及区各小层的厚度和含气量,计算改造体积内的平均含气量;3)根据预估的压裂改造体积估算出该地层体积内气体对应的地面温度、压力下的体积,由于含气量是在地面标准状态(0 ℃, 101.325 kPa)下测得的,利用含气量计算的气体体积就是井下一定页岩地层改造体积内所含气体在标准状态下的体积;4)已知标准状态下温度、压力、体积(压裂改造体积所含的气体体积)及井底温度,压裂前测试的压力,查得页岩气的气体压缩系数^[12],即可利用实际气体状态方程,计算出压裂改造范围内的页岩气在地层环境下的体积;5)计算该井所用压裂液体积,因其具有不可压缩性,压裂液会挤压地层所含页岩气,计算得到地层页岩气被挤压后的体积(地层条件下,短期压裂对游离气产生显著影响);6)采用压裂前的地层原始压力,应用实际气体状态方程可以估算不同压裂规模下压裂后的地层孔隙压力。

以某工区页岩储层为例,其五峰组—龙马溪组地层有 89 m 厚含气性较好的暗色碳质、硅质泥页岩层,根据含气性、物性等将该页岩层划分为 9 个小层。其中,①—⑤小层厚约 40 m,具有高—中碳(总有机碳 2.5%~4.0%)、高孔(孔隙度 4%~6%)、高含气量(5~7 m³/t)的特点。现场含气量测定结果为:①—⑤号小层含气量最好,为 0.89~5.19 m³/t,平均为 2.99 m³/t;游离气与吸附气的比例为 62:38。该工区一期产能建设区水平井的水平段多数位于①—③小层,压裂缝高分布在 35~58 m,普遍低于 40 m,基本在①—⑤小层内,压裂后模拟裂缝半长

162~312 m, 多为压裂设计规模的 60%~80%^[13]。以某 1 500 m 长水平段水平井为例, 设计压裂体积 V_{dc} 为 $5 250 \times 10^4 \text{ m}^3$ (水平段长 1 500 m×缝长 500 m×缝高 70 m), 进入改造区域压裂液的体积约 $3 \times 10^4 \text{ m}^3$ (去除了初期试产见气时的累计返排液体体积)。通过压裂增压分析就可以估算压裂前后页岩气的体积以及不同压裂规模下压裂后的地层孔隙压力。

计算时, 认为改造对象是封闭定容体, 在标准状态下该定容体的含气体积为:

$$V_{gs} = V_a \rho_s S_{gc} \quad (1)$$

式中: V_{gs} 为标准状态下封闭定容体所含气体的体积, m^3 ; V_a 为封闭定容体的体积, m^3 ; ρ_s 为页岩地层密度, kg/m^3 ; S_{gc} 为含气量, m^3/kg 。

利用气体状态方程, 即可得到地层温度压力条件下的气体体积, 并进一步求得地层条件下的游离气体积和游离气被压裂液挤压后的体积:

$$V_{gfa} = n_a V_{gf} \quad (2)$$

$$V_{gc} = V_{gfa} - V_{fl} \quad (3)$$

式中: V_{gfa} 为地层条件下游离气的体积, m^3 ; n_a 为游离气比例, $n_a=0.62$; V_{gf} 为地层温度压力条件下的气体体积, m^3 ; V_{gc} 为游离气被压裂液挤压后的体积, m^3 ; V_{fl} 为除返排后的压裂液体积, m^3 。

利用压裂前的地层孔隙压力、 V_{gfa} 和 V_{gc} , 再次应用气体状态方程即可计算得到压裂后地层孔隙压力, 结果详见表 1。

表 1 压裂增压计算结果

Table 1 Calculation of formation pressure from stimulation

$V_{dc}/$ (10^4 m^3)	$V_a/$ (10^4 m^3)	$V_{gs}/$ (10^4 m^3)	$V_{gf}/$ (10^4 m^3)	$V_{fl}/$ (10^4 m^3)	孔隙压力当量	
					密度/($\text{kg} \cdot \text{L}^{-1}$)	压裂前
80% V_{dc}	20 748.0	51.03				1.52
5 250	70% V_{dc}	18 154.5	44.65	3	1.37	1.54
60% V_{dc}	15 561.0	38.28				1.57

由表 1 可知, 在实际改造体积为设计压裂体积的 60%~80% 情况下, 求取的压裂后地层孔隙压力当量密度为 1.52~1.57 kg/L, 而实测地层孔隙压力当量密度为 1.55 kg/L, 可见用上述方法可以分析压裂增压机理和压裂前后地层孔隙压力的变化情况。当测得压裂前或压裂后的地层孔隙压力时, 亦可方便快捷地计算未测试工况下储层段的地层孔隙压力均值。需要指出的是, 上述方法适用于正式采气前的地层孔隙压力求取, 而对于随后期气藏采出程度

地层孔隙压力降低的情况, 目前有关现场监测及分析方法都较为成熟, 在此不作讨论。

2 页岩气地层动态变化孔隙压力的求取方法

页岩气储层基质孔隙连通性差, 渗透率为几十纳达西, 发育天然裂缝时有 0.01~0.20 mD, 而在压裂后渗透率可提高 2~3 倍。某页岩气工区压裂干扰邻井钻进的案例表明(案例井的空间位置和平面位置如图 1 所示), 钻进过程中受到明显影响, 需要提高钻井液密度(提高 0.10 kg/L 以上)以平衡地层孔隙压力, 同时压裂波及区地层的渗透率也显著提高(同平台钻进地层压裂波及区与未波及区渗透率对比情况如图 2 所示)。因此, 可以将渗透率的变化作为表征地层孔隙压力变化的一个敏感的响应项。国外学者在页岩油气开发过程中也研究证实了孔隙压力与渗透率之间的相关性^[14]。为了求取沿水平井眼轨迹的井周孔隙压力动态变化剖面, 本文提出了一种利用测井数据、基于有效应力原理、考虑页岩裂缝区渗透率影响的孔隙压力求取方法。

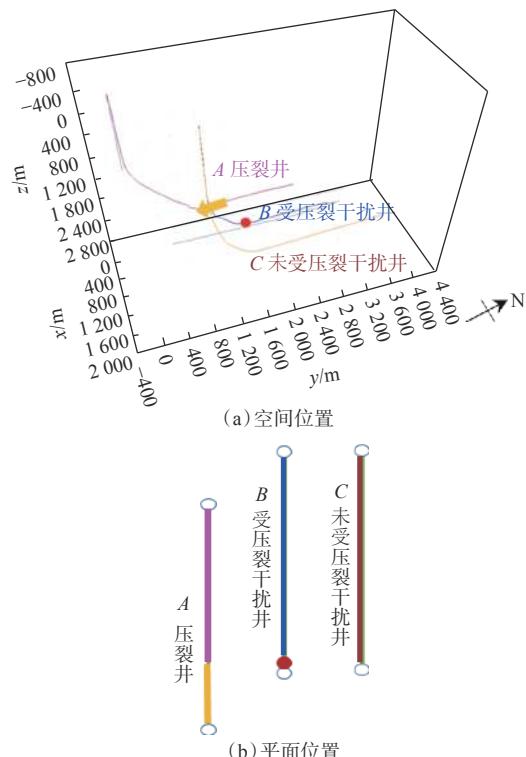


图 1 案例井空间位置和平面位置示意

Fig.1 Space location and planar location of case wells

基于有效应力原理^[15], 建立了引入渗透率变化影响的孔隙压力计算模型。该模型考虑了 3 个影响

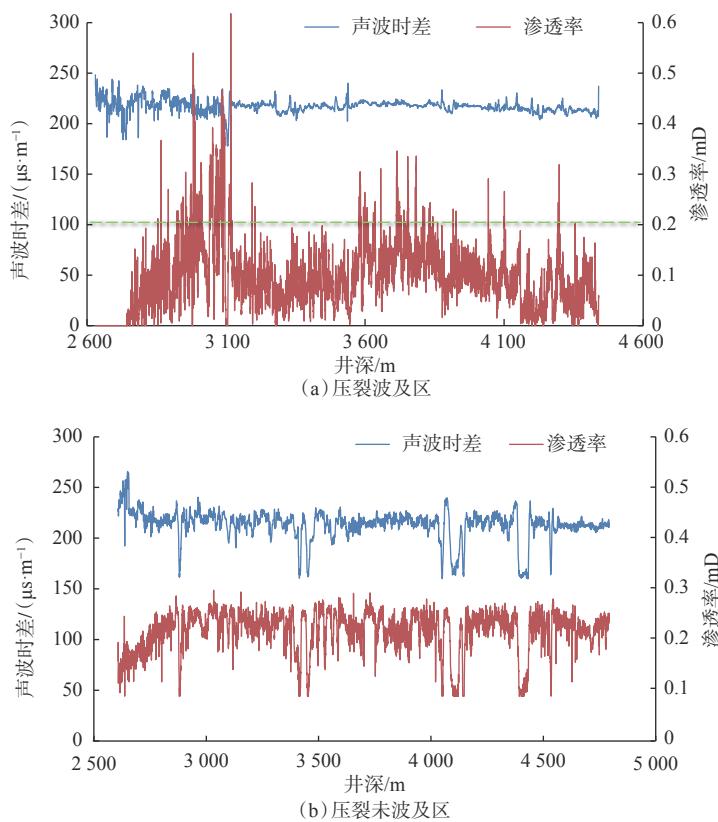


图 2 同平台钻进地层压裂波及区与未波及区渗透率对比

Fig.2 Comparison on the permeability of fractured area and unswept area reached from the same platform

项: 第一项为上覆岩层压力项, 中间项为骨架应力项, 第三项为渗透率变化率对局部地层孔隙压力的影响项。其表达式为:

$$p_{pd} = \sigma_v - \left[\left(Ae^{\frac{b\Delta t_p}{\Delta t_s}} + Ce^{\mu} \right) - Ee^{\frac{\Delta t_p}{\Delta t_s}} e^{fK''} \right] \quad (4)$$

式中: p_{pd} 为地层孔隙压力, MPa; σ_v 为上覆岩层压力, MPa; Δt_p , Δt_s 分别为纵波时差、横波时差, $\mu\text{s}/\text{m}$; μ 为泊松比; K'' 为渗透率变化率, 分析钻井过程中的地层孔隙压力时取 K_m/K (地层天然渗透率与基质渗透率之比), 分析压裂增压后的地层孔隙压力时 K'' 取 K_c/K_m (压裂改造后等效渗透率与地层渗透率之比), 该项代表了裂缝系统对有效应力的降低程度; A , b , C , d , E 和 f 为区域常数, 可由同一构造地区压裂前后地层压力测试结果进行反演求取。

需要注意的是, 钻井过程中实施堵漏作业封堵漏层后, 有可能会造成测井数据无法真实反映地层的渗透率, 影响该方法的准确性。

$$p_{pd} = \sigma_v - \left(\frac{225e^{-1.3\frac{\Delta t_p}{\Delta t_s}} + 81e^{-2.6\mu}}{2} - 3e^{-1.3\frac{\Delta t_p}{\Delta t_s}} e^{0.001\frac{K_c}{K_m}} \right) \quad (6)$$

应用上述孔隙压力求取方法, 对某页岩气田

3 实例验证

先收集现场测井和测试数据, 然后计算孔隙压力测试段的上覆岩层压力、纵横波速和泊松比等参数, 即可对引入渗透率变化影响的孔隙压力计算模型(即式(4))的系数进行反演, 得到不同工况下沿井眼轨迹动态变化的孔隙压力的求取模型。

利用某页岩气工区压裂前后的地层压力测试数据, 和收集的该工区某井的声波时差、地层密度、井眼轨迹等测井数据, 以及解释后的渗透率, 对式(4)中系数进行了多元非线性反演, 得到的数据拟合结果的相关系数达 0.95。反演所输入参数及模型计算结果见表 2。

反演后的模型, 钻遇天然裂缝带时的表达式为:

$$p_{pd} = \sigma_v - \left(\frac{225e^{-1.3\frac{\Delta t_p}{\Delta t_s}} + 81e^{-2.6\mu}}{2} - e^{-1.3\frac{\Delta t_p}{\Delta t_s}} e^{-K_m/K} \right) \quad (5)$$

压裂作业后的表达式为:

$$p_{pd} = \sigma_v - \left(\frac{225e^{-1.3\frac{\Delta t_p}{\Delta t_s}} + 81e^{-2.6\mu}}{2} - 3e^{-1.3\frac{\Delta t_p}{\Delta t_s}} e^{0.001\frac{K_c}{K_m}} \right) \quad (6)$$

20 余口井水平段的页岩储层进行了地层压力分析,

表2 反演所输入参数及模型计算结果

Table 2 Parameter inputs for inversion and calculation results of model

井深/m	输入参数				计算结果	
	声波时差/(\(\mu\text{s}\cdot\text{m}^{-1}\))	密度/(\(\text{kg}\cdot\text{L}^{-1}\))	天然地层渗透率/mD	泊松比	天然裂缝孔隙压力当量密度/(\(\text{kg}\cdot\text{L}^{-1}\))	压裂后孔隙压力当量密度/(\(\text{kg}\cdot\text{L}^{-1}\))
3 648	217.37	2.62	0.14	0.21	1.25	1.58
3 649	216.89	2.58	0.12	0.21	1.22	1.54
3 650	216.35	2.61	0.09	0.21	1.26	1.56
3 651	215.77	2.63	0.08	0.21	1.28	1.58
3 652	215.06	2.59	0.10	0.20	1.22	1.54
3 653	214.00	2.60	0.11	0.20	1.23	1.54
3 654	212.85	2.61	0.10	0.20	1.24	1.55
3 655	212.31	2.60	0.09	0.20	1.23	1.54

注: 取测试气层中段的测井数据用于反演, 地层基质渗透率 $K=0.08 \text{ mD}$, 压裂后等效渗透率 $K_c=0.4 \text{ mD}$, 压裂前测试孔隙压力当量密度为 1.28 kg/L , 压裂后测试孔隙压力当量密度为 1.54 kg/L 。

求取了压裂前后的地层孔隙压力。计算结果与测试值的吻合度达到85%以上, 弥补了传统求取方法无法预测压裂后页岩气储层段孔隙压力及低估裂缝区地层孔隙压力的不足。图3所示为典型井——X井的分析结果。

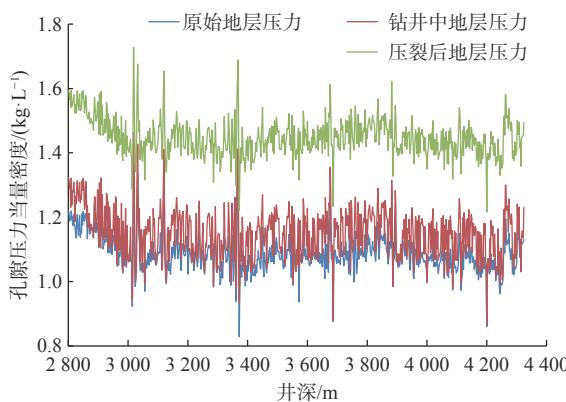


图3 不同工况下页岩裂缝区的地层孔隙压力

Fig.3 Formation pressure in shale fractured area under different operation conditions

由图3可知, 该模型的计算结果可以反映钻井及压裂影响的地层孔隙压力分布规律, 原始地层孔隙压力当量密度在 $1.0\sim1.2 \text{ kg/L}$, 钻井过程中的孔隙压力当量密度在 $1.10\sim1.33 \text{ kg/L}$, 受地层裂缝的影响局部略大于原始地层压力, 若考虑到压裂作业干扰的情况, 孔隙压力当量密度应进一步提高至 $1.4\sim1.6 \text{ kg/L}$ 。

该井实钻钻井液密度为 $1.38\sim1.45 \text{ kg/L}$, 水平段中部地层压前测试地层压力当量密度为 1.33 kg/L ,

计算值为 1.24 kg/L , 压裂后测试值为 1.50 kg/L , 计算值为 1.55 kg/L , 吻合程度高。

4 结论

1) 基于封闭定容物质平衡假设条件, 利用气体状态方程, 从理论上分析了基质低渗页岩气地层压裂导致孔隙压力升高的内在作用机制, 其原理简单, 机理明确。

2) 对于基质低渗致密的页岩储层, 渗透率与地层孔隙压力改变密切相关。渗透率大于基质渗透率的井段, 钻井过程中地层孔隙压力也会相应升高, 而压裂后地层孔隙压力会显著提高。为此, 提出了考虑钻遇裂缝带及压裂作业影响的地层孔隙压力求取方法, 分析了页岩气井钻遇裂缝带及压裂后的地层孔隙压力, 该方法与实际测试值符合率高, 弥补了传统地层孔隙压力求取方法在页岩气裂缝区应用中的不足。

3) 页岩气藏裂缝区地层孔隙压力准确求取方法, 可以为页岩气裂缝发育区钻井、压裂区加密调整井的安全钻井液密度优选提供参考。但该方法在深层页岩气钻井中是否适用, 还需要进一步探索。

参 考 文 献

References

[1] 张烨, 潘林华, 周彤, 等. 页岩水力压裂裂缝扩展规律实验研究[J]. 科学技术与工程, 2015, 15(5): 11-16.
ZHANG Ye, PAN Linhua, ZHOU Tong, et al. A study of hydraulic

fracture propagation for shale fracturing[J]. *Science Technology and Engineering*, 2015, 15(5): 11–16.

[2] 郭印同, 杨春和, 贾长贵, 等. 页岩水力压裂物理模拟与裂缝表征方法研究 [J]. *岩石力学与工程学报*, 2014, 33(1): 52–59.

GUO Yingtong, YANG Chunhe, JIA Changgui, et al. Research on hydraulic fracturing physical simulation of shale and fracture characterization methods[J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2014, 33(1): 52–59.

[3] COUZENS-SCHULTZ B A, AXON A, AZBEL K, et al. Pore pressure prediction in unconventional resources[R]. IPTC 16849, 2013.

[4] MATTHEWS M D. Uncertainty-shale pore pressure from borehole resistivity[R]. ARMA-04-551, 2004.

[5] PERVUKHINA M, PIANE C D, DEWHURST D N, et al. An estimation of pore pressure in shales from sonic velocities[R]. SEG-2013-0818, 2013.

[6] 徐春露, 孙建孟, 董旭, 等. 页岩气储层孔隙压力测井预测新方法 [J]. *石油学报*, 2017, 38(6): 666–676.

XU Chunlu, SUN Jianmeng, DONG Xu, et al. A new pore pressure logging prediction method in shale gas reservoirs[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(6): 666–676.

[7] 朱宝忠. 国内页岩气长水平井 JY2-5HF 井钻井液技术 [J]. *钻井液与完井液*, 2018, 35(6): 60–64.

ZHU Baozhong. Drilling fluid technology for long horizontal shale gas well JY2-5HF in China[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2018, 35(6): 60–64.

[8] 侯绪田, 赵向阳, 孟英峰, 等. 基于真实裂缝试验装置的液液重力置换试验研究 [J]. *石油钻探技术*, 2018, 46(1): 30–36.

HOU Xutian, ZHAO Xiangyang, MENG Yingfeng, et al. Liquid-liquid gravity displacement test based on experimental apparatus for real fractures[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2018, 46(1): 30–36.

[9] 黄国平, 何世明, 汤明, 等. 顺南区块裂缝性储层置换式气侵影响因素研究 [J]. *石油钻探技术*, 2018, 46(5): 21–25.

HUANG Guoping, HE Shimeng, TANG Ming, et al. A study on the effect of displacement gas cut on fractured reservoirs in Shunnan Block[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2018, 46(5): 21–25.

[10] 高树生, 刘华勋, 叶礼友, 等. 页岩气藏 SRV 区域气体扩散与渗流耦合模型 [J]. *天然气工业*, 2017, 37(1): 97–104.

GAO Shusheng, LIU Huaxun, YE Liyou, et al. A coupling model for gas diffusion and seepage in SRV section of shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(1): 97–104.

[11] 刘铁成, 唐海, 刘鹏超, 等. 裂缝性封闭页岩气藏物质平衡方程及储量计算方法 [J]. *天然气勘探与开发*, 2011, 34(2): 28–30.

LIU Tiecheng, TANG Hai, LIU Pengchao, et al. Material balance equation and reserve calculation method of fractured and closed shale-gas reservoir[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2011, 34(2): 28–30.

[12] 董萌. 天然气压缩因子计算方法对比及应用 [D]. 大庆: 东北石油大学, 2015.

DONG Meng. Comparison methods of compression factor of natural gas and its application[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2015.

[13] 刘尧文, 廖如刚, 张远, 等. 涪陵页岩气田井地联合微地震监测气藏实例及认识 [J]. *天然气工业*, 2016, 36(10): 56–62.

LIU Yaowen, LIAO Rugang, ZHANG Yuan, et al. Application of surface-downhole combined microseismic monitoring technology in the Fuling Shale Gas Field and its enlightenment[J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(10): 56–62.

[14] HE Jun, LING Kegang, PEI Peng, et al. Experimental investigation on the effect of pore pressure on rock permeability-Bakken formation case[R]. ARMA-2015-036, 2015.

[15] 郑有成. 川东北部飞仙关组探井地层压力测井预测方法与工程应用研究 [D]. 成都: 西南石油学院, 2004.

ZHENG Youcheng. Study on logging prediction method and engineering application of exploration well formation pressure in Feixian-guan Formation in Northeast Sichuan[D]. Chengdu: Southwest Petroleum Institute, 2004.

[编辑 令文学]