

致密砂岩气藏近井地带含水饱和度变化规律

马宏煜^{1,2} 高树生³ 叶礼友³ 刘华勋³ 熊伟³ 史江龙⁴
王霖^{1,2} 吴康^{1,2} 祁青山⁵ 张春秋⁶

1. 中国科学院大学 2. 中国科学院渗流流体力学研究所 3. 中国石油勘探开发研究院渗流流体力学研究所
4. 中国石油勘探开发研究院西北分院 5. 中国石油青海油田公司勘探开发研究院
6. 中国石油新疆油田公司实验检测研究院计量监督检测中心

摘 要 致密砂岩气藏普遍含水, 近井地带极易形成积液, 从而导致气井减产甚至停产, 因而研究近井地带含水饱和度变化规律对于认识气井产水机理具有重要的意义。为此, 根据气井径向渗流原理设计了一套近井地带储层含水饱和度变化物理模拟实验流程, 运用直径分别为 10.5 cm、3.8 cm、2.5 cm 的致密岩心由远及近串联以模拟气藏中直井压裂后的生产状况; 基于气井降压生产方式, 分别用 20 μm 、30 μm 、40 μm 、50 μm 的微管来模拟气井油管以控制产气量, 研究气藏衰竭开采过程中近井地带含水饱和度的变化及其影响因素, 结合现场生产井资料计算气井近井地带及不同区域、不同微管直径下的含水饱和度及产水量, 并分析其变化情况。研究结果表明: ①不同采气速率各自对应一个临界含水饱和度, 当原始含水饱和度低于临界值, 近井地带和中部区域流动的地层水会随气体的采出而携出, 近井地带不会产生积液; ②当原始含水饱和度高于临界值时, 由远端运移的地层水大量聚集在近井地带导致近井地带积液; ③含水饱和度相同时, 采气速率越大, 越容易导致近井地带积液; ④同一含水饱和度下, 采气速率越大, 产水越严重, 采收率越低。结论认为, 由物理模拟实验新方法计算得到的气井累计产水量图版与对应气井的产水动态具有较好的一致性, 该研究成果可以有效预测气井产水量, 对于气井采取合理的水措施具有指导作用。

关键词 致密砂岩气藏 近井地带 含水饱和度 微管直径 平面径向渗流 物理模拟实验 气井产水量 采气速率 治水措施
DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2018.05.009

Change of water saturation in tight sandstone gas reservoirs near wellbores

Ma Hongyu^{1,2}, Gao Shusheng³, Ye Liyou³, Liu Huaxun³, Xiong Wei³, Shi Jianglong⁴, Wang Lin^{1,2},
Wu Kang^{1,2}, Qi Qingshan⁵ & Zhang Chunqiu⁶

(1. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China; 2. Institute of Porous Flow & Fluid Mechanics, University of Chinese Academy of Sciences, Langfang, Hebei 065007, China; 3. Department of Porous Flow & Fluid Mechanics, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Langfang, Hebei 065007, China; 4. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development - Northwest, Lanzhou, Gansu 730020, China; 5. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Qinghai Oilfield Company, Dunhuang, Gansu 736202, China; 6. Measurement Supervision and Inspection Center of Experimental Testing Institute, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 843000, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 38, ISSUE 5, pp.77-86, 5/25/2018. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Tight sandstone gas reservoirs commonly contain water, so liquid loading often appears near wellbores, leading to production decline and even shutdown of gas wells. Therefore, the study on the change of water saturation near wellbores is of great significance to understanding the water production mechanisms of gas wells. In this paper, a set of physical simulation experiment procedures of identifying the change of water saturation near wellbores was designed according to the principle of radial well seepage of gas wells, and the production performance after vertical well fracturing in gas reservoirs was simulated by connecting tight cores with a diameter of 10.5 cm, 3.8 cm and 2.5 cm in series in a descending order of distance. According to the depressurizing production mode of gas wells, tubes with small diameters of 20, 30, 40 and 50 μm were used to simulate gas well tubing to control the gas production rate. And the change of water saturation near wellbore in the process of depletion production and its influencing factors were investigated. Finally, combined with actual data of production wells, the water saturation and water production of gas wells near wellbores and in different zones were calculated at the above four different small diameters of tubes and the changes thereof were also analyzed. The following results were obtained. First, each gas production rate corresponds to a critical water saturation. When the initial water saturation is lower than the critical value, the formation water flowing near the wellbore and in the middle zone can be carried out along with the production of gas and no liquid loading is formed. Second, when the initial water saturation is higher than the critical value, a large amount of formation water migrating from the distal zones accumulates near the wellbore, and thus liquid loading occurs at the bottom hole. Third, when the initial water saturation is equal to the critical value, the higher the gas production rate is, the more easily liquid loading tends to form near the wellbore. Fourth, for the same water saturation, water production increases and recovery factor decreases with the increase of gas production rate. In conclusion, the cumulative water production chart of a gas well generated by the physical simulation experiment method proposed in this paper agrees well with the water production behavior of the corresponding gas well. The research results are conducive to the effective prediction of gas well water production and can be used as guidance for the reasonable gas well water control.

Keywords: Tight sandstone gas reservoir; Near the wellbore; Water saturation; Tube with a small diameter; Plane radial seepage; Physical simulation experiment; Water production rate of gas well; Gas production rate; Water control

基金项目: 国家科技重大专项“裂缝—孔洞型储层空间特征及渗流规律实验评价”(编号: 2016ZX05052-002-001)、国家科技重大专项“裂缝孔隙(洞)型底底水气藏水侵机理及对气藏稳产能力和采收率影响”(编号: 2017ZX05030-003-003-001)、中国石油天然气股份有限公司科学研究与技术开发项目(编号: 2016B-1501)。

作者简介: 马宏煜, 1992 年生, 硕士研究生; 主要从事致密砂岩气藏的开发研究工作。地址: (065007) 河北省廊坊市广阳区万庄 44 号信箱。ORCID: 0000-0001-6251-1496。E-mail: hy.ma@cug.edu.cn

通信作者: 高树生, 1969 年生, 高级工程师, 博士; 主要从事渗流机理和油气田开发方面的研究工作。地址: (065007) 河北省廊坊市广阳区万庄 44 号信箱。电话: (010) 69213752。ORCID: 0000-0001-9266-0759。E-mail: gaoshusheng69@petrochina.com.cn

0 引言

非常规天然气作为一种潜力巨大的未来接替能源,将成为全球能源供应的一个重要组成部分^[1]。中国致密砂岩气资源丰富,自“十一五”以来,鄂尔多斯盆地苏里格气田、四川盆地川中地区须家河组气藏、松辽盆地南部登娄库组气藏等勘探、开发都取得新突破,实现了致密砂岩气的规模开发利用,展示了良好的发展前景^[2-8]。致密砂岩气藏普遍具有低孔隙、低渗透、高含水的特点,大多数气藏在开发的过程中均出现高压、低产、伴生产水的特点,储产量最大的苏里格致密砂岩气田自开发以来,到目前为止有 60% 以上的气井面临产水问题,近井地带大量积液导致气井减产甚至停产^[9-13]。通过对储层近井地带含水饱和度变化规律及其影响因素开展物理模拟实验研究,有助于明确致密砂岩气藏产水机理,准确预测气井的产水动态。

杨满平等^[14]认为在气藏开采过程中,由于致密砂岩储层岩石应力敏感作用,地层孔隙度和孔隙喉道体积减小,部分束缚水释放形成自由水并产出,导致气井大量产水,近井地带含水饱和度增大。盛军等^[15]认为在气井开采过程中,从泄流边界到井筒方向,压差呈现出一个逐渐增大的趋势,近井地带含水饱和度逐渐增大。胡勇等^[16]进行长岩心夹持器饱和和衰竭气驱实验,结果表明近井地带含水饱和度变化与岩心渗透率有关。这些研究均表明近井地带含水饱和度会发生变化,然而,关于近井地带含水饱和度变化规律及其影响因素的报道却很少。

根据致密气藏开发过程中流体从远井区向近井区汇集的平面径向渗流特点,笔者设计了一套近井地带储层含水饱和度变化物理模拟实验流程,分析初始含水饱和度、采气速度对近井地带含水饱和度的

影响,最后综合气藏生产现场因素并利用相似原理,计算得到气藏近井地带及不同区域含水饱和度变化及气藏产水情况。

1 物理模拟实验思路与方法

1.1 物理模拟实验思路

在致密砂岩气藏直井压裂开发过程中,近井地带流体渗流以平面径向渗流为主^[16-17],地下流体以气井为中心汇集,渗流中每个渗流流线都平行于同一个平面,每个平面内的流动状况都相同。在平面径向渗流中,从地层远端到气井井底渗流截面逐渐变小,根据从远井端到近井地带渗流半径逐渐减小的渗流现象,如果以井眼为圆心,将地层切割成一个个的圆柱体,那么由近及远会形成半径逐渐增加的一系列空心圆柱体(图 1)。从半径 R_0 (井筒半径) 开始,至第 1 个空心圆柱体的外半径 R_1 处为近井地带,从半径 R_1 至半径 R_2 处地层为地层流体渗流的地层中部区域,从半径 R_2 至半径 R_3 处为地层流体渗流的远井地带区域。

笔者从物理模拟实验的角度来模拟研究近井地带含水饱和度的变化规律,考虑到地层远端到气井井底渗流断面逐渐变小这一特点,选用直径为 10.5 cm、3.8 cm、2.5 cm 致密砂岩岩心在同一水平面上进行串联,模拟气井周围储层的径向渗流,而且假设 3 个岩心由小到大的孔隙体积比例与气井近井地带、地层中部及远井地带的小扇形体的孔隙体积比例相似。由此即可实现气井径向渗流的物理模拟实验,用以评价近井地带含水饱和度的变化规律及其影响因素。

在致密砂岩气藏生产开发中,常常采用放压生产方式,油管直径的大小对气井的产量起控制和调节作用,在不同管径的油管下,井底压力及气井产

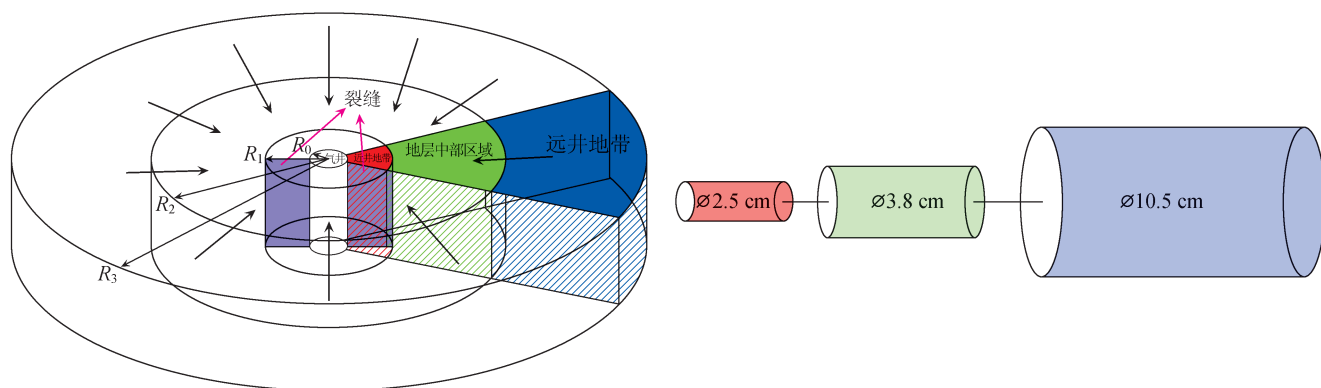


图 1 平面径向渗流实验模拟示意图

量不同^[18]。根据实验物理模拟需求以及致密砂岩气藏开发方式,在实验出口端连接微管来模拟采气的油管,通过改变微管直径来控制采气速度。实验中采用的是自主研发的耐高压(30 MPa)微管,满足了微尺度与常规尺度的实验对接,能够进行高压条件下致密砂岩气藏平面径向渗流模拟^[19]。在物理模拟实验出口端分别接入不同管径的微管(20 μm、30 μm、40 μm、50 μm)模拟采气油管,开展致密砂岩气藏衰竭开发模拟实验。由于笔者研究致密砂岩气藏储层中气、水两相流动,不考虑地层水流入井筒积液导致地层气体的携液能力下降以及地层积液倒灌情况,故在实验微管前端加入干燥管吸收出口端的产水,以排除该因素的影响。

1.2 岩心渗流物模实验连续性论证

根据储层流体径向渗流特征,将储层划分 n 个流动区域,不同流动区域边界半径 $R_1, R_2, \dots, R_n$,然后根据流动区域渗流截面积和孔隙体积确定岩心半径和长度。

渗流截面相似性为:

$$(R_1 + R_w):(R_1 + R_2):\dots:(R_{n-1} + R_n) = r_1^2:r_2^2:\dots:r_n^2 \quad (1)$$

孔隙体积相似性为:

$$(R_1^2 - R_w^2):(R_2^2 - R_1^2):\dots:(R_n^2 - R_{n-1}^2) = r_1^2 L_1:r_2^2 L_2:\dots:r_n^2 L_n \quad (2)$$

储层渗流是达西渗流时地层压力的分布为:

$$p = p_e - \frac{p_e - p_w}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \ln \frac{r_e}{r} \quad (3)$$

划分 1 个区域时,采用 1 块岩心模拟,流动为线性渗流,物模岩心压力分布为:

$$p = p_e - \frac{p_e - p_w}{L} x \quad (4)$$

划分 n 个区域时,采用 n 块半径不同、长度不同岩心模拟,物模岩心压力分布为:

$$\frac{p_1 - p_w}{L_1} = \frac{p_2 - p_w}{L_2} = \dots = \frac{p_n - p_w}{L_n} = \frac{p_e - p_w}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{r_i^2}} \quad (5)$$

已知 p_e, p_w, r_i, L_i , 依据式 (5) 可以计算得到: n 个岩心串联开发时所对应 $n-1$ 个连接点的压降曲线。当 n 越大时,物模与储层流动规律相似程度越高,但同时带来的实验难度也越大;理论计算和物模实验结果表明(图 2),当 n 大于或等于 3 时,物模流动与储层流动相似程度较高,物模岩心压降漏斗特征明显,即使物模岩心连接处流动截面发生突变,但

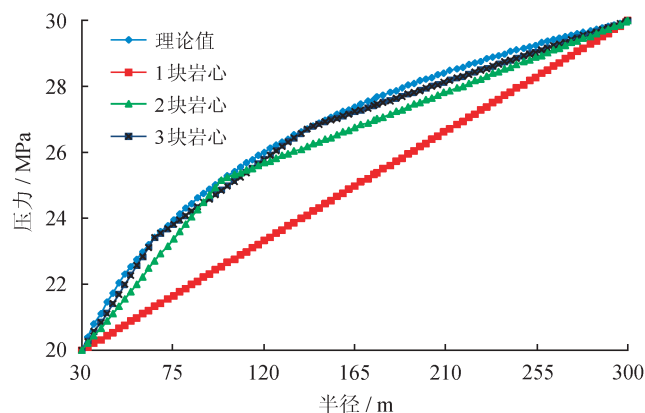


图 2 致密砂岩气藏衰竭开发下气井不同泄流区域压力分布图

宏观流动规律与连续性地层基本一致,因此笔者将直径为 10.5 cm、3.8 cm、2.5 cm 致密砂岩岩心在同一水平面上进行串联方案是可以模拟研究致密砂岩气藏生产开发中平面径向渗流规律。

1.3 实验方法

1.3.1 岩心参数

实验选用苏里格致密气藏柱状砂岩岩心,其岩心基本参数如表 1 所示。

表 1 实验岩心基本参数

岩心 编号	长度/cm	直径/cm	孔隙度	覆压为 30 MPa 的 渗透率/mD
1	5.053	2.481	9.01%	0.009 2
2	5.037	3.794	9.89%	0.009 9
3	14.552	10.030	9.01%	0.010 4

1.3.2 实验流程

实验流程为:①将致密砂岩岩心烘干,称取干重,然后抽真空饱和水,称取饱和水湿重,计算孔隙体积;②将致密砂岩岩心建立初始含水饱和度(60%);③将岩心分别装入岩心夹持器并加围压至 30 MPa,然后通过中间容器高压气源对该组岩心饱和压力至设计压力 20 MPa,饱和气完毕后稳定一段时间,直到各点压力不再发生变化为止,撤掉气源,确保岩心处于独立压力系统中(图 3);④打开出口微管(50 μm)调节阀,并同时打开压力、流量数据自动记录系统,开始实验;⑤实验过程中记录各测压点压力、开采时间、气流量、累计气流量等参数,地层压力从 20 MPa 下降至废弃条件(直径 2.5 cm 岩心夹持器出口端压力达到 3 MPa),实验结束;

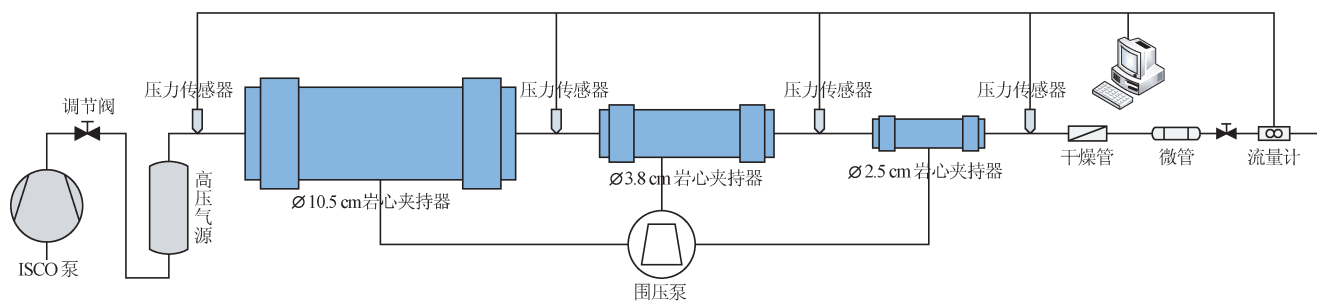


图3 气驱饱和和衰竭开采物理模拟实验流程示意图

⑥取出岩心并称重, 计算含水饱和度变化情况以及出口干燥管重量变化; ⑦依次对岩心建立初始含水饱和度 55%、50%、45%、40%, 重复步骤③~⑥, 进行不同初始含水饱和度的气驱饱和和衰竭开发模拟实验; ⑧依次更换出口微管 40 μm 、30 μm 、20 μm , 重复步骤②~⑦, 进行不同出口微管直径、不同初始含水饱和度的气驱饱和和衰竭开发模拟实验。

2 储层区域范围与产水量相似性论证

自然界和工程界中现象与物理模拟实验的相似一般采用相似理论, 在不考虑边底水、毛细管力和重力的均质致密砂岩气藏下, 相似理论主要包括运动相似、动力相似、采出程度相似、孔隙相似、流动介质相似和几何相似。致密砂岩气藏与物模实验相似论证主要包括致密砂岩气藏区域范围相似性和气藏产水相似性论证, 其中致密砂岩气藏区域范围相似主要为几何相似, 气藏产水相似则为运动相似。致密砂岩气藏区域范围几何相似和孔隙相似是利用不同区域孔隙比相似转化为不同区域半径相似; 气藏产水运动相似是通过气藏井底单位渗流截面上质量流量与实验出口端有效渗流截面单位质量流量相似, 进而可以得到气藏的采气速度。

据前所述的物理模拟实验思路中的区域划分, 近井地带、地层中部区域及远井地带与直径 2.5 cm (1号岩心)、直径 3.8 cm (2号岩心) 及直径 10.5 cm (3号岩心) 体积孔隙比相似原理, 即可得气藏各区域半径换算公式。

近井地带:

$$\frac{V_{\text{近}}}{V_{\text{地}}} = \frac{V_{\text{近扇}}}{V_{\text{地扇}}} = \frac{V_{2.5}}{V_{2.5} + V_{3.8} + V_{10.5}} \quad (6)$$

地层中部区域:

$$\frac{V_{\text{中}}}{V_{\text{地}}} = \frac{V_{\text{中扇}}}{V_{\text{地扇}}} = \frac{V_{3.8}}{V_{2.5} + V_{3.8} + V_{10.5}} \quad (7)$$

远井地带:

$$\frac{V_{\text{远}}}{V_{\text{地}}} = \frac{V_{\text{远扇}}}{V_{\text{地扇}}} = \frac{V_{10.5}}{V_{2.5} + V_{3.8} + V_{10.5}} \quad (8)$$

根据近井地带、地层中部区域、远井地带的区域划分公式 (6)、(7)、(8), 将各参数带入公式换算得到气藏各区域半径。

近井地带外半径:

$$R_1 = \sqrt{\frac{L_1 D_1^2 (R_3^2 - R_0^2)}{L_1 D_1^2 + L_2 D_2^2 + L_3 D_3^2} + R_0^2} \quad (9)$$

地层中部区域外半径:

$$R_2 = \sqrt{\frac{L_2 D_2^2 (R_3^2 - R_0^2)}{L_1 D_1^2 + L_2 D_2^2 + L_3 D_3^2} + R_1^2} \quad (10)$$

不同直径的微管所对应的产气速率不同, 利用物模实验采气速度与气藏单位渗流面积流量相同原理式 (11), 将不同微管下的饱和和衰竭实验初期出口流量转换成气藏采气速率。

$$\frac{Q_{\text{微}}}{S_{\text{岩}} \phi_{2.5}} = \frac{v_i}{S_{\text{渗}} \phi_{\text{近}}} \quad (11)$$

将各参数带入式 (6), 分别得到对应的产气速率。

出口微管 20 μm 所对应的产气速率为:

$$v_{20\mu\text{m}} = \frac{8Q_{20}R_0h_{\text{eq}}}{D_3^2} \quad (12)$$

出口微管 30 μm 所对应的产气速率为:

$$v_{30\mu\text{m}} = \frac{8Q_{30}R_0h_{\text{eq}}}{D_3^2} \quad (13)$$

出口微管 40 μm 所对应的产气速率为:

$$v_{40\mu\text{m}} = \frac{8Q_{40}R_0h_{\text{eq}}}{D_3^2} \quad (14)$$

出口微管 50 μm 所对应的产气速率为:

$$v_{50\mu\text{m}} = \frac{8Q_{50}R_0h_{\text{eq}}}{D_3^2} \quad (15)$$

3 实验结果

在致密砂岩气藏气驱饱和和衰竭物理模拟实验中, 通过控制初始含水饱和度、出口微管直径两个变化因素, 分别来研究地层原始含水饱和度和采气速度对致密砂岩气藏近井地带、地层中部区域及远井地带含水饱和度变化规律的影响。

3.1 采气速度对储层含水饱和度变化的影响

在致密砂岩气藏气驱饱和和衰竭物理模拟实验中, 通过对不同微管下实验结果进行对比分析, 得到直径分别为 2.5 cm、3.8 cm、10.5 cm 等 3 块岩心在 4 个不同微管直径条件下实验后的含水饱和度曲线 (图 4 ~ 6)。

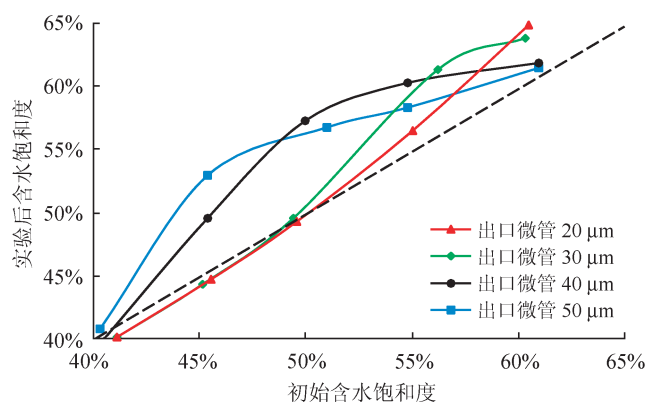


图 4 不同微管下直径 2.5 cm 岩心实验后含水饱和度曲线图

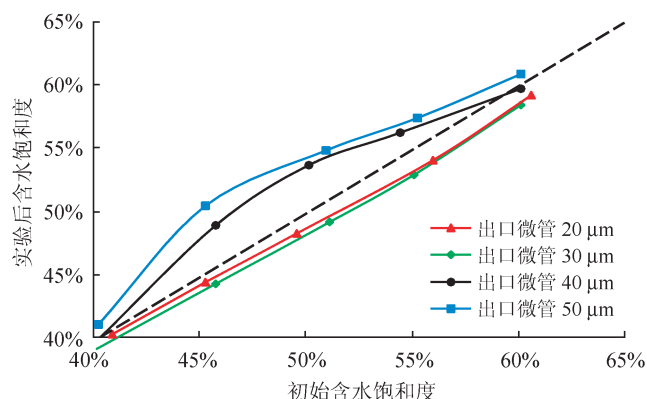


图 5 不同微管下直径 3.8 cm 岩心实验后含水饱和度曲线图

从近井地带 (2.5 cm 岩心) 实验后含水饱和度曲线 (图 4) 可以看出, 出口不同直径的微管都对应一个临界含水饱和度 (定义含水饱和度变化曲线与对角虚线的交点为临界含水饱和度), 随着出口微管直径由 20 μm 增大至 50 μm , 近井地带临界含水饱和度分别为 51%、49%、41%、40%。当初始含水饱和度

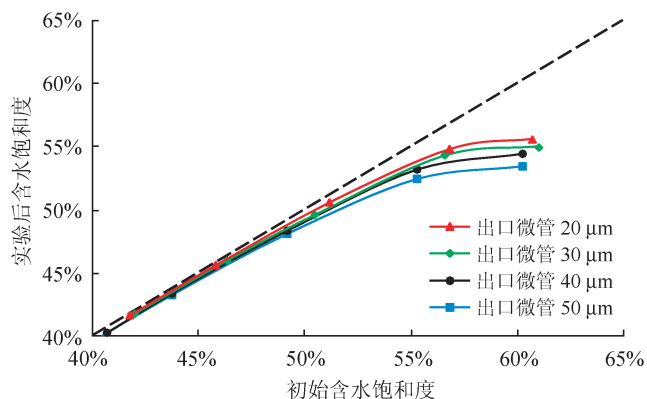


图 6 不同微管下直径 10.5 cm 岩心实验后含水饱和度曲线图

大于临界值时, 近井地带含水饱和度增大, 地层积液; 小于临界值时, 近井地带含水饱和度减小, 地层水随采气排出。随着初始含水饱和度增大, 近井地带含水饱和度增速降低, 曲线的变化趋势变缓的点对应的含水饱和度值分别为 60% (预估)、56%、50%、45.3%。微管直径越大, 采气速度越大, 携液能力就越强; 但是由于采气速度越大, 中、远端区域供液能力也越强, 而且气体携液能力小于供液能力, 最终导致近井地带积液越来越严重。因此致密砂岩气藏合理配产可有效控制气井产水。

图 5 是中部区域 (直径 3.8 cm 岩心) 不同采气速度实验后含水饱和度变化曲线。可以看出, 在微管直径为 20 μm 和 30 μm 条件下, 地层中部区域岩心含水饱和度均降低, 且初始含水饱和度越大, 降低的趋势越明显; 微管直径为 40 μm 和 50 μm 条件下, 地层中部区域含水饱和度均呈增大趋势, 且后者含水饱和度增大量明显要高于前者。由此可见, 微管直径大于 30 μm 时, 致密砂岩气藏采气速率增大, 远端供液能力增强, 在地层中部区域也开始形成积液, 地层中部区域含水饱和度增速变缓拐点对应的含水饱和度值分别为 45% (微管直径 50 μm) 和 50% (微管直径 40 μm)。大于该值后, 气体携液能力增强, 但是总的看来远端供液能力更强, 地层仍然处于积液状态。

图 6 是远端区域 (直径 10.5 cm 岩心) 不同采气速度实验后含水饱和度变化曲线。可以发现, 在出口控制流量的微管直径分别为 20 μm 、30 μm 、40 μm 和 50 μm 条件下, 远井地带含水饱和度均随初始含水饱和度增大而降低。即采气速度越大, 远井地带含水饱和度减少量就越大, 运移水量越多, 当初始含水饱和度大于 55% 时, 远井地带地层水开始大量向近井地带流动, 这也就是致密砂岩高含水气藏采

气速度越大,近井地带积液越严重的主要原因。

3.2 初始含水饱和度对储层含水饱和度变化的影响

通过改变实验岩心初始含水饱和度,来模拟不同限产条件下气藏不同初始含水饱和度对于近井地带积液的影响,表 2 为出口微管直径分别为 20 μm 、30 μm 、40 μm 和 50 μm 不同采气速度条件下,不同初始含水饱和度对实验后储层含水饱和度变化量的影响情况。

3.2.1 出口微管直径 20 μm 下,不同初始含水饱和度的影响

根据图 4~6 中出口微管直径为 20 μm 实验后岩心含水饱和度曲线及表 2 所对应的实验后含水饱和度变化数据,可以看出:当初始含水饱和度小于临界值 51% 时,直径 2.5 cm 岩心、直径 3.8 cm 岩心和直径 10.5 cm 岩心含水饱和度均降低,且初始含水饱和度和越大,3.8 cm 岩心和 10.5 cm 岩心减少量越明显。

这表明致密砂岩气藏在该低速开采下,地层初始含水饱和度小于 51% 时,地层水由远端向中部一直到近井地带运移,且携液能力大于供液能力,近井地带和地层中部区域地层水随采出气全部产出,地层不存在积液的问题;当初始含水饱和度大于 51% 时,气体携液能力开始小于供液能力,导致近井地带含水饱和度增大,近井地带地层积液。

3.2.2 出口微管直径 30 μm 下,不同初始含水饱和度的影响

将图 4~6 中出口微管直径为 30 μm 实验后岩心含水饱和度曲线和表 2 实验后含水饱和度变化值进行分析,可以得到:该微管对应的地层初始含水饱和度临界值为 49%,初始含水饱和度小于该值时,地层水随采气而全部产出;初始含水饱和度大于 49% 时,气体携液能力小于供液能力,中部区域和远端区域含水饱和度减少,近井地带地层积液。当初始含水饱和度大于 56% 时,受气水两相流阻力影响,积

表 2 不同直径微管和初始含水饱和度下各岩心实验后含水饱和度变化数据表

出口微管	岩心直径 2.5 cm 近井地带		岩心直径 3.8 cm 地层中部区域		岩心直径 10.5 cm 远井地带	
	S_{w0}	ΔS_w	S_{w0}	ΔS_w	S_{w0}	ΔS_w
直径 50 μm	40.36%	0.50%	40.18%	0.74%	39.66%	-0.57%
	45.37%	7.53%	45.25%	5.15%	43.75%	-1.14%
	50.98%	5.74%	50.96%	3.91%	49.19%	-1.72%
	54.80%	3.51%	55.27%	2.12%	55.32%	-2.90%
	60.93%	0.52%	60.18%	0.69%	60.32%	-6.84%
直径 40 μm	40.36%	-0.70%	40.18%	-0.34%	40.66%	-0.37%
	45.37%	4.23%	45.75%	3.15%	43.75%	-0.81%
	49.98%	7.24%	50.16%	3.51%	49.19%	-1.42%
	54.80%	5.41%	54.47%	1.72%	55.32%	-2.48%
	60.93%	0.91%	60.18%	-0.39%	60.32%	-5.84%
直径 30 μm	41.11%	-0.91%	40.12%	-1.13%	41.97%	-0.22%
	45.12%	-0.78%	45.76%	-1.54%	46.35%	-0.43%
	49.43%	0.14%	51.11%	-2.04%	50.48%	-0.87%
	56.18%	5.18%	55.07%	-2.16%	56.57%	-2.32%
	60.33%	3.44%	60.14%	-1.65%	61.03%	-6.04%
直径 20 μm	41.13%	-0.98%	40.83%	-0.60%	41.75%	-0.12%
	45.51%	-0.81%	45.26%	-0.96%	45.78%	-0.25%
	49.57%	-0.32%	49.55%	-1.35%	51.14%	-0.63%
	55.01%	1.49%	55.97%	-1.97%	56.86%	-2.07%
	60.48%	4.43%	60.66%	-1.44%	60.74%	-5.16%

注: S_{w0} 代表初始含水饱和度; ΔS_w 代表实验后含水饱和度变化值, $\Delta S_w < 0$, 表示实验后含水饱和度降低; $\Delta S_w > 0$, 表示实验后含水饱和度升高

液范围逐步向地层中部区域漫延,造成中部区域含水饱和度减少趋势变弱(地层中部有微小积液,但整体趋势被抵消),最终导致近井地带和中部区域含水饱和度变化量均有减小趋势。

3.2.3 出口微管直径 40 μm 下,不同初始含水饱和度的影响

同上述综合实验后岩心含水饱和度曲线及变化量可以得到:出口微管直径 40 μm 的地层含水饱和度临界值为 41%,初始含水饱和度小于临界值时,地层水随采气而全部产出;初始含水饱和度大于临界值时,气体携液能力小于供液能力,近井地带(2.5 cm 岩心)、中部区域(3.8 cm 岩心)含水饱和度增加,地层发生积液。当初始含水饱和度大于 50% 时,近井地带和中部区域积液速度减慢,部分积液随采气产出,但地层还处于积液状态。

3.2.4 出口微管直径 50 μm 下,不同初始含水饱和度的影响

同上述综合实验后岩心含水饱和度曲线及变化量可以得到:出口微管直径为 50 μm 的地层初始含水饱和度临界值为 40%,初始含水饱和度小于临界值时,地层水随采气而全部产出;初始含水饱和度大于临界值时,近井地带和地层中部发生积液。当初始含水饱和度超过 46% 时,积液速度减慢,部分积液随采气产出,但地层还处于积液状态。

综上所述,随着采气速度增加,近井地带积液的临界含水饱和度降低,同时积液范围从近井地带漫延至地层中部区域,即在相同初始含水饱和度时,气井采气速度越大,地层越容易积液。

3.3 初始含水饱和度和采气速度对采收率的影响

在致密砂岩气藏开发过程中,近井地带积液、气井产水会严重影响采收率。在致密砂岩气藏平面径向渗流中,每个采气速度都对应一个临界含水饱和度,当地层初始含水饱和度低于临界值时,地层水会随采气全部排出,不会造成积液;当地层初始含水饱和度大于临界值时,近井地带将发生积液,随着采气速度的增大,积液产水更严重,采收率急剧下降。

图 7 为不同微管直径时,模拟储层初始含水饱和度与采收率变化关系曲线。图 7 表明初始含水饱和度越大,气藏的采收率就越低。当储层原始含水饱和度大于 55% 时,远井地带含水饱和度快速降低,气井大量产水,造成采收率急剧下降;采气速率越大,远井地带地层水越容易向气井运移,供液能力也就

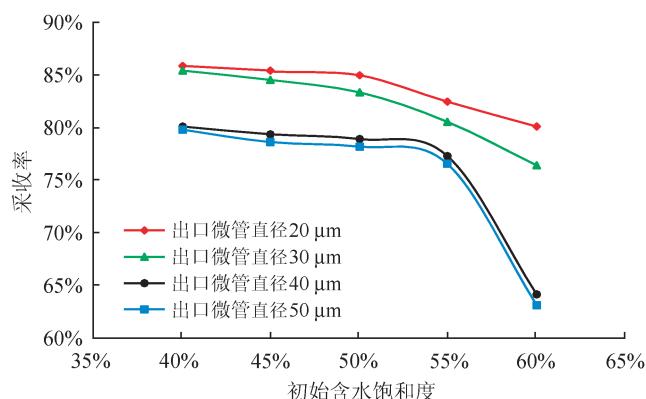


图 7 不同微管直径下模拟气藏采收率变化曲线图

越强,从而导致在近井地带以及地层中部区域产生积液,造成采收率大幅下降。

4 气井产水量数值计算

气井产水是困扰着气田开发的一个严峻的问题,气井见水后,气、水两相流动降低了气相渗透率,直接导致了气藏产能下降进而影响气藏的累产量^[20]。笔者通过物理模拟实验明确含水饱和度变化规律,计算得到在不同含水饱和度和采气速度下的气井产水量图版。

4.1 模拟气井产水量计算

根据苏里格致密砂岩气藏井间干扰概率统计^[21],合理井网密度为 3 口/ km^2 ,故气藏远井地带半径(R_3)为 300 m,采气油管管径(R_0)为 0.04 m。由上述近井地带和地层中部区域的外半径公式(9)、公式(10)计算得到气藏不同区域范围是:近井地带外半径(R_1)为 42 m、中部区域半径(R_2)为 78 m、远井区半径(R_3)为 300 m(近井地带半径偏大的原因是考虑致密砂岩气藏直井压裂开发裂缝的影响,将裂缝泄流能力等效于井筒周围的径向泄流,因此增加了 2.5 cm 岩心的长度,达到模拟压裂直井开发的效果)。假定气藏储层厚度(R)为 10 m 时,结合各微管产气流量,由公式(7)~(9)可以计算得到不同直径微管的模拟速率,即:
 $v_{20\mu\text{m}}=2\ 621\ \text{m}^3/\text{d}$ 、 $v_{30\mu\text{m}}=6\ 173\ \text{m}^3/\text{d}$ 、 $v_{40\mu\text{m}}=12\ 287\ \text{m}^3/\text{d}$ 、 $v_{50\mu\text{m}}=15\ 108\ \text{m}^3/\text{d}$ 。

根据模拟得到的储层不同区域的含水饱和度变化值,可计算气井的产水量(图 8)。产水量随初始含水饱和度增加而增加,而且采气速度越快,对应的产水量越大。由于未考虑致密砂岩气藏中不同区域储层非均质性及其他生产因素的影响,理论计算

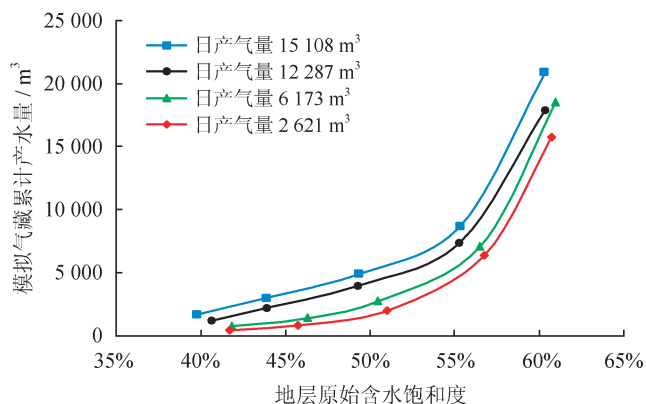


图8 不同采气速率下的模拟气藏产水量曲线图

获得的气井产水量可能存在一定的误差，但研究成果对于认识致密砂岩气藏产水动态和制定合理的排水采气工艺措施仍具有较大的帮助。

4.2 气井产水实例分析

苏里格气田致密砂岩气藏的1口气井W1，其储层物性如下：储层厚度为12 m，平均含水饱和度为45%，渗透率为0.01 mD，这与本文实验参数接近，其生产动态曲线如图9、10所示，气井平均日采气量

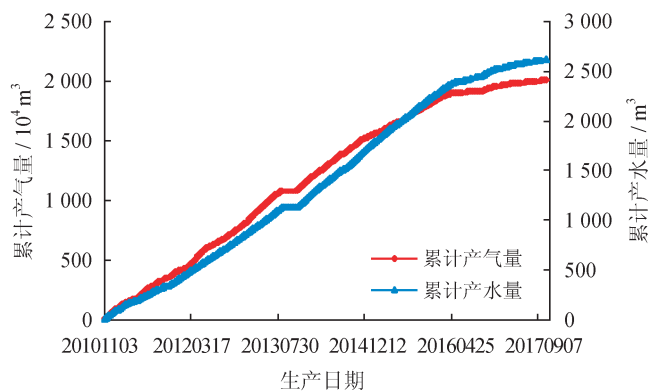


图9 气井W1累计产气、水量曲线图

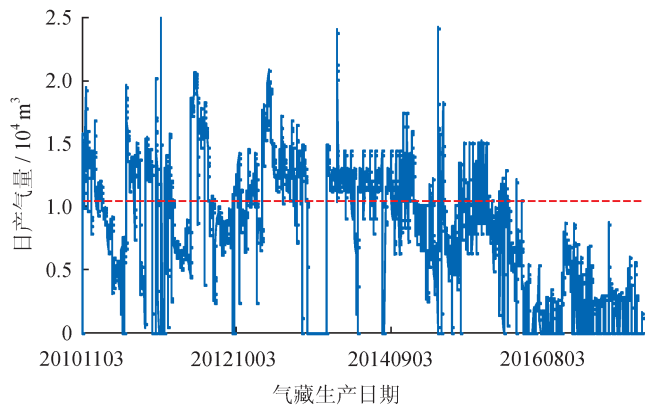


图10 气井W1日产气量曲线图

为 $1.12 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，累计产水量2 613.29 m^3 。根据气井产水量图版（图8），可以得到气井W1在日采气量和初始含水饱和度45%条件下累计产水量理论值为2 928.74 m^3 ，与实际累计产水量相比，相对误差率为12.07%。由此可见，气井累计产水量图版预测结果与对应气井的累计产水量实际值具有较好的一致性，研究成果可以有效预测气井产水量。

5 结论与认识

1) 根据致密砂岩气藏直井压裂的储层渗流特征，提出了致密砂岩气藏近井地带含水饱和度变化与影响规律的物理模拟实验新方法。

2) 对于低渗致密砂岩储层，不同采气速度都会对应一个临界含水饱和度，气藏初始含水饱和度低于该临界值，地层水能够全部随采气产出；如果高于临界值，气体携液能力小于供液能力，近进地带发生积液。随采气速度增加，该临界含水饱和度逐渐降低，即在相同初始含水饱和度时，气井采气速度越大，越容易导致近井地带积液。

3) 通过对物模实验和气井生产开发相似性论证，计算得到致密砂岩储层近井地带、中部区域和远井地带的区域范围值以及不同采气速度下的气井产水曲线。同一含水饱和度下，采气速率越大，产水越严重，采收率越低。对于致密砂岩气藏，应确定合理的采气速度，达到有效控制近井地带积液的目的，从而提高气藏采收率。

4) 计算得到的气井累计产水量图版与对应气井的产水动态具有较好的一致性，证明该研究成果可以有效预测气井产水量，对于气井采取合理的治水措施具有指导作用。

符 号 说 明

R_0 表示采气油管半径，m； R_1 表示近井地带外半径，m； R_2 表示地层中部区域外半径，m； R_3 表示远井地带外半径，m； R_{n-1} 表示区域 $n-1$ 渗流地带外半径，m； R_n 表示区域 n 渗流地带外半径，m； R_w 表示气井半径，m； r_1 表示岩心1的半径，m； r_2 表示岩心2的半径，m； r_n 表示岩心 n 的半径，m； r_e 表示外边界半径，m； r_w 表示井壁半径，m； L_1 表示岩心1的长度，m； L_2 表示岩心2的长度，m； L_3 表示岩心3的长度，m； L_n 表示岩心 n 的长度，m； D_1 表示岩心1的直径，m； D_2 表示岩心2的直径，m； D_3 表示岩心3的直径，m； p_1 表示岩心1的压力，MPa； p_2 表示岩心2的压力，MPa； p_{n-1} 表示岩心 $n-1$ 的压力，MPa； p_e 表示外边界处压力，MPa； p_w 表示井壁处压力，MPa； $V_{近}$ 表示近井地带孔隙体积， m^3 ； $V_{中}$ 表示地层中部区域孔隙体积， m^3 ； $V_{远}$

表示远井地带孔隙体积, m^3 ; $V_{\text{地}}$ 表示气井径向流区域地层孔隙体积, m^3 ; $V_{\text{近扇}}$ 表示近井地带扇形体孔隙体积, m^3 ; $V_{\text{中扇}}$ 表示地层中部区域扇形体孔隙体积, m^3 ; $V_{\text{远扇}}$ 表示远井地带扇形体孔隙体积, m^3 ; $V_{\text{地扇}}$ 表示气井径向流区域扇形体孔隙体积, m^3 ; $V_{2.5}$ 表示直径2.5 cm岩心的孔隙体积, m^3 ; $V_{3.8}$ 表示直径3.8 cm岩心的孔隙体积, m^3 ; $V_{10.5}$ 表示直径10.5 cm岩心的孔隙体积, m^3 ; $Q_{\text{微}}$ 表示微管衰竭实验开始产气速率, m^3/d ; Q_{20} 表示微管20 μm 下衰竭实验开始产气速率, m^3/d ; Q_{30} 表示微管30 μm 下衰竭实验开始产气速率, m^3/d ; Q_{40} 表示微管40 μm 下衰竭实验开始产气速率, m^3/d ; v_i 表示气藏产气速率, m^3/d ; $v_{20\mu\text{m}}$ 表示出口微管20 μm 下模拟气藏产气速率, m^3/d ; $v_{30\mu\text{m}}$ 表示出口微管30 μm 下模拟气藏产气速率, m^3/d ; $v_{40\mu\text{m}}$ 表示出口微管40 μm 下模拟气藏产气速率, m^3/d ; $v_{50\mu\text{m}}$ 表示出口微管50 μm 下模拟气藏产气速率, m^3/d ; $S_{\text{岩}}$ 表示实验出口岩心渗流截面积, m^2 ; $\phi_{2.5}$ 表示直径2.5 cm岩心孔隙度; $S_{\text{渗}}$ 表示气藏渗流面积, m^2 ; $\phi_{\text{近}}$ 表示近井地带孔隙度; $h_{\text{气}}$ 表示气藏厚度, m。

参 考 文 献

- [1] Hughes JD. Energy: A reality check on the shale revolution[J]. Nature, 2013, 494(7437): 307-308.
- [2] 邹才能, 张光亚, 陶士振, 胡素云, 李小地, 李建忠, 等. 全球油气勘探领域地质特征、重大发现及非常规石油地质[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(2): 129-145.
Zou Caineng, Zhang Guangya, Tao Shizhen, Hu Suyun, Li Xiaodi, Li Jianzhong, et al. Geological features, major discoveries and unconventional petroleum geology in the global petroleum exploration[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(2): 129-145.
- [3] 赵文智, 王红军, 徐春春, 卞从胜, 汪泽成, 高晓辉. 川中地区须家河组天然气藏大范围成藏机理与富集条件[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(2): 146-157.
Zhao Wenzhi, Wang Hongjun, Xu Chunchun, Bian Congsheng, Wang Zecheng & Gao Xiaohui. Reservoir-forming mechanism and enrichment conditions of the extensive Xujiahe Formation gas reservoirs, central Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(2): 146-157.
- [4] 赵文智, 卞从胜, 徐春春, 王红军, 王铜山, 施振生. 四川盆地须家河组须一、三和五段天然气源内成藏潜力与有利区评价[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(4): 385-393.
Zhao Wenzhi, Bian Congsheng, Xu Chunchun, Wang Hongjun, Wang Tongshan & Shi Zhensheng. Assessment on gas accumulation potential and favorable plays within the Xu-1, 3 and 5 Members of Xujiahe Formation in Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(4): 385-393.
- [5] 康玉柱. 中国致密岩油气资源潜力及勘探方向[J]. 天然气工业, 2016, 36(10): 10-18.
Kang Yuzhu. Resource potential of tight sand oil & gas and exploration orientation in China[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(10): 10-18.
- [6] 李进步, 付斌, 赵忠军, 马志欣, 朱亚军, 吴小宁. 苏里格气田致密砂岩气藏储层表征技术及其发展展望[J]. 天然气工业, 2015, 35(12): 35-41.
- Li Jinbu, Fu Bin, Zhao Zhongjun, Ma Zhixin, Zhu Yajun & Wu Xiaoning. Characterization technology for tight sandstone gas reservoirs in the Sulige Gas Field, Ordos Basin, and its development prospect[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(12): 35-41.
- [7] 谭中国, 卢涛, 刘艳侠, 武力超, 杨勇. 苏里格气田“十三五”期间提高采收率技术思路[J]. 天然气工业, 2016, 36(3): 30-40.
Tan Zhongguo, Lu Tao, Liu Yanxia, Wu Lichao & Yang Yong. Technical ideas of recovery enhancement in the Sulige Gas Field during the 13th Five-Year Plan[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(3): 30-40.
- [8] 马新华, 贾爱林, 谭健, 何东博. 中国致密砂岩气开发工程技术与实践[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(5): 572-579.
Ma Xinhua, Jia Ailin, Tan Jian & He Dongbo. Tight sand gas development technologies and practices in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(5): 572-579.
- [9] 支鑫, 熊伟, 高树生, 叶礼友, 李奇, Wang Qingkui. 苏里格致密砂岩气藏可动水饱和度分布[J]. 大庆石油地质与开发, 2015, 34(2): 86-89.
Zhi Xin, Xiong Wei, Gao Shusheng, Ye Liyou, Li Qi & Wang Qingkui. Distribution of the movable water saturation in Sulige tight gas reservoirs[J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(2): 86-89.
- [10] 李奇. 致密砂岩气藏采收率影响机理研究[D]. 廊坊: 中国科学院研究生院(渗流流体力学研究所), 2015.
Li Qi. Study on influence mechanism of recovery in tight sandstone gas reservoir[D]. Langfang: Graduate University of Chinese Academy of Sciences (Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics), 2015.
- [11] 孙恩慧, 李晓平, 王伟东. 低渗透气藏气水两相流井产能分析方法研究[J]. 岩性油气藏, 2012, 24(6): 121-124.
Sun Enhui, Li Xiaoping & Wang Weidong. Productivity analysis method of water and gas two-phase flow well in low permeability gas reservoirs[J]. Lithologic Reservoirs, 2012, 24(6): 121-124.
- [12] 杨勇, 黄有根, 冯炎松, 刘斌, 雷卞军. 致密砂岩填隙物特征及其对储层的影响[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2015, 37(5): 1-8.
Yang Yong, Huang Yougen, Feng Yansong, Liu Bin & Lei Bianjun. Characteristics of interstitial material in tight sandstone and its effects on reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2015, 37(5): 1-8.
- [13] 张忠义, 陈世加, 姚泾利, 刘鑫, 赵应权. 鄂尔多斯盆地长7段致密储层微观特征研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2016, 38(6): 70-80.
Zhang Zhongyi, Chen Shijia, Yao Jingli, Liu Xin & Zhao Yingquan. A study on microscopic pore characteristics of tight reservoir of Chang 7 sedimentation section of Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2016, 38(6): 70-80.
- [14] 杨满平, 李允, 彭彩珍. 气藏储层含束缚水的应力敏感性分析[J]. 天然气地球科学, 2004, 15(4): 391-394.
Yang Manping, Li Yun & Peng Caizhen. Analysis of stress sensitivity for irreducible water of gas reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2004, 15(4): 391-394.

- [15] 盛军, 孙卫, 段宝虹, 刘艳妮, 张弢, 曹雷. 致密砂岩气藏水锁效应机理探析——以苏里格气田东南区上古生界盒 8 段储层为例 [J]. 天然气地球科学, 2015, 26(10): 1972-1978.
Sheng Jun, Sun Wei, Duan Baohong, Liu Yanni, Zhang Tao & Cao Lei. Water lock effect mechanism of tight sandstone gas reservoir: An example of the He 8 reservoir of the Upper Paleozoic in the southeast region of Sulige Gas Field[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(10): 1972-1978.
- [16] 胡勇, 李熙喆, 卢祥国, 陆家亮, 徐轩, 焦春艳, 等. 砂岩气藏衰竭开采过程中含水饱和度变化规律 [J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(6): 723-726.
Hu Yong, Li Xizhe, Lu Xiangguo, Lu Jialiang, Xu Xuan, Jiao Chunyan, et al. Varying law of water saturation in the depletion-drive development of sandstone gas reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(6): 723-726.
- [17] Xu P, Yu BM. Developing a new form of permeability and Kozeny-Carman constant for homogeneous porous media by means of fractal geometry[J]. Advances in Water Resources, 2008, 31(1): 74-81.
- [18] 张金良, 吴晓东, 龙小平, 刘军, 任保瑞. 定向井中油管柱优化与强度计算校核 [J]. 天然气工业, 2005, 25(3): 67-70.
Zhang Jinliang, Wu Xiaodong, Long Xiaoping, Liu Jun & Ren Baorui. Optimal design and strength calculation and check-up of tubing string in directional hole[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(3): 67-70.
- [19] 常进, 高树生, 胡志明, 薛慧. 高压气体微管流动机理 [J]. 石油学报, 2015, 36(12): 1559-1563.
Chang Jin, Gao Shusheng, Hu Zhiming & Xue Hui. Flow mechanism of high pressure gas in micro-tubes[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(12): 1559-1563.
- [20] 王洋. 大牛地气田致密砂岩气藏特殊井试井解释研究与应用 [D]. 成都: 成都理工大学, 2011.
Wang Yang. Research and application of well test interpretation in Daniudi Gas Field compact sandstone gas reservoir[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2011.
- [21] 何东博, 贾爱林, 冀光, 位云生, 唐海发. 苏里格大型致密砂岩气田开发井型井网技术 [J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(1): 79-89.
He Dongbo, Jia Ailin, Ji Guang, Wei Yunsheng & Tang Haifa. Well type and pattern optimization technology for large scale tight sand gas, Sulige Gas Field[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 79-89.
- (修改回稿日期 2018-02-09 编辑 韩晓渝)

华北油田做强天然气产业链市场

集中部署京南多口天然气井, 加速建设晋南煤层气新区, 推进京津冀区域城乡气化工程……2018 年 4 月以来, 中国石油天然气股份有限公司华北油田分公司(以下简称华北油田)天然气产业链持续增储、增采、增销, 天然气相关业务占公司总体收入的比例由 2014 年油价下跌前的二成左右, 增至 2017 年的三成以上, 2018 年有望继续保持这一增长态势。

做强做大天然气产业链市场, 是华北油田优化能源产品结构、转换增长动力、推进高质量发展的战略决策。近年来, 华北油田在天然气领域形成多种资源优势, 包括常规天然气和以煤层气为代表的非常规天然气资源丰富、与国家天然气骨干管网衔接、初步建成并投运一定规模的地下储气库群、离经济发达区域的终端客户群地域接近等。

华北油田努力将资源禀赋化为发展优势, 在老油田上产后继乏力的困境下, 结合国家大力推进绿色发展新机遇, 将天然气产业作为经济增长新亮点, 将人力、资金、技术和设备等生产要素向其倾斜, 力求在原油业务之外打造油田经济的半壁江山。

自产气方面, 华北油田强化天然气勘探、气井挖潜及伴生气收集, 在冀中探区廊固凹陷连续发现高产古潜山气藏, 2018 年常规天然气产量计划比 2017 年再增 7%; 煤层气业务立足山西促上产、拓展外围求突破, 通过推进马必东 $4 \times 10^8 \text{ m}^3$ 产能建设, 精细实施樊庄、郑庄区块开发调整, 年产煤层气 $10 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的计划任务正踏线运行; 苏里格合作气方面, 在连续 7 年稳产的基础上, 2018 年将稳步实施苏 43 新流转区块建设, 力争尽快跃上年产气 $10 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的台阶。

储运资源方面, 华北油田科学实施储气库注采运行, 圆满完成冬供任务; 完善区域供气管网, 将沿线工商业用户、城市燃气公司作为市场开发重点, 提高管道气销量; 采用管道供气与气化站“点供”相结合的供气模式, 在东部经济发达区域进行供气布局, 力求淡季增销、旺季增效。

在稳步实施的“增气”战略中, 华北油田不仅天然气储量、产量出现增长势头, 而且终端客户群数量和城乡燃气销量均得到明显增加。截至 2018 年 5 月 6 日, 华北油田所辖燃气企业已在东部沿海主要长途运输干线建立加气管网, 管道气、CNG 及 LNG 日均销量比 2017 年同期增加约 15%。

脉冲射流式液动冲击工具的研制及现场应用

李 玮¹ 李世昌¹ 闫立鹏² 秦 东³ 孙士慧¹ 赵 欢¹

1. 东北石油大学石油工程学院 2. 中国石化石油工程技术研究院 3. 中国石油大庆油田有限责任公司第九采油厂

摘 要 目前,对于水力脉冲射流的研究主要集中在脉冲流场及其作用效果等方面,而在液动冲击与脉冲射流协同破岩方面则还是空白。为此,基于脉冲射流相关理论,将液动冲击提速与脉冲射流协同破岩有效结合起来,分析其工作原理与实现条件,研制了脉冲射流式液动冲击钻井工具,并通过室内试验和现场实验验证了该工具的破岩能力。结果表明:①冲击体质量小于 60 kg 时,该工具能够运行;②液动冲击与脉冲射流协同作用下的钻具组合破岩能力明显优于其他钻具组合的破岩能力,在水平钻进过程中,其提速效果更明显;③冲击效果由冲击体的质量和冲击频率决定,质量为 30 kg 的冲击体的冲击效果更好;④脉冲射流越大,其破岩能力越强,减小工具喷嘴的直径能够增大脉冲射流;⑤液动冲击对高硬度岩石的破碎具有更明显的加速效果,对于胶结程度较差的岩石,通过增大脉冲射流,可更大幅度地提高破岩速度。现场应用效果表明,液动冲击与脉冲射流协同作用下的钻具组合的机械钻速为 2.52 m/h,较之于常规钻具组合,该工具平均提速可达 72.5%。结论认为,该工具为解决深井与水平井钻进速度慢、压持效应明显与岩屑清理困难等问题提供了新的思路。

关键词 液动冲击 脉冲射流 协同破岩 钻井工具 实验室试验 现场实验 破岩能力 钻井提速

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2018.05.010

Development and field application of a pulse-jet hydraulic impactor

Li Wei¹, Li Shichang¹, Yan Lipeng², Qin Dong³, Sun Shihui¹ & Zhao Huan¹

(1. College of Petroleum Engineering, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, China; 2. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing 100101, China; 3. No.9 Oil Production Plant, PetroChina Daqing Oilfield Company, Daqing, Heilongjiang 163000, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 38, ISSUE 5, pp.87-93, 5/25/2018. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: The current studies on hydraulic pulse jet mainly focus on the pulse jet flow field and its effect, but have never extended to the collaboration of hydraulic impact and pulse jet for rock breaking. In this paper, both hydraulic impact and pulse jet were combined effectively to develop a pulse-jet hydraulic impactor for drilling after analyzing the working principles and realization conditions. The rock breaking capacity of this tool was verified through laboratory experiments and field tests. The following results were obtained. First, the tool can run when the mass of the impactor body is less than 60 kg. Second, the rock breaking capacity of the drilling assembly under the synergistic action of hydraulic impact and pulse jet is obviously better than that of other drilling tools, and the tool is much more efficient than other tools in ROP enhancement. Third, the impact effect is dependent on the mass and impact frequency of the impactor and the impactor with the mass of 30 kg is better in impact effect. Fourth, the larger the impulse jet, the higher its rock breaking capacity is. The pulse jet can be increased by reducing the diameter of the tool's nozzle. Fifth, hydraulic impact can help accelerate the breaking of high-hardness rocks, and the breaking of less-cemented rocks can be greatly enhanced by increasing the pulse jet. Field application results show that the ROP of the drilling tool based on the collaboration of hydraulic impact and pulse jet is 2.52 m/h, which is 72.5% higher than that of conventional drilling assemblies. It is concluded that this developed pulse-jet hydraulic impactor provides a new idea to solve the problems in deep wells and horizontal wells, such as low drilling speed, obvious chip hold down effect and difficult cuttings removal.

Keywords: Hydraulic impact; Pulse jet; Collaborative rock breaking; Drilling tool; Laboratory experiment; Field test; Rock breaking capacity; ROP enhancement

基金项目: 国家科技重大专项子课题“高频低幅扭转冲击器及配套工艺技术”(编号:2016ZX05020-002)、国家科技重大专项“钻井工程一体化软件”(编号:2016ZX05020-006)。

作者简介: 李玮, 1979 年生, 教授, 博士; 主要从事油气井工程力学、岩石力学及非常规油气开发方面的教学和科研工作, 荣获 2018 年黑龙江省职工创新标兵称号。地址:(163318) 黑龙江省大庆市高新技术产业开发区学府路 99 号。电话:(0459) 6503643。ORCID: 0000-0003-4955-5341。E-mail: cyyping@sina.com

通信作者: 李世昌, 1992 年生, 硕士研究生; 主要从事破岩工具方面的研究工作。地址:(163318) 黑龙江省大庆市高新技术产业开发区学府路 99 号。E-mail: 1348238630@qq.com