

引用格式:李涛,杨哲,池崇荣,等.多压力系统超深气井排气降密度安全钻井技术[J].油气藏评价与开发,2025,15(3):522-527.

LI Tao, YANG Zhe, CHI Chongrong, et al. Safe drilling technology for ultra-deep gas wells with complex pressure systems using managed pressure and gas-venting density reduction[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(3): 522-527.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.03.020

多压力系统超深气井排气降密度安全钻井技术

李涛,杨哲,池崇荣,聂尊浩,徐志凯,陈勋,王飞

(中国石油西南油气田公司工程技术研究院,四川成都 610017)

摘要:四川盆地川西地区海相碳酸盐岩油气资源埋深超7 000 m,纵向上油气层多,压力系统复杂,同一裸眼井段溢漏同存,若井下情况复杂,处置困难,需要下入一层备用套管,导致套管层序增多,增加钻井周期和成本。为此,对下入备用套管后的井身结构开展针对性优化设计,但面临同一裸眼井段高低压同存、安全密度窗口窄的技术难题。基于控压降密度排气工艺流程,结合地层天然气渗流和井筒流动理论,对天然气在地层和井筒环空的运移规律进行计算分析。研究结果表明:控压降密度排气初期,气侵速率下降速度较快,后期逐渐变慢并趋于平稳;控压降密度排气能够释放地层能量、降低地层压力,为拓宽安全密度窗口创造条件;气侵速率是影响井控安全的主要因素,为保障井控安全,气侵速率不得高于安全临界气侵速率;结合理论分析和作业成本,降密度排气作业的经济周期为10 d。基于研究结果,对双鱼石构造2口井茅口组高压地层进行控压降密度排气作业,安全密度下限分别降低0.16、0.40 g/cm³,并与栖霞组低压储层进行合打,成功钻达完钻井深,将6开井身结构减少至5开,钻井周期和成本大幅降低,形成了多压力系统超深气井排气降密度安全钻井技术,可为类似复杂压力系统超深井井身结构优化和安全钻井提供技术借鉴。

关键词:超深气井;安全密度窗口;排气降密度;高压低渗;气侵速率;井身结构

中图分类号:TE245

文献标识码:A

Safe drilling technology for ultra-deep gas wells with complex pressure systems using managed pressure and gas-venting density reduction

LI Tao, YANG Zhe, CHI Chongrong, NIE Zunhao, XU Zhikai, CHEN Xun, WANG Fei

(Engineering Technology Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610017, China)

Abstract: Marine carbonate oil and gas resources in the western Sichuan region of the Sichuan Basin are buried at depths exceeding 7 000 meters. Vertically, multiple hydrocarbon reservoirs exist, resulting in complex pressure systems where the coexistence of influx and loss may occur within the same open hole-section. When downhole complications arise, well control becomes challenging. In such cases, a contingency casing string must be run, which increases the number of casing intervals, prolongs the drilling cycle, and raises overall costs. To address this challenge, a targeted optimization of the wellbore structure was performed after setting the contingency casing. However, technical challenges persisted due to the coexistence of high- and low-pressure systems within a single open-hole section, and the presence of a narrow safe mud weight window. Based on a managed pressure and gas-venting density reduction process, and integrating formation gas seepage theory with wellbore flow dynamics, the migration patterns of natural gas in both the formation and annular space were analyzed. The research results showed that during the early stage of gas-venting density reduction under managed pressure, the gas influx rate declined rapidly, then gradually slowed and stabilized. This technique effectively released formation energy and reduced formation pressure, thereby helping to expand the safe mud weight window. The gas influx rate was identified as the main factor affecting well control safety. To ensure safe operations, the gas influx rate must not exceed the critical safe threshold. Based on both theoretical analysis and cost evaluation, the optimal duration for gas-venting density reduction was determined to be 10 days. Field applications were conducted in two wells targeting high-pressure formations in the Maokou Formation within the Shuangyushi Structure. Managed pressure and gas-venting operations successfully reduced the lower limit of the safe mud weight window by 0.16 g/cm³ and 0.40 g/cm³ respectively. These wells were drilled in combination with low-pressure reservoirs in the Qixia Formation. As a result, the casing program was simplified from six intervals to five, significantly reducing the drilling cycle and costs. This led to the development of a safe drilling technology for ultra-deep gas wells with

收稿日期:2024-02-01。

第一作者简介:李涛(1993—),男,工程师,主要从事油气井钻井完井技术研究工作。地址:四川省成都市青羊区小关庙后街25号,邮政编码:610017。E-mail:litao01@petrochina.com.cn

基金项目:中国石油西南油气田分公司科技项目“天然气钻井数字化井控技术研究”(20230302-02);中国石油西南油气田分公司科技项目“万米特深井井身结构及对策性研究”(20220302-07)。

complex pressure systems through managed pressure and gas-venting density reduction. The proposed method provides a valuable technical reference for wellbore structure optimization and safe drilling operations in similar ultra-deep, complex pressure environments.

Keywords: ultra-deep gas well; safe mud weight window; gas-venting density reduction; high pressure and low permeability; gas influx rate; wellbore structure

为加大国内油气资源勘探开发力度,深层、超深层^[1-3]成为了油气勘探开发的重点领域。塔里木盆地和四川盆地深层油气资源丰富^[4-6],并且超深井工程技术已有了长足进步^[7-9],有力支撑了深层油气资源的勘探开发。四川盆地川西地区位于龙门山山前褶皱带,地质条件复杂^[10-11],海相碳酸盐岩油气资源埋深超7 000 m。双鱼石构造是川西地区主要的增储上产区域,以栖霞组为目的层的超深井采用非常规五开井身结构,设计套管层序为:508 mm + 374.6 mm + 273.05 mm + 184.15 mm + 127 mm,纵向上漏层、高压气层多,导致同一裸眼井段“溢漏同存”,井控安全风险大^[12]。若井下情况复杂,处置难度大,需要下入一层备用套管,导致套管层序增多,增加钻井周期和成本。在使用备用套管后,打破常规井身结构设计理念,探索将剩余的茅口组高压地层和栖霞组低压储层在同一开次钻进,但两个层位的地层压力系数分别为1.80和1.36,为预防井漏并保障井控安全,钻井液密度如何设计成为了研究重点。

控压钻井技术^[13-16]通过采用比常规钻井更低的钻井液密度,利用井口压力补偿装置来保持井筒环空压力在小范围内波动,使得井底压力处于安全密度窗口范围内,能够有效避免井漏、溢流等井下复杂情况。高压盐水层控压放水技术^[17]和排气降压技术^[18-19]能够拓宽安全密度窗口,但高压地层的安全密度下限能够降低多少,关键影响因素又是什么,目前相关研究内容仍然较少。

因此,基于控压降密度排气工艺流程,结合地层天然气渗流和井筒流动理论,分别建立了地层天然气渗流、井筒环空天然气运移和井筒附近地层压力恢复的数学模型,对天然气在地层和井筒环空的运移规律进行计算分析,得到了控压降密度排气期间气侵速率变化规律及影响井控安全的主控因素,为高压气层安全排气降密度作业提供理论指导。并对双鱼石构造2口井茅口组高压地层进行控压降密度排气作业,安全密度下限分别降低0.16、0.40 g/cm³,成功将茅口组高压地层和栖霞组低压储层在同一开次钻进,将6开井身结构减少至5开,钻井周期和成本大幅降低。

1 控压降密度排气工艺

借助控压钻井技术在井底构建欠平衡压差,有针对性地将地层气体排出至地面,如此能够有效降低井筒周边地层压力,为安全降低钻井液密度创造条件。控压降

密度排气施工流程主要分为以下3个阶段:

1) 控压降密度:循环调整钻井液密度,每次降低0.02~0.03 g/cm³,每次降密度后确保出入口密度均匀。

2) 控压循环排气:以钻进排量循环排气,井口控压值不超过3.0 MPa。如果控压循环过程中套压持续上涨,则关井倒换至钻井队节流管汇流程进行控压循环排气。同时满足以下2个条件可再次进行下一阶段降密度作业:①停泵关井15 min后套压小于0.5 MPa;②出口断流。

3) 重复以上操作,直至钻井液密度降低至施工方案要求的钻井液密度值。

2 数学模型

2.1 地层天然气渗流

当井筒压力低于地层压力,地层中的天然气在压差作用下流入井筒。假设含气地层为均质、等厚的封闭边界圆柱体,气体为单相、等温径向渗流,气体的渗流过程满足地层压力降落曲线^[20],分为非稳定渗流和拟稳定渗流2个阶段。

根据天然气状态方程,当介质孔隙的体积不变时,天然气数量减少会导致其压力降低。因此,地层天然气流入井筒后将导致井筒附近地层的孔隙压力开始下降,并逐渐向远端传递。当地层压力下降传播至封闭边界时,该阶段属于非稳定渗流,用阶段Ⅰ表示;在地层压力下降传播至封闭边界后,随着地层天然气不断流入井筒,有效渗流半径内天然气出现亏空,在没有天然气补充的情况下,气层供给边界上的压力开始下降,该阶段属于拟稳定渗流,用阶段Ⅱ表示,2个渗流阶段如图1所示。

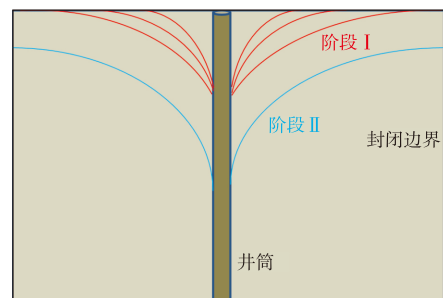


图1 地层天然气渗流模型

Fig. 1 Formation gas seepage model

气侵速率可以根据气井产能公式^[21]来计算,其表达式为:

$$Q_{\text{sg}} = 774.6kh(p_e^2 - p_{\text{wf}}^2) / [T\mu Z(\ln \frac{r_e}{r_w} + S)] \quad (1)$$

式中: Q_{sg} 为气侵速率, 单位 m^3/d ; k 为储层渗透率, 单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$; h 为储层厚度, 单位 m ; T 为地层温度, 单位 K ; μ 为地层气体黏度, 单位 $\text{mPa}\cdot\text{s}$; Z 为气体压缩因子; p_e 为地层压力, 单位 MPa ; p_{wf} 为井底压力, 单位 MPa ; r_e 为有效渗流半径, 单位 m ; r_w 为井筒半径, 单位 m ; S 为表皮系数。

2.2 井筒环空天然气运移

天然气进入井筒后随钻井液沿着环空上返至地面, 此时井筒环空为气液两相流。在天然气进入井筒的初期, 其受到的液柱压力大, 体积小; 随着天然气在井筒环空不断上返, 其受到的液柱压力逐渐减小, 体积不断膨胀, 当天然气返出至地面时, 其体积膨胀至最大。在循环排气期间, 假设气体均匀分布在钻井液中, 未在井筒环空形成泡状流和段塞流, 气侵后的钻井液密度和液柱压力降低值可用以下公式^[22]计算:

$$\rho_{\text{mh}} = \frac{\alpha \times \rho_m}{\alpha + [(1 - \alpha)p_s / (p_s + 0.0098\rho_m H)]} \quad (2)$$

$$\Delta p_m = \frac{2.3(1 - \alpha)p_s \log \frac{p_s + 0.0098\rho_m H}{p_s}}{\alpha} \quad (3)$$

式中: ρ_{mh} 为井深 H 处气侵钻井液密度, 单位 g/cm^3 ; α 为地面气侵钻井液密度与气侵前钻井液密度的比值; ρ_m 为未气侵的钻井液密度, 单位 g/cm^3 ; p_s 为地面压力, 单位 MPa (开井时取 0.098 MPa , 关井时取关井套压值); H 为计算井深, 单位 m 。

2.3 井筒附近地层压力恢复

当井筒环空钻井液静止时, 井筒附近地层中的天然气因无法排出而逐渐积聚, 此时井筒附近地层压力会有所恢复^[23], 该过程与压力恢复试井类似, 井筒附近地层压力恢复情况可用以下公式计算:

$$p_{\text{ws}} = p_i - \frac{\mu q B}{4\pi k h} \ln \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \quad (4)$$

式中: p_{ws} 为钻井液静止 Δt 时间后井筒附近的地层压力, 单位 MPa ; p_i 为封闭边界处的地层压力, 单位 MPa ; q 为循环排气期间的平均气侵速率, 单位 m^3/d ; B 为天然气体积系数; t_p 为井筒钻井液静止前的循环排气时间, 单位 d ; Δt 为钻井液静止时间, 单位 d 。

3 计算分析

茅口组岩性为灰岩, 属于微间隙、微喉道型储集岩, 具有低孔、低渗的特点^[24]。计算基础数据: 茅口组垂深为 7500 m , 地层压力为 128.00 MPa , 地层温度为 $150 \text{ }^\circ\text{C}$, 储

层厚度为 10 m , 井筒半径为 0.095 m , 有效渗流半径为 200 m , 地层渗透率为 $0.005 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 表皮系数为 1 , 气体黏度为 $11.067 \times 10^{-3} \text{ mPa}\cdot\text{s}$, 天然气体积系数为 1.5 , 天然气体积系数为 2×10^{-3} 。

3.1 不同欠平衡压差的气侵速率

利用公式(1), 可以计算得到茅口组地层不同欠平衡压差下的气侵速率(图2)。由图可知, 欠平衡压差越大, 气侵速率越大。为确保降密度期间的井控安全, 循环排气期间, 应避免在井口形成泡状流和段塞流, 需要控制气侵速率的大小, 严格控制每次钻井液密度的降低值。

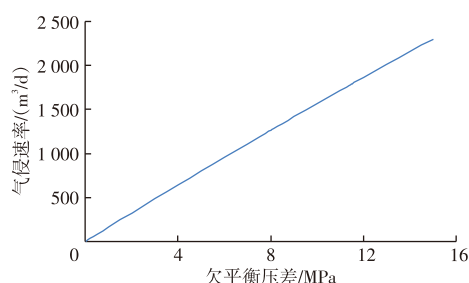


图2 不同欠平衡压差的气侵速率

Fig. 2 Gas influx rates under different underbalanced pressure differentials

3.2 非稳定渗流气侵速率变化规律

控压降密度排气初期, 天然气渗流半径逐渐向封闭边界传递, 此时属于非稳定渗流阶段, 若欠平衡压差为 9 MPa , 利用公式(1), 可以计算得到气侵速率随渗流半径的变化规律(图3)。在循环排气初期, 主要是井筒附近的天然气进入井筒, 渗流半径小, 气侵速率大; 随着时间推移, 渗流半径逐渐增大, 气侵速率开始逐渐降低, 并且气侵速率下降速度逐渐变慢。

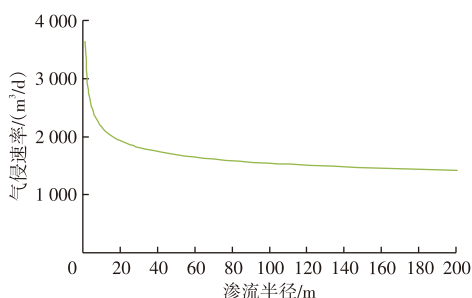


图3 非稳定渗流期间气侵速率变化规律

Fig. 3 Variation in gas influx rates during unsteady-state seepage

3.3 拟稳定渗流气侵速率变化规律

当地层压力下降传播至封闭边界后, 有效渗流半

径内天然气出现亏空,由于没有天然气补充,气层供给边界上的压力开始下降,进入拟稳定渗流阶段。气层供给边界处压力下降规律与地层物性和天然气能量大小密切相关且参数难以准确获取,为便于理论计算分析,假设气层供给边界处压力下降规律满足以下公式:

$$p_i = p_m - A \ln t \quad (5)$$

式中: p_i 为封闭边界在拟稳定渗流 t 时间后的压力,单位MPa; p_m 为原始地层压力,单位MPa; t 为拟稳定渗流时间,单位d; A 是与地层物性和天然气能量大小相关的1个变量。

假设 A 为1.20,井底压力为119 MPa,渗流半径为200 m,根据公式(1)和公式(5),可以计算得到气侵速率随拟稳定渗流时间的变化规律(图4)。

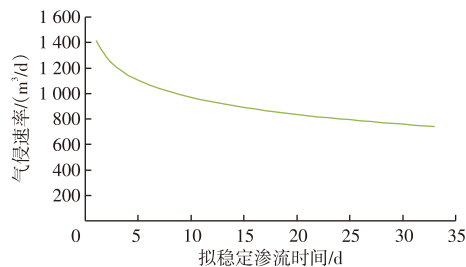


图4 拟稳定渗流气侵速率变化规律

Fig. 4 Variation in gas influx rates during quasi-steady-state seepage

由图可知,在拟稳定渗流的前10 d,气侵速率下降速度较快,降密度排气效果较好,之后气侵速率下降速度逐渐变慢,降密度排气效果逐渐变差。因此,降密度排气存在一个经济作业周期,若超过经济作业周期仍然没有将密度降低至设计要求值,则需要评估继续降密度排气的经济性和必要性。根据理论分析和作业成本,将10 d作为排气效果的经济评价周期。

3.4 井筒环空钻井液气侵后密度变化规律

控压降密度排气期间,若未气侵的钻井液密度为 1.75 g/cm^3 ,气侵后地面钻井液密度为 1.65 g/cm^3 ,根据公式(2),可以计算得到不同井深钻井液气侵后的密度分布规律(图5)。

由图可知,井深1 000 m以下的钻井液密度几乎没有发生变化;在井深小于100 m时,天然气受到的液柱压力小,体积大幅膨胀,导致井筒环空气液两相流的含气率增加,钻井液密度降低,并且环空液柱压力也会出现下降,根据公式(3),计算得到井底7 500 m处环空液柱压力降低了0.04 MPa。

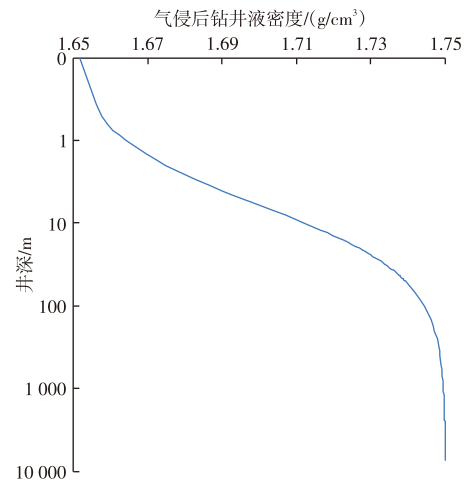


图5 不同井深环空钻井液气侵后的密度分布

Fig. 5 Density distribution of annular drilling fluid after gas invasion at different depths

3.5 井筒附近地层压力恢复规律

假设控压降密度排气期间平均气侵速率为 $1 500 \text{ m}^3/\text{d}$,循环排气时间为10 d(非稳定渗流2 d,拟稳定渗流8 d),此时封闭边界处压力由128.0 MPa下降至125.5 MPa。在钻井液静止后,利用公式(4),可以计算得到井筒附近地层压力随钻井液静止时间的恢复情况(图6)。由图可知,对于低渗透气藏,井筒附近地层压力恢复速度较慢,钻井液静止2 d,井底附近地层压力增加0.41 MPa,对于8 000 m的超深井,一趟起下钻时间约2 d,起钻前以井底压力增加0.5~1.0 MPa的要求提高钻井液密度,可以保证起下钻期间的井控安全。

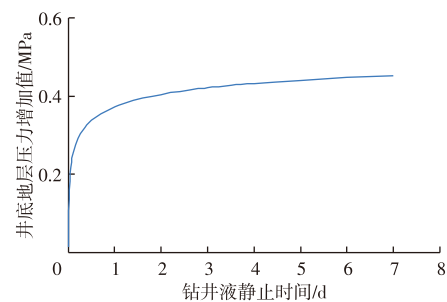


图6 钻井液静止不同时间后井筒附近地层压力增加值

Fig. 6 Increase in formation pressure near wellbore after static drilling fluid exposure for different time intervals

4 现场应用

ST10X井是双鱼石构造的一口评价井,该井四开 $\phi 241.3 \text{ mm}$ 钻头用密度 1.90 g/cm^3 钻井液钻至井深6 385 m

(长兴组)发生井漏,因同一裸眼井段“漏溢同存”处置困难且井控安全风险大,于是在该井深下入备用套管,悬挂 $\phi 219.1$ mm套管来封隔上部复杂地层,剩余的长兴组-栖霞组地层需要分两个开次进行钻进。为节约钻井周期和成本,通过优化井身结构,用同一开次钻完剩余地层。

4.1 高压地层排气降密度

ST10X井五开 $\phi 190.5$ mm钻头用密度 1.80 g/cm^3 钻井液钻至井深7 399 m(栖霞组顶),在钻开栖霞组低压储层之前,将钻井液密度由 1.80 g/cm^3 分阶段逐步降至 1.64 g/cm^3 。在降密度至 1.64 g/cm^3 后,环空钻井液长时间线流,存在井控安全风险,并且降密度循环排气已用时8 d,考虑后期排气效果开始变差,于是结束排气降密度

作业,施工情况见表1。

由于在循环排气初期,气侵速率下降速度较快,所以密度由 1.80 g/cm^3 降低至 1.75 g/cm^3 期间,前后3次敞井观察,地面钻井液体积上涨量分别为 $0.60, 0.30, 0.10\text{ m}^3$,说明井筒附近地层能量衰减速度较快。在密度由 1.72 g/cm^3 降低至 1.69 g/cm^3 期间,前后3次敞井观察,地面钻井液体积上涨量分别为 $0.50, 0.50, 0.40\text{ m}^3$,说明此时地层能量衰减速度开始变慢。在密度 1.66 g/cm^3 降低至 1.64 g/cm^3 后,因欠平衡压差较大,气侵速率较大,环空钻井液不能压稳气层,出口长时间线流,继续降密度会存在井控风险,于是结束降密度排气作业。因此,将密度 1.64 g/cm^3 钻井液条件下的欠平衡压差记为安全临界欠平衡压差,对应的气侵速率记为安全临界气侵速率,研究井安全临界欠平衡压差为 11.45 MPa ,安全临界气侵速率为 $1\ 785\text{ m}^3/\text{d}$ 。

表1 控压降密度排气经过

Table 1 Process of managed pressure and gas-venting density reduction

调整前 密度值/ (g/cm^3)	调整后 密度值/ (g/cm^3)	降密度后出口液面变化情况
1.80	1.75	敞井观察时出口线流(流量 $0.5\sim 1.0\text{ L/s}$),经过3次循环、关井、敞井观察作业后,敞井观察期间地面钻井液体积上涨量分别为 $0.60, 0.30, 0.10\text{ m}^3$,最后断流
1.75	1.72	经过3次循环、敞井观察作业后,敞井观察期间地面钻井液体积上涨量分别为 $0.40, 0.20, 0.20\text{ m}^3$,最后断流,出口气体峰值流量由 $240\text{ m}^3/\text{h}$ 减小至 $170\text{ m}^3/\text{h}$,火焰峰值高度由 3.0 m 降至 1.5 m
1.72	1.69	经过3次循环、敞井观察作业后,敞井观察期间地面钻井液体积上涨量分别为 $0.50, 0.50, 0.40\text{ m}^3$,最后断流,出口气体峰值流量由 $140\text{ m}^3/\text{h}$ 减小至 $60\text{ m}^3/\text{h}$
1.69	1.66	经过3次循环、敞井观察作业后,敞井观察期间地面钻井液体积上涨量分别为 $0.50, 0.50, 0.50\text{ m}^3$,最后断流
1.66	1.64	经过5次循环、敞井观察作业后,敞井观察期间地面钻井液体积上涨量分别为 $0.80, 0.50, 0.70, 0.80, 0.90\text{ m}^3$,出口钻井液长时间线流,存在井控风险,控压降密度排气作业到此结束

4.2 低压储层钻进

通过控压降密度排气作业后,茅口组高压地层的安全密度下限降低至 1.64 g/cm^3 ,于是用该密度钻井液钻进至井深7 692 m完钻。钻进期间,录井传感器在出口钻井液中监测到的C1气测值逐渐降低(图7),因拟稳定渗流

阶段后气层供给边界上的压力逐渐下降,气侵速率逐渐减小,导致C1气测值逐渐降低。

5 结论

1) 基于控压降密度排气工艺流程,结合地层天然气渗流和井筒流动理论,对降密度排气期间天然气在地层和井筒环空的运移规律进行计算分析,理论计算结果和现场实践具有较好的一致性,并形成了多压力系统超深气井排气降密度安全钻井技术,支撑了双鱼石构造超深井井身结构优化与安全钻井。

2) 控压降密度排气初期,气侵速率下降速度较快,后期逐渐变慢并趋于平稳;控压降密度排气能够释放地层能量、降低地层压力,该工艺对低渗透地层效果明显,并且前10 d的排气效果较好,并将10 d作为排气效果的经济评价周期。

3) 气侵速率是影响欠平衡钻井安全的主要因素,为

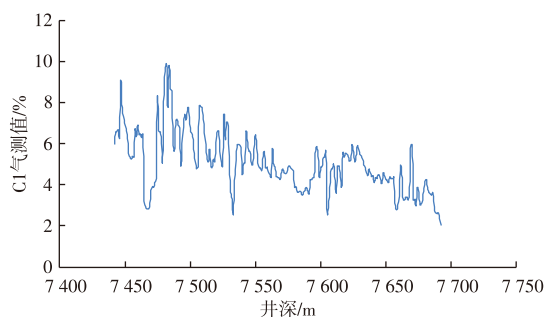


图7 钻进期间出口钻井液中C1气测值

Fig. 7 C1 gas measurements in discharge drilling fluid during drilling

确保井控安全,气侵速率不得高于安全临界气侵速率;给出的安全临界气侵速率通过现场实践结果计算得到,但安全临界气侵速率的理论基础及不同气侵速率与井控安全风险程度之间的相关性还需要进一步深入研究。

参考文献

- [1] 曾联波, 巩磊, 宿晓岑, 等. 深层-超深层致密储层天然裂缝分布特征及发育规律[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(1): 1-14.
ZENG Lianbo, GONG Lei, SU Xiaocen, et al. Natural fractures in deep to ultra-deep tight reservoirs: Distribution and development[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(1): 1-14.
- [2] 李中超, 齐桂雪, 罗波波, 等. 深层低渗凝析气藏气驱适应性研究[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(3): 324-332.
LI Zhongchao, QI Guixue, LUO Bobo, et al. Gas flooding adaptability of deep low permeability condensate gas reservoir[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(3): 324-332.
- [3] 薛一帆, 文志刚, 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.
- [4] 乔俊程, 常少英, 曾溅辉, 等. 塔里木盆地北部富满地区超深层走滑断裂带碳酸盐岩油气差异成藏成因探讨[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(5): 1226-1246.
QIAO Juncheng, CHANG Shaoying, ZENG Jianhui, et al. Origin of differential hydrocarbon accumulation in ultra-deep carbonate reservoirs along strike-slip fault zones in the Fuman area, northern Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(5): 1226-1246.
- [5] 曹自成, 云露, 漆立新, 等. 塔里木盆地顺北地区顺北84X井超千米含油气重大发现及其意义[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 341-356.
CAO Zicheng, YUN Lu, QI Lixin, et al. A major discovery of hydrocarbon-bearing layers over 1 000-meter thick in well Shunbei 84X, Shunbei area, Tarim Basin and its implications[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 341-356.
- [6] 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.
- [7] 胡文革. 顺北油气田“深地工程”关键工程技术进展及发展方向[J]. 石油钻探技术, 2024, 52(2): 58-65.
HU Wenge. Progress and the way forward of key engineering technologies for “deep underground engineering” in Shunbei Oil and Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(2): 58-65.
- [8] 刘彪, 潘丽娟, 王沫. 顺北油气田二区断控体油气藏井身结构设计及配套技术[J]. 断块油气田, 2023, 30(4): 692-697.
LIU Biao, PAN Lijuan, WANG Mo. Well structure design and supporting technology of fault-controlled reservoir of No. 2 Block in Shunbei oil-gas field[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2023, 30(4): 692-697.
- [9] 方俊伟, 贾晓斌, 游利军, 等. 深层断溶体油气藏钻完井储层保护技术挑战与对策[J]. 断块油气田, 2024, 31(1): 160-167.
FANG Junwei, JIA Xiaobin, YOU Lijun, et al. Challenges and countermeasures for reservoir protection in deep fault-karst reservoirs during drilling and completion[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2024, 31(1): 160-167.
- [10] 李涛, 钱政, 池崇荣, 等. 川西地区超深层小井眼短尾管悬挂固井技术[J]. 复杂油气藏, 2023, 16(1): 118-122.
LI Tao, QIAN Zheng, CHI Chongrong, et al. Short liner hanging and cementing technology for the ultra-deep slim holes in western Sichuan[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2023, 16(1): 118-122.
- [11] 李双建, 李智, 张磊, 等. 四川盆地川西坳陷三叠系盐下超深层油气成藏条件与勘探方向[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1555-1567.
LI Shuangjian, LI Zhi, ZHANG Lei, et al. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration targets of the Triassic subsalt ultra-deep sequences in the western Sichuan Depression, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1555-1567.
- [12] 李涛, 苏强, 杨哲, 等. 川西地区超深井钻完井技术现状及攻关方向[J]. 石油钻探技术, 2023, 51(2): 7-15.
LI Tao, SU Qiang, YANG Zhe, et al. Current practices and research directions for drilling and completion technologies for ultra-deep wells in western Sichuan[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(2): 7-15.
- [13] 刘伟, 付加胜, 郭庆丰, 等. 智能控压钻井关键技术研究进展与展望[J]. 石油钻探技术, 2024, 52(5): 42-50.
LIU Wei, FU Jiasheng, GUO Qingfeng, et al. Research progress and prospects of key technologies for intelligent managed pressure drilling [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(5): 42-50.
- [14] 蒋振新, 李军, 郭勇, 等. 井下双梯度控压钻井井筒多相流动规律[J]. 断块油气田, 2024, 31(5): 936-944.
JIANG Zhenxin, LI Jun, GUO Yong, et al. Multiphase flow law in wellbore during downhole dual-gradient controlled pressure drilling [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2024, 31(5): 936-944.
- [15] 张锦宏. 中国石化页岩油工程技术新进展[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(1): 1-8.
ZHANG Jinhong. Progress in Sinopec shale oil engineering technology[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(1): 1-8.
- [16] 李涛, 杨哲, 徐卫强, 等. 泸州区块深层页岩气水平井优快钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2023, 51(1): 16-21.
LI Tao, YANG Zhe, XU Weiqiang, et al. Optimized and fast drilling technology for deep shale gas horizontal wells in Luzhou Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(1): 16-21.
- [17] 杨宏伟, 李军, 刘金璐, 等. 影响控压放水施工效果的关键参数模拟研究[J]. 石油钻探技术, 2022, 50(2): 85-91.
YANG Hongwei, LI Jun, LIU Jinlu, et al. Simulation study on the key parameters affecting pressure-controlled drainage effect[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(2): 85-91.