

doi:10.3799/dqkx.2014.115

断层岩发生张性破裂所需压力预测及油田 安全生产建议:以秦皇岛33-1南和 33-2油田明下段控藏断裂为例

付广¹, 刘哲¹, 胡光义², 范廷恩², 王超¹, 吕延防¹

1. 东北石油大学地球科学学院, 黑龙江大庆 163318

2. 中海油研究总院, 北京 100027

摘要: 为了确保秦皇岛33-1南和33-2明下段油田的安全生产, 在实测围岩抗压强度和区域应力场特征研究的基础上, 采用把断层岩看作倾斜岩层, 再与围岩对比的方法, 建立了一套断层岩发生张性破裂所需压力的预测方法, 并利用该方法对秦皇岛33-1南和33-2油田主要目的层——明下段控藏断裂断层岩发生张性破裂所需压力进行了预测。结果表明: 秦皇岛33-1南和33-2油田明下段控藏断裂断层岩发生张性破裂所需压力为25.6~31.3 MPa, 平均为29.4 MPa。如果油田开发过程中注水压力经过从注水井至断裂带压力损失后仍小于25.6~31.3 MPa时, 秦皇岛33-1南和33-2明下段油田可安全注水生产; 否则将造成该油田中的断裂发生张性破裂, 油沿断裂向上逸散至海底。

关键词: 断层岩; 张性破裂; 注水压力; 预测方法; 围岩; 秦皇岛油田。

中图分类号: TE112

文章编号: 1000-2383(2014)09-1333-07

收稿日期: 2013-12-25

Forecasting of Pressures Required in Tension Fracture of Fault Rock and Suggestions for Safe Production in Oilfield: An Example from Faults Controlling Oil Accumulation of N_1m_1 in Qinhuangdao 33-1S and Qinhuangdao 33-2 Oilfields

Fu Guang¹, Liu Zhe¹, Hu Guangyi², Fan Ting'en², Wang Chao¹, Lü Yanfang¹

1. College of Earth Sciences, Northeast Petroleum University, Daqing 163318, China

2. Research Center of CNOOC, Beijing 100027, China

Abstract: To ensure safe production of Qinhuangdao 33-1S and 33-2 oilfields, based on the study of test of crushing resistance intensity and regional stress characteristics, a method forecasting pressure required in tension fracture of fault rock is proposed in this paper by using fault rock as a dip rock and contrasting between fault rock and surrounding rock. The new method is tried in forecasting pressures required in tension fracture of fault rock of faults controlling oil accumulation of N_1m_1 in Qinhuangdao 33-1S and Qinhuangdao 33-2 oilfields. Results indicate that pressures required in tension fracture of fault rock of faults controlling oil accumulation of N_1m_1 is 25.6–31.3 MPa, with the average value of 29.4 MPa. It is found that safe production can be guaranteed in Qinhuangdao 33-1S and Qinhuangdao 33-2 oilfields if water injecting pressure is smaller than 25.6–31.3 MPa after it is reduced from water injection well to fault. Otherwise, oil might escape to sea bottom from fault.

Key words: fault rock; tension fracture; water injecting pressure; forecasting method; surrounding rock; Qinhuangdao oilfield.

随着油气勘探的不断深入, 在我国含油气盆地中发现的断层油气藏所占比例越来越大, 这充分说明断裂对油气藏的形成起到了遮挡作用, 换句话说,

断层油气藏中的控藏断层在侧向上是封闭的, 油气凭借本身的能量是不能通过断层岩发生侧向渗滤运移的, 即油气能量超过断层岩的封闭能力(排替压

力)发生的油气侧向渗漏(付广等,2012),这种渗漏也不会造成油气藏中油气完全散失。只要油气能量小于或等于断层岩的封闭能力时,这种油气的侧向渗漏作用也就会停止。因此从这种意义上说,只要不破坏断层岩的封闭能力,就不会造成油气的大量散失(刘哲等,2012a)。而断层岩封闭能力被破坏通常由以下 2 种情况引起,一种可能的情况是后期断裂破坏活动,破坏了断层岩,使其产生裂缝或破碎,造成封闭能力降低,油气大量散失。另一种可能的情况是由于油田在注水开发过程中,由于注水压力过大,超过了断层岩的抗张性破裂能力(或张性破裂压力),使得断层岩产生张性破裂而被破坏,封闭能力降低,造成油气大量散失。前者在目前地质条件下除非发生天然地震,否则断裂本身不会发生大规模活动,也就不会造成油气大量散失,但后者在油田开发过程中是极易发生的。我国渤海蓬莱 19-3 油田就是由于油田开发时注水压力过大,超过了断层岩抗张性破裂能力,破坏了断层岩,造成油气沿断裂向海底发生逸散,污染了海水,给国家和人民均带来了经济损失。由此看出,研究断层岩发生张性破裂所需的条件,对于指导油田开发具有重要意义。而要研究断层岩发生张性破裂所需条件,就必然要获得断层岩发生张性破裂所需压力。然而,由于受钻井过程中断层岩难以钻到和未必取心的影响,通过直接测试断层岩样品其发生张性破裂所需压力的方法来研究断层岩发生张性破裂条件是不可能的。因此只能借助断裂围岩岩石发生张性破裂所需压力的测试来研究断层岩发生张性破裂所需压力。虽然前人曾对不同类型岩石发生张性破裂所需条件进行过大量研究和探讨(丁建民和梁国平,1985;刘启蒙等,2007;李敏等,2009;王河和樊洪海,2009;周拿云和杨兆中,2011),并研究了其影响因素。但至今未见到对断层岩发生张性破裂所需条件进行研究的文献报道。因此,本文试图通过秦皇岛 33-1 南和 33-2 油田主要目的层——明下段控藏断层岩发生张性破裂所需压力的研究,对这 2 个油田安全开发注水压裂提供建议,同时又可丰富断层封闭油气理论。

1 断裂发育特征及其与油藏关系

秦皇岛 33-1 南和 33-2 油田位于渤海湾盆地的石臼坨凸起区,2 个油田仅发育少部分古近系东营组、新近系的馆陶组、明化镇组和第四系地层。油气主要产于明化镇组下段。秦皇岛 33-1 南和 33-2 油

田均属于受断裂控制形成的油藏,位置相邻,如图 1 所示。利用钻井和地震数据对秦皇岛 33-1 南和 33-2 油田进行了油藏精细解剖,统计发现这 2 个油田发育的含油砂体个数并不相同,控制油藏形成的断裂条数也不相同。其中秦皇岛 33-1 南油田在主要目的层——明下段钻遇到了含油砂体 15 层,与油藏相关断裂 17 条,如图 1 所示。而秦皇岛 33-2 油田在主要目的层——明下段钻遇到了含油砂体 3 层,与油藏相关断裂 4 条,如图 1 所示。2 个油田发育的这 21 条断裂走向以 NEE 向为主,长度一般 2~10 km,断距一般 10~16 m,这些断裂中绝大多数断裂均向上断至海底,如图 1 所示。如果这 2 个油田这些控藏断裂后期活动破坏了断层的断层岩,那么油藏中的油便可沿这些断裂向上逸散至海底,污染海水。因此开展研究其断层岩发生张性破裂所需压力对指导这 2 个油田开发具有重要意义。

2 断层岩封闭能力及抗张性破裂能力的影响因素

断层岩是断裂形成与活动的最终产物,它通常是由断裂两盘破碎岩石物质落入断裂带后,经过后期上覆地层沉积载荷重量的压实作用和地下水沿其渗滤运移过程中将其所携带的矿物质(如 SiO_2 、 CaCO_3 等)过饱和和沉淀胶结作用形成的一种碎裂岩石。其封闭油气能力的强弱主要受到其物质成分(或泥质含量)和压实成岩程度的影响,其内泥质含量越高,压实成岩程度越高,断层岩孔渗性越差,排替压力越大,封闭油气能力越强;反之则越弱(吕延防和马福建,2003;刘哲等,2011b)。

通常情况下,已固结的断层岩较其围岩有低 2~3 个数量级的孔隙性,可成为油气聚集的遮挡物。然而,注水开发时,断层岩受到外力作用是否会发生张性破裂失去封闭油气能力,主要取决于所受到的外力大小是否超过断层岩本身的抗张性破裂能力。如果断层岩所受到的外力大于其抗张性破裂的能力,断层岩便发生张性破裂,失去封闭油气能力;相反,如果断层岩所受到的外力小于其抗张性破裂能力,断层岩不会发生张性破裂,仍具封闭油气能力。而断层岩抗张性破裂能力的强弱也与排替压力一样主要受到本身物质成分和压实成岩程度的影响,泥质含量越高,压实成岩程度越高,断层岩塑性越强,抗张性破裂能力越强;反之则越弱。

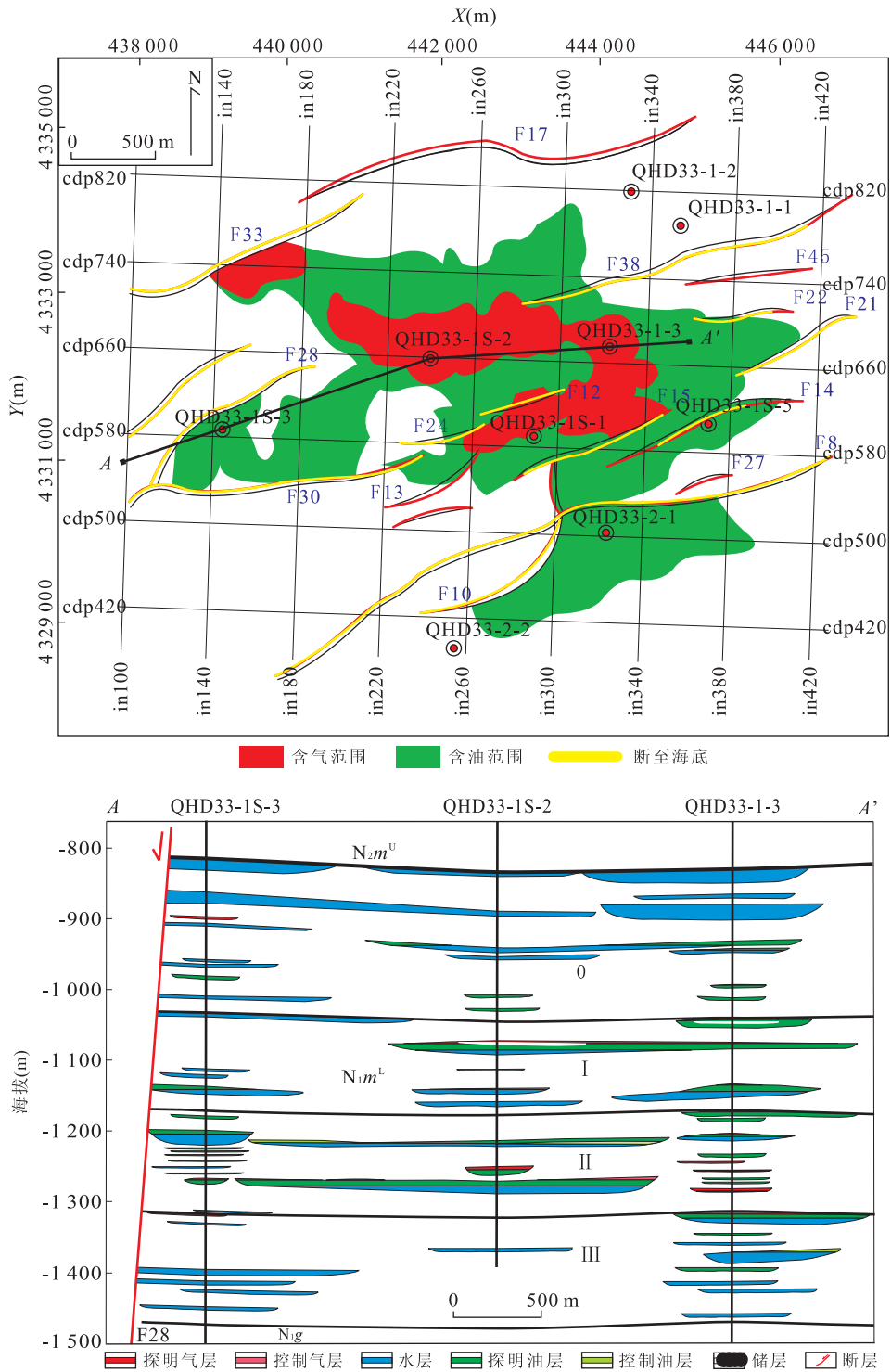


图1 秦皇岛33-1南和33-2油田明下段油气与断裂分布关系

Fig. 1 Distribution relation between oil-gas and faults in Qinhuangdao 33-1S and Qinhuangdao 33-2 oilfields

3 断层岩发生张性破裂所需压力预测

由于受钻井和取心限制,断层岩发生张性破裂所需压力不能直接通过断层岩岩心测试得到,所以只能通过先测试断层围岩岩石发生张性破裂所需压

力值,再通过围岩发生张性破裂所需压力与其属性建立关系,最后利用断层岩属性,来间接求取断层岩发生张性破裂所需压力,具体步骤和过程如下。

3.1 围岩发生张性破裂所需压力及其属性关系的建立

地下岩石在油田开发过程中之所以会发生张性

表 1 QHD33-1-1 井 10 块岩心样品抗压强度实验结果

Table 1 Experiment result of crushing resistance intensity of 10 cores in well QHD33-1-1

样号	Z(m)	S _c (MPa)	μ	B(%)	S(MPa)	P _w (MPa)	S _t (MPa)	δ ₂ (MPa)	δ ₃ (MPa)	δ ₁ (MPa)	K	P _f (MPa)
1	1240.2	67.9	0.12	35.0	25.7	12.2	5.7	29.2	21.8	26.0	0.59	28.21
2	1240.5	68.5	0.12	35.0	25.7	12.2	5.7	29.2	21.8	26.1	0.58	28.27
3	1240.6	68.2	0.11	35.0	25.7	12.2	5.7	29.2	21.8	26.1	0.60	28.25
4	1240.7	68.2	0.13	35.0	25.7	12.2	5.7	29.2	21.8	26.1	0.55	28.25
5	1240.8	68.2	0.13	35.0	25.7	12.2	5.7	29.2	21.8	26.1	0.56	28.25
6	1241.1	68.2	0.13	35.0	25.7	12.2	5.7	29.2	21.8	26.1	0.57	28.26
7	1269.8	22.6	0.12	28.0	26.3	12.5	1.9	29.9	22.4	26.7	0.58	24.95
8	1269.7	22.6	0.12	28.0	26.3	12.5	1.9	29.9	22.4	26.7	0.58	24.95
9	1270.1	22.6	0.14	28.0	26.4	12.5	1.9	29.9	22.4	26.7	0.54	24.96
10	1316.3	22.6	0.14	32.0	27.3	13.0	1.9	31.0	23.2	27.6	0.55	26.03

破裂,是由于注水压力超过了岩石抗张性破裂能力时,便使得岩石产生垂向张性裂缝而使岩石发生破坏,失去封闭油气能力。岩石发生张性破裂所需压力通常由水平应力、地层流体压力和岩石自身抗张强度 3 个部分组成,其大小计算公式如式(1)所示(黄荣樽,1984;黄荣樽和庄锦江,1986)。

$$P_f = \left(\frac{2\mu}{1-\mu} + k\right)(P_v - \Phi P_w) + \Phi P_w + S_t, \quad (1)$$

式中: P_f 代表岩石发生张性破裂所需压力,MPa; μ 代表岩石泊松比; k 代表非均质的地质构造压力系数; Φ 代表 Biot 常数,为岩石孔隙度的函数; P_v 代表上覆岩石压力,MPa; P_w 代表地层流体压力,MPa; S_t 代表岩石抗张强度,MPa。

式(1)中水平应力由 2 个部分组成,一部分是由上覆岩层重量产生的,如式(1)中第 1 个括号内前项所示,它是泊松比的函数,泊松比可以通过岩石样品实测获得。上覆岩层压力(P_v)可由岩石密度随埋深变化关系,通过式(2)计算得出。另一部分是由地质构造应力引起的,如式(1)中括号内后项所示, K 值可由式(3)求得。

$$P_v = \int_0^z \rho g dz, \quad (2)$$

式中: ρ 代表岩石密度, g/cm^3 ; g 代表重力加速度, m/s^2 ; z 代表岩石埋深, m 。

$$K = 3\beta - \alpha, \quad (3)$$

其中: $\alpha = \frac{\delta_H \cdot P_p}{\delta_v \cdot P_p} \cdot \frac{\mu}{1-\mu}$,

$$\beta = \frac{\delta_h \cdot P_p}{\delta_v \cdot P_p} \cdot \frac{\mu}{1-\mu},$$

式中 α 、 β 为水平两主方向的构造应力系数; δ_v 、 δ_H 和 δ_h 分别为最大主应力、水平最大主应力和水平最小主应力,MPa,对于秦皇岛 33-1 南和 33-2 明下段油田可由它们随埋深(z)变化关系 $\delta_H = 0.7 + 0.023z$,

$\delta_h = -0.5 + 0.018z$, $\delta_v = 0.021z$, 利用埋深求得。

式(1)中地层流体压力(P_w)可由秦皇岛 33-1 南和 33-2 明下段油田地层流体压力与埋深关系式(4)利用埋深求得。 Φ 值计算时可取其孔隙度值,利用声波时差曲线计算求得。由于泥岩样品直接测 S_t 时易碎不易直接测,通常是先实测泥岩样品的 S_c ,再由式(5)求得 S_t 。

$$P_w = -0.06968z + 0.236, \quad (4)$$

式中: P_w 代表地层流体压力,MPa; z 代表地层埋深, m 。

$$S_t = \frac{1}{12} S_c, \quad (5)$$

式(5)中岩石抗压强度 S_c 可由岩石样品在实验室内抗压实验获得。

按照上述方法,对秦皇岛 33-1 南油田 QHD33-1-1 井明下段地层岩石所取的 10 块岩心样品的抗压强度和泊松比(表 1)进行了实测,并由式(1)至式(5)对其 10 块岩心样品发生张性破裂所需压力进行了计算,结果如表 1 所示,由表 1 中可以看出,10 块岩心样品发生张性破裂所需压力为 24.9 ~ 28.3 MPa,平均值为 27.0 MPa。

为了研究上述 10 块岩石样品发生张性破裂所需压力与其属性之间关系,将其与不同属性分别作图,发现 QHD33-1-1 井岩石发生张性破裂所需压力与其声波时差、泥质含量关系最好,即随着声波时差值增大而减小,随着泥质含量增大而增大的变化关系,如图 2 所示,这是因为声波时差值大小在一定程度上反映了岩石的压实成岩程度,声波时差值越小,岩石压实成岩程度越高;反之则越低。由此关系通过多元线性数学回归方法对上述 10 块岩石样品发生张性破裂所需的压力与其泥质含量和声波时差之间关系进行了拟合,所得函数关系式如式(6)所示,相

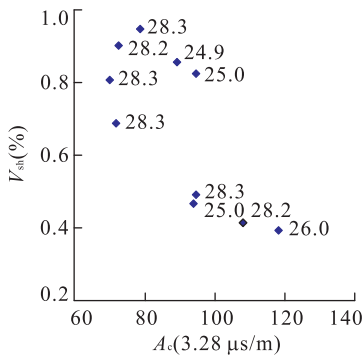


图 2 QHD33-1-1 井岩心发生张性破裂所需压力与其声波时差和泥质含量关系

Fig. 2 Relation among pressure required in tension fracture and interval transit time mudstone content of cores in well QHD33-1-1

关系数为 0.655,表明该关系式可以使用.

$$P_f = 32.943 - 0.046A_c - 1.435V_{sh} \quad (R^2 = 0.655), \quad (6)$$

式中: P_f 代表岩石张性破裂压力,MPa; A_c 代表岩石声波时差值,3.28 $\mu\text{s}/\text{m}$; V_{sh} 代表泥质含量,小数.

3.2 断层岩属性确定

如果把断层岩看作是由一个断裂经其他活动形成的由断层岩构成的倾斜岩石,那么只要确定出断层岩中的泥质含量和声波时差值,将其带入式(6)中便可以计算出断层岩发生张性破裂所需压力值.

断层岩泥质含量主要来自断层两盘地层岩石中的泥质成分,其含量大小主要受到断裂断距和被其错断地层厚度和泥质含量大小及其层数的影响.断距越小,被错断地层厚度越大,泥质含量越大,层数越多,断层岩中泥质含量越大;反之则越小.可由式(7)利用断裂断距和被其错断地层厚度和泥质含量及层数来计算求得(Yielding, 2002)断层岩泥质含量.

$$SGR = \frac{\sum_{i=1}^n H_i V_{sh,i}}{L}, \quad (7)$$

式中:SGR代表断层的泥质含量,小数; H_i 代表被断裂错断的第*i*层地层深度,m; $V_{sh,i}$ 代表被断裂错断的第*i*层地层中的泥质含量,小数; L 代表断裂断距,m; n 代表被断裂错断的地层层数.

通过统计秦皇岛 33-1 南和 33-2 油田明下段控藏断裂断距、钻遇地层厚度、泥质含量,由式(7)计算得到其断层岩泥质含量如表 2 所示,由表 2 中可以看出,2 个油田断层岩中泥质含量最大值为 95.4%,最小值为 39.7%,平均值为 69.7%.

然而由于钻井通常难以直接钻到断层岩,故其

声波时差值难以从测井曲线上直接读取,只能通过围岩声波时差与埋深、泥质含量之间关系,再利用断层岩埋深、泥质含量间接求得.由图 3 中可以看出,QHD33-1-1 井 10 块岩石样品的声波时差值总体上与泥质含量成反比,与埋深成反比,这是因为岩石声波时差大小可反映岩石孔隙度的大小,声波时差值越大,岩石孔隙度越大;反之则越小.由此关系经多元线性回归数学方法对 10 块岩石样品的声波时差值与其埋深、泥质含量之间关系进行了拟合,所得函数关系式如式(8)所示,相关系数为 0.758,表明该公式可以使用.由断层岩泥质含量(SGR)和埋深值,代入式(8)中便可以计算断层岩的声波时差值.

$$A_c = -257.525 - 42.925SGR + 0.299Z \quad (R^2 = 0.758), \quad (8)$$

式中: A_c 代表地层岩石声波时差值,3.28 $\mu\text{s}/\text{m}$; SGR 代表断层岩泥质含量,小数; z 代表地层岩石埋深,m.

通过统计秦皇岛 33-1 南和 33-2 油田明下段控藏断裂埋深及其断层岩泥质含量,由式(8)对其断层岩声波时差值进行了预测,结果如表 2 所示,2 个油田断层岩声波时差最大值为 493.3 $\mu\text{s}/\text{m}$,最小值为 42.0 $\mu\text{s}/\text{m}$,平均为 183.4 $\mu\text{s}/\text{m}$.

3.3 断层岩发生张性破裂所需压力值预测

按照上述研究方法,对秦皇岛 33-1 南和 33-2 油田 17 条控藏断裂在主要目的层——明下段 18 层含油砂体处的断层岩发生张性破裂所需压力值进行了计算,结果如表 2 所示,由表 2 中可以看出,秦皇岛 33-1 南和 33-2 油田明下段控藏断裂断层岩发生张性破裂所需压力为 25.6~31.3 MPa,平均为

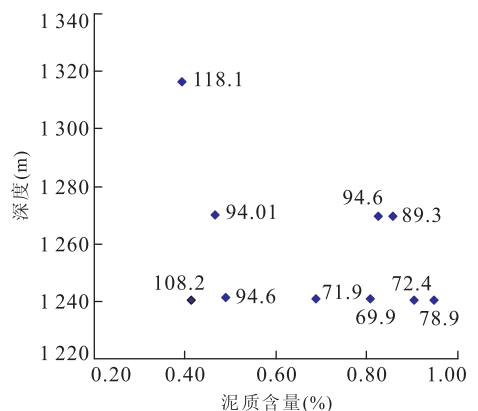


图 3 QHD33-1-1 井岩心声波时差与其埋深和泥质含量关系
Fig. 3 Relation among interval transit time and depth, mudstone content of cores in well QHD33-1-1

表 2 秦皇岛 33-1 南和 33-2 油田明下段控藏断裂断层岩发生张性破裂所需压力预测结果

Table 2 Forecasting of pressure required in tension fracture of fault rock of faults controlling oil accumulation of N_1m_1 in Qinhuangdao 33-1S and Qinhuangdao 33-2 oilfields

区块	砂体名称	控圈断裂	控砂范围	SGR(%)	倾角(°)	$A_c(3.28 \mu s/m)$	$P_f(MPa)$	压力系数
33-1S	1-3-NmI-1062	F38	-1 051.0 -1 075.5	49.1	61.1	35.6	30.6	3.0
		F14	-1 043.0 -1 055.5	69.7	59.9	24.4	30.8	3.0
		F15	-1 035.0 -1 045.0	85.6	58.1	15.2	31.0	3.1
		F33	-1 064.0 -1 078.0	85.5	60.1	23.9	30.6	2.9
	1-3-NmI-1098	F12	-1 082.5 -1 090.0	66.7	60.2	37.5	30.3	2.8
		F22	-1 079.0 -1 085.0	64.7	56.3	37.3	30.3	2.9
		F19	-1 077.0 -1 081.0	78.1	58.3	31.0	30.4	2.9
		F38	-1 149.0 -1 161.0	39.7	61.1	69.0	29.2	2.6
	1-3-NmI-1156	F19	-1 159.0 -1 163.0	77.8	58.3	55.6	29.3	2.6
		F15	-1 157.0 -1 166.0	41.3	58.1	70.7	29.1	2.6
		F12	-1 037.0 -1 043.0	66.5	60.2	24.0	30.9	3.0
	1S-1-NmI-1061	F15	-1 039.5 -1 053.5	76.7	58.1	20.4	30.9	3.0
		F28	-1 130.5 -1 143.0	68.9	59.1	50.9	29.6	2.7
	1S-3-NmI-1160	F30	-1 133.0 -1 155.0	48.9	59.5	60.3	29.5	2.7
		F14	-1 048.0 -1 063.5	88.8	59.9	17.7	30.9	3.0
		F48	-1 042.0 -1 052.0	95.4	55.2	13.1	31.0	3.0
	3-5-NmI-1084	F8	-1 076.0 -1 081.0	60.8	58.8	38.1	30.3	2.9
		F7	-1 071.0 -1 096.5	62.5	60.7	35.9	30.4	2.9
		F16	-1 063.5 -1 071.0	55.7	58.8	36.6	30.5	2.9
	1-3-Nm II -1192	F1	-1 079.0 -1 102.5	62.5	58.7	38.3	30.3	2.9
		F14	-1 171.5 -1 187.0	52.8	59.9	70.1	29.0	2.5
		F38	-1 215.5 -1 221.0	45.2	61.1	86.5	28.3	2.4
	1-3-Nm II -1226	F32	-1 202.5 -1 213.0	58.8	59.7	76.8	28.6	2.4
		F33	-1 211.0 -1 223.0	58.4	60.1	79.5	28.4	2.4
F28		-1 176.5 -1 195.0	88.8	59.1	56.1	29.1	2.5	
1S-2-Nm II -1237	F30	-1 176.5 -1 205.0	87.5	59.5	56.7	29.1	2.5	
	F12	-1 209.0 -1 218.5	51.7	60.2	81.8	28.4	2.4	
	F28	-1 267.0 -1 271.0	59.2	59.1	95.9	27.7	2.2	
1S-2-Nm II -1292	F30	-1 273.0 -1 281.5	68.1	59.5	93.9	27.6	2.2	
	F12	-1 313.0 -1 318.0	86.4	60.2	98.0	27.2	2.1	
1-3-Nm III -1334	F30	-1 319.0 -1 323.0	84.7	59.5	100.5	27.1	2.1	
	2-1-NmI-1064	F8	-1 028.5 -1 046.0	86.1	58.8	13.0	31.1	3.1
F10		-1 028.5 -1 039.5	86.6	64.6	12.8	31.1	3.1	
F8		-1 012.2 -1 023.0	71.4	58.8	14.5	31.3	3.1	
2-2-NmI-1064	F10	-1 064.0 -1 076.5	56.9	64.6	36.2	30.5	2.9	
	F6	-1 058.0 -1 081.5	47.7	57.8	38.3	30.5	2.9	
2-1-NmI-1340	F1	-1 332.5 -1 345.0	77.3	58.7	107.7	26.9	2.1	
	F8	-1 299.0 -1 302.0	91.0	58.8	91.8	27.4	2.2	
	F10	-1 299.0 -1 302.0	89.9	64.6	92.3	27.4	2.2	

29.4 MPa, 相当于地层压力系数平均为 2.7, 这与 Snaraky(1962) 研究得出的地层压力系数达到 1.4~2.4 时, 地层岩石发生张性破裂的结论是一致的, 也进一步证实上述计算结果的可信性。

4 油田安全生产建议

由上可知, 秦皇岛 33-1 南和 33-2 油田明下段控藏断裂断层岩发生张性破裂所需压力为 25.6~

31.3 MPa, 平均为 29.4 MPa, 这表明 2 个油田在注水开发过程中, 所注压力大小在经过从注水井至断裂带压力损失后, 其压力值不能大于 25.6~31.3 MPa, 才能进行安全注水生产, 断层岩也就不会发生张性破裂, 不会造成油沿断裂向海底逸散。相反, 如果注水开发过程中注水压力经过从注水井至断裂带的压力损失后, 其压力仍大于 25.6~31.3 MPa, 就会使断层岩发生张性破坏, 造成油沿断裂向海底逸散, 不利于油田安全生产。

5 结论

(1) 秦皇岛 33-1 南和 33-2 油田大多数控藏断裂断至海底,具有向海底逸散油的风险。

(2) 在实测围岩抗压强度和区域主应力场的基础上,建立了一套断层岩发生张性破裂所需压力的研究方法,可以定量预测出断层岩发生张性破裂所需压力。

(3) 秦皇岛 33-1 南和 33-2 油田明下段控藏断裂断层岩张性破裂压力为 25.6~31.3 MPa,平均为 29.4 MPa。

(4) 如果油田开发过程中注水压力经过从注水井至断裂带压力损失后,小于 25.6~31.3 MPa 时,秦皇岛 33-1 南和 33-2 油田明下段油层可安全注水生产,否则将造成油沿断裂逸散至海底。

References

Ding, J. M., Liang, G. P., 1985. Stress Measurement by Hydraulic Fracturing in Oil-Wells of North China. *Acta Seismologica Sinica*, 7(4): 363—373 (in Chinese with English abstract).

Fu, G., Shi, J. J., Lü, Y. F., 2012. An Improvement in Quantitatively Studying Lateral Seal of Faults. *Acta Petrolei Sinica*, 33(3): 414—418 (in Chinese).

Huang, R. Z., 1984. A Model for Predicting Formation Fracture Pressure. *Journal of East China Petroleum Institute*, 4: 335—347 (in Chinese).

Huang, R. Z., Zhuang, J. J., 1986. A New Method of Predicting Fracture Pressure. *Oil Drilling & Production Technology*, 3: 1—14 (in Chinese).

Li, M., Lian, Z. H., Chen, S. C., et al., 2009. Rock Mechanical Parametric Experiments and the Research of Formation Fracture Pressure Prediction. *Oil Drilling & Production Technology*, 31(5): 15—18 (in Chinese with English abstract).

Liu, Q. M., Li, W. P., Zeng, X. G., et al., 2007. Indoor Hydraulic Pressure Cracking Method to Test and Measure Critical Breaking Pressure and Water Resistance Coefficient of Rock Mass. *Coal Science and Technology*, 35(1): 85—87 (in Chinese).

Liu, Z., Fu, G., Sun, Y. H., et al., 2012a. Comprehensive Evaluation of Fault Lateral Sealing Ability in Qijia-Yuangyanggou Area, Liaohe Depression. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 43

(4): 1394—1404 (in Chinese with English abstract).

Liu, Z., Lü, Y. f., Fu, X. F., et al., 2012b. Quantitative Research on Lateral Seal Ability of Faults in Beier Depression. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 42(2): 353—361 (in Chinese with English abstract).

Lü, Y. F., Ma, F. J., 2003. Controlling Factors and Classification of Fault Seal. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 33(2): 163—166 (in Chinese with English abstract).

Wang, H., Fan, H. H., 2009. An Estimation Method of Formation Fracture Pressure. *Xinjiang Petroleum Science & Technology*, 19(4): 11—13 (in Chinese).

Yielding, G., 2002. Shale Gouge Ratio-Calibration by Geohistory. In: Koestler, A. G., Hunsdale, R., eds., Hydrocarbon Seal Quantification. *NPF Special Publication*, 11: 1—15. doi:10.1016/S0928—8937(02)80003—0

Zhou, N. Y., Yang, Z. Z., 2011. Overview on Pressure Prediction of Formation Fracture. *Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition)*, 13(1): 36—39 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

丁健民, 梁国平, 1985. 唐山、天津和沧州地区的油井水力压裂应力测量. *地震学报*, 7(4): 363—373.

付广, 史集建, 吕延防, 2012. 断层侧向封闭性定量研究方法的改进. *石油学报*, 33(3): 414—418.

黄荣樽, 庄锦江, 1986. 一种新的地层破裂压力预测方法. *石油钻采工艺*, 3: 1—14.

黄荣樽, 1984. 地层破裂压力预测模式的探讨. *华东石油学院学报*, 4: 335—347.

李敏, 练章华, 陈世春, 等, 2009. 岩石力学参数试验与地层破裂压力预测研究. *石油钻采工艺*, 31(5): 15—18.

刘启蒙, 李文平, 曾先贵, 等, 2007. 室内水力压裂法测试岩体临界破裂压力及阻水系数. *煤炭科学技术*, 35(1): 85—87.

刘哲, 付广, 孙永河, 等, 2012a. 辽河坳陷齐家—鸳鸯沟地区断层侧向封闭性综合评价. *中南大学学报(自然科学版)*, 43(4): 1394—1404.

刘哲, 吕延防, 付晓飞, 等, 2012b. 贝尔凹陷断层侧向封闭能力定量研究. *吉林大学学报(地球科学版)*, 42(2): 353—361.

吕延防, 马福建, 2003. 断层封闭性影响因素及类型划分. *吉林大学学报(地球科学版)*, 33(2): 163—166.

王河, 樊洪海, 2009. 一种地层破裂压力的估算方法. *新疆石油科技*, 19(4): 11—13.

周拿云, 杨兆中, 2011. 地层破裂压力预测技术综述. *重庆科技学院学报(自然科学版)*, 13(1): 36—39.