



УДК 622.691.24

МЕТОД ОЦЕНКИ ГЕРМЕТИЧНОСТИ СКВАЖИН НА ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩАХ ГАЗА

METHOD FOR EVALUATION OF WELL INTEGRITY IN UNDERGROUND OF GAS STORAGE FACILITIES

Рогов Евгений Анатольевич

кандидат технических наук,
старший научный сотрудник,
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
E_Rogov@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. В статье описан метод оценки герметичности скважин. В предлагаемом методе осуществляется неоднократное циклическое воздействие на пласт, при котором в каждом цикле через эксплуатационные скважины проводится закачка газа в продуктивный пласт с последующим его отбором. При этом в каждом цикле измеряется текущее пластовое давление, объем отобранного или закачанного газа и определяется расчетное давление в хранилище при эксплуатации скважин без утечек газа и с утечками газа. Затем определяется функция (F) без утечек газа и функция (F_y) с утечками газа и при выполнении неравенства $F_y < F$ делается вывод о наличии утечек газа.

Ключевые слова: скважина, герметичность, пластовое давление, утечки газа.

Rogov Evgeny Anatolyevich

Candidate of Technical Sciences,
Senior Scientific Researcher,
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
E_Rogov@vniigaz.gazprom.ru

Annotation. The article describes a method of wells tightness evaluation. The proposed method is based on a repeated cyclic impact on a formation, when gas is injected into a production formation followed by its withdrawal during each cycle through production wells. Herewith, each cycle provides measurement of the formation current pressure, the volume of the withdrawn or injected gas and determination of the designed pressure in the storage facility during wells operation both without gas leaks and with them. Then, the function (F) is determined without gas leaks and the function (F_y) with gas leaks and when the inequality $F_y < F$ is solved, a conclusion about gas leaks occurrence is made.

Keywords: borehole, tightness, formation pressure, gas leaks.

В процессе эксплуатации скважин на подземных хранилищах газа (ПХГ) утечки газа в основном определяют на позднем этапе их развития, то есть при загазованности вышележающих контрольных горизонтов и выходе газа на дневную поверхность, что осложняет в дальнейшем поиски конкретной причины утечек газа.

В литературе описан гидрогеохимический метод определения межпластовых перетоков газа на газовых месторождениях, в котором в стадии разведки месторождения определяют постоянный гидрогеохимический фон по всему вертикальному разрезу. Затем накапливаемые данные о гидрогеохимической обстановке исследуемых интервалов разреза сопоставляют с естественным фоном месторождения и определяют тенденции намечающихся изменений на том или ином участке [1]. Недостатком данного метода является сложность его выполнения, обусловленная необходимостью исследования начального гидрогеохимического фона до закачки газа в ПХГ. Кроме того, применение указанного метода на ПХГ связано со значительными затратами на бурение контрольных скважин, так как гидрогеохимические исследования необходимо проводить в специально пробуренных контрольных скважинах, расположенных в контуре газовой залежи, а пробы воды необходимо отбирать в хорошо изолированных скважинах, сохраняя пластовые условия (температуру и давление).

В предлагаемом методе оценки герметичности скважин при эксплуатации ПХГ осуществляют циклическое воздействие на пласт, при котором каждый цикл включает закачку газа через эксплуатационные скважины в пласт до достижения величины пластового давления, не превышающего максимально допустимого проектного значения, с последующим отбором газа до достижения величины пластового давления не ниже минимально допустимого проектного значения. Воздействие на пласт осуществляют, по меньшей мере, в течение 10 циклов. При этом в каждом цикле периодически одновременно измеряют фактическое пластовое давление ($P_t^Ф$) и объем V отобранного или закачанного газа, затем с учетом измеренных параметров определяют расчетное давление (P_t^P) в ПХГ при эксплуатации скважин без утечек газа и при эксплуатации скважин с утечками газа. Далее определяют функцию (F) как среднеарифметическое значение отклонений расчетного пластового давления (P_t^P) от фактического пластового давления ($P_t^Ф$), полученных при каждом i -м измерении при эксплуатации скважин без утечек газа по формуле (12) и функцию F_y – с утечками газа по формуле (13). Выполняют сравнение значений F и F_y . Если $F_y < F$, делают вывод о наличии утечек газа, т.е. о нарушении герметичности скважин.



Для газовых месторождений и ПХГ стандартное уравнение, описывающее изменение объема газа в пласте во времени имеет вид:

$$dV_t / dt = q_t, \tag{1}$$

где V_t – объем газа в пласте; t – время; q_t – объем отобранного (или закачанного) газа в единицу времени t .

Переходя к интегральному виду, получаем:

$$\int_0^t dV_t = \int_0^t q_t dt, \tag{2}$$

$$V_t - V_0 = \int_0^t q_t dt, \tag{3}$$

где V_0 ; V_t – объем газа в начальный и конечный момент времени.

Из теории разработки газовых месторождений [2] объем газа в пласте определяется по формуле (4):

$$V_t = W_t P_t / Z_t, \tag{4}$$

где W_t – газонасыщенный поровый объем пласта в момент времени t , P_t – пластовое давление газа в момент времени t , Z_t – коэффициент сверхсжимаемости газа в момент времени t .

Для подземного хранилища газа уравнение (3) примет вид:

$$W_o P_t^P / Z_t - W_o P_o / Z_o = \int_0^t q_t dt, \tag{5}$$

где W_o – газонасыщенный поровый объем ПХГ, P_t^P – расчетное пластовое давление в хранилище, P_o – начальное пластовое давление, Z_o – начальный коэффициент сверхсжимаемости газа.

Коэффициент сверхсжимаемости газа (Z) зависит от состава газа, температуры, давления и является справочным показателем [3]. Значения Z можно с высокой точностью аппроксимировать полиномом вида:

$$Z_t = a P_t^2 - b P_t + c, \tag{6}$$

где a , b , c – коэффициенты полинома.

Таким образом, для расчета пластового давления (P_t^P) при эксплуатации скважин без утечек газа можно использовать следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} W_o \frac{P_t^P}{Z_t} - W_o \frac{P_o}{Z_o} = \int_0^t q_t dt \\ Z_t = a P_t^2 - b P_t + c \\ Z_o = a P_o^2 - b P_o + c \end{cases}, \tag{7}$$

В случае нарушения герметичности скважин и наличия утечек газа уравнение (1) примет вид:

$$dV_t / dt = q_t - q_t^y, \tag{8}$$

где q_t^y – дебит утечек газа в единицу времени t .

Дебит утечек газа можно описать уравнением вида:

$$q_t^y = k_y \int_0^t \frac{P_t}{Z_t} dt, \tag{9}$$

где k_y – коэффициент утечки газа.



Тогда уравнение (8) можно записать в следующем виде:

$$W_o P_t^P / Z_t - W_o P_o / Z_o = \int_0^t q_t dt - k_y \int_0^t \frac{P_t^P}{Z_t} dt, \tag{10}$$

Таким образом, для расчета пластового давления (P_t^P) при эксплуатации скважин с утечками газа можно использовать следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} W_o \frac{P_t^P}{Z_t} - W_o \frac{P_o}{Z_o} = \int_0^t q_t dt - k_y \int_0^t \frac{P_t^P}{Z_t} dt \\ Z_t = aP_t^2 - bP_t + c \\ Z_o = aP_o^2 - bP_o + c \end{cases}, \tag{11}$$

Функция F определяется как среднеарифметическое значение отклонений расчетного пластового давления (P_t^P) от фактического (P_t^Φ), полученных при каждом i -м измерении при эксплуатации скважин без утечек газа по формуле (12):

$$F = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |P_{ti}^P - P_{ti}^\Phi|, \tag{12}$$

где n – количество замеров пластового давления, P_t^Φ – пластовое давление в хранилище фактически замеренное; i – порядковый номер замера пластового давления.

Функция F_y при эксплуатации скважин с утечками газа определяется по формуле (13):

$$F_y = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |P_{ti}^P - P_{ti}^\Phi|. \tag{13}$$

При выполнении неравенства $F_y < F$ делается вывод о наличии утечек газа.

В качестве примера в таблице приведены фактические и расчетные значения пластовых давлений, объем закачки (отбора) газа. По результатам сравнения расчетных параметров можно сделать вывод о наличии утечек газа ($F = 8,08, F_y = 6,19, \text{ т.е. } F_y < F$).

Таким образом, предлагаемый метод позволяет повысить надежность и безопасность эксплуатации скважин на ПХГ за счет достоверности оценки герметичности скважин.

Таблица – Замеренные и расчетные параметры пластовых давлений

Замеряемые параметры			Расчетные параметры (без потерь газа)		Расчетные параметры (с потерями газа)	
№ замера	Закачка (+) / Отбор (-), млн м ³	Давление фактическое P_t^Φ , Па	Давление расчетное P_t^P , Па	$P_t^P - P_t^\Phi$, Па	Давление расчетное P_t^P , Па	$P_t^P - P_t^\Phi$, Па
1	2	3	4	5	6	7
1	0	55,4	55,4	0	55,4	0
2	52,8	72,6	60,8	11,8	63,3	9,3
3	115,9	96,3	72,5	23,8	80,7	15,6
4	72,7	106,4	79,8	26,6	91,7	14,7
5	55,7	114,1	85,4	28,7	100,2	13,9
6	22,3	114,8	87,7	27,1	103,4	11,4
7	15,3	113,1	89,2	23,9	105,6	7,5
8	11,6	113,1	90,4	22,7	107,2	5,9
9	-80,0	92,1	82,3	9,8	93,3	1,2
10	-116,4	78,0	70,6	7,4	75,2	2,8



Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7
11	-8,7	80,1	69,7	10,4	73,7	6,4
12	81,4	97,4	77,9	19,5	85,9	11,5
13	77,1	109,2	85,7	23,5	97,6	11,6
14	55,0	114,7	91,3	23,4	106,2	8,5
15	30,2	115,1	94,4	20,7	110,8	4,3
16	17,8	113,5	96,3	17,2	113,5	0
17	17,1	113,5	98,1	15,4	116,1	2,6
18	4,9	111,4	98,6	12,8	116,5	5,1
19	-74,0	95,1	90,9	4,2	102,5	7,4
20	-133,3	75,2	77,4	2,2	81,4	6,2
21	-104,0	62,9	66,9	4,0	65,4	2,5
22	65,6	85,2	73,5	11,7	75,0	10,2
23	75,6	98,5	81,1	17,4	86,3	12,2
24	55,5	103,9	86,7	17,2	94,6	9,3
25	47,9	111,4	91,6	19,8	102	9,4
26	3,6	109,8	92,0	17,8	102,2	7,6
27	-1,3	107,5	91,9	15,6	101,7	5,8
28	-12,4	105,2	90,6	14,6	99,4	5,8
29	-104,8	86,8	79,9	6,9	82,8	4,0
30	-90,1	73,5	70,9	2,6	68,9	4,6
31	-47,7	68,4	66,1	2,3	61,5	6,9
32	44,6	85,7	70,6	15,1	68,1	17,6
33	84,6	98,6	79,1	19,5	80,7	17,9
34	72,7	109,4	86,4	23,0	91,6	17,8
35	44,6	111,7	91	20,7	98,4	13,3
36	40,1	112,8	95,2	17,6	104,5	8,3
37	22,3	112,8	97,5	15,3	107,8	5,0
38	-31,3	103,3	94,2	9,1	102,4	0,9
39	-153,3	74,8	78,6	3,8	77,6	2,8
40	-144,2	53,0	64,1	11,1	55,5	2,5
41	78,0	80,3	71,9	8,4	67,1	13,2
42	97,3	97,6	81,7	15,9	81,7	15,9
43	65,9	104,6	88,4	16,2	91,5	13,1
44	60,8	110,0	94,7	15,3	100,9	9,1
45	53,2	113,3	100,3	13,0	109,2	4,1
46	20,9	113,8	102,5	11,3	112,4	1,4
47	-5,5	104,1	101,9	2,2	110,7	6,6



Продолжение таблицы

48	-13,5	96,9	100,5	3,6	108,1	11,2
49	-32,1	96,9	97,1	0,2	102,5	5,6
50	-117,9	82,4	84,9	2,5	83,7	1,3
51	-126,1	63,1	72,2	9,1	64,3	1,2
52	101,5	89,0	82,4	6,6	79,4	9,6
53	103,9	104,1	93,1	11,0	95,1	9,0
54	72,6	110,0	100,7	9,3	106,5	3,5
55	29,8	110,5	103,9	6,6	111,1	0,6
56	9,4	109,4	104,9	4,5	112,3	2,9
57	-214	73,4	82,6	9,2	76,8	3,4
58	-99,4	59,4	72,6	13,2	61,5	2,1
59	76,2	77,8	80,3	2,5	72,9	4,9
60	127,4	97,6	93,3	4,3	92,1	5,5
61	88,2	108,2	102,6	5,6	105,9	2,3
61	45,6	110,9	107,5	3,4	113,2	2,3
63	-228,0	69,5	83,6	14,1	74,7	5,2
64	-118,9	53,4	71,7	18,3	56,5	3,1
65	56,0	66,3	77,3	11,0	64,9	1,4
66	106,2	91,0	88,0	3,0	80,8	10,2
67	105,4	108,4	99,0	9,4	96,8	11,6
68	64,7	113,5	105,9	7,6	107,0	6,5
69	29,3	113,8	109,2	4,6	111,5	2,3
70	-41,0	99,6	104,7	5,1	103,2	3,6
71	-47,0	92,7	99,6	6,9	95,4	2,7
72	-61,0	84,6	93,2	8,6	85,4	0,8
73	28,0	85,7	96,1	10,4	89,4	3,7
74	20,0	94,2	98,2	4,0	92,3	1,9
75	37,3	98,5	102,2	3,7	97,6	0,9
76	47,1	104,6	107,3	2,7	104,8	0,2
77	37,9	108,7	111,5	2,8	110,8	2,1
78	1,6	107,1	111,7	4,6	110,7	3,6
79	-71,5	95,2	103,8	8,6	98,6	3,4
80	-19,6	96,4	101,7	5,3	95,2	1,2
81	-41,7	89,0	97,3	8,3	88,5	0,5
82	-77,4	78,1	89,3	11,2	76,4	1,7
83	-1,8	78,1	89,1	11,0	75,9	2,2
84	22,0	88,9	91,4	2,5	78,8	10,1
85	54,9	96,4	97,1	0,7	86,8	9,6



Окончание таблицы

86	50,7	101,7	102,4	0,7	94,4	7,3
87	61,9	109,2	109,2	0	103,9	5,3
88	36,1	112,5	113,3	0,8	109,6	2,9
89	-6,2	104,8	112,6	7,8	107,8	3,0
90	-69,5	94,2	104,9	10,7	96,2	2,0
91	-89,5	79,2	95,3	16,1	82,1	2,9
92	-73,8	67,4	87,7	20,3	70,7	3,3
93	-47,3	61,0	82,9	21,9	63,3	2,3
94	6,8	68,4	83,6	15,2	64,0	4,4
95	90,0	88,9	92,8	3,9	77,5	11,4
96	102,9	106,2	103,7	2,5	93,0	13,2
97	71,1	111,2	111,5	0,3	104,1	7,1
98	37,1	111,6	115,7	4,1	109,8	1,8
99	-62,9	96,4	108,6	12,2	98,9	2,5
Функция				F = 8,08		Fy = 6,19

Литература:

1. Агишев А.П. Межпластовые перетоки газа при разработке газовых месторождений. – М. : Недра, 1966. – 204 с.
2. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. – М. : Недра, 1974. – 376 с.
3. Требин Ф.А., Макогон Ю.Ф., Басниев К.С. Добыча природного газа. – М. : Недра, 1976. – 368 с.

References:

1. Agishev A.P. Interbedded overflows of gas when developing gas fields. – M. : Nedra, 1966. – 204 p.
2. Zakirov S.N., Lapuk B.B. Design and development of gas fields. – M. : S Nedra, 1974. – 376 p.
3. Trebin F.A., Makogon Yu.F., Basniyev K.S. Extraction of natural gas. – M. : Nedra, 1976. – 368 p.