

ОЦЕНКА ПОТЕРЬ ГАЗА ПРИ ПЕРЕХОДЕ СКВАЖИНЫ
В СТАДИЮ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА



ASSESSMENT OF GAS LOSSES DURING THE WELL TRANSITION
IN THE STAGE OF OVERVIEW

Гасумов Эльдар Рамизович

кандидат экономических наук, доцент
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
R.Gasumov@yandex.ru

Gasumov Eldar Ramizovich

Candidate of Science (Economics),
Associate Professor
Azerbaijan State University
of Oil and Industry
R.Gasumov@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены оценки потерь газа при переходе скважины из эксплуатации в стадию капитального ремонта. Изложены этапы возникновения потери газа до, в процессе и после проведения капитального ремонта скважин. Рассмотрены расчет потерь природного газа при освоении скважин после выхода из капитального ремонта, связанные с отработками скважин после проведения ремонтных работ и с проведением газогидродинамических исследований скважин до и после капитального ремонта скважин. Приведены значения равновесной температуры гидратообразования и постоянный коэффициент, зависящий от приведенной плотности газа при разных давлениях на входе в газосборную сеть.

Annotation. The article considers the estimates of gas losses during the transition of a well from operation to the stage of capital repair. The stages of gas loss occurrence before, during and after well workover are described. The article considers the calculation of natural gas losses during the development of wells after the exit from the overhaul, associated with well workouts after repair work and with the conduct of gas hydrodynamic studies of wells before and after the overhaul of wells. The values of the equilibrium temperature of hydrate formation and a constant coefficient depending on the reduced gas density at different pressures at the inlet to the gas gathering network are given.

Ключевые слова: скважина, капитальный ремонт, освоение, потер природного газа, дебит, температура, гидратообразования.

Keywords: well, overhaul, development, loss of natural gas, flow rate, temperature, hydrate formation.

В процессе разработки газовых месторождений происходит постоянное изменение фильтрационно-емкостных свойств пласта, которые, в свою очередь, влияют на динамику добычи газа из скважин. Основной проблемой эксплуатации таких скважин является скопление конденсационной жидкости на забое и в насосно-компрессорных трубах (НКТ) из-за снижения дебитов ниже критических, необходимых для выноса жидкости. Обводнение добывающих скважин – одна из основных проблем разработки газовых месторождений, особенно находящихся на поздней стадии разработки. Именно появление жидких и твердых механических примесей в продукции газовых скважин является причиной ограничения их дебита и снижения добычи на месторождении в целом. Что требует переход скважины в стадию капитального ремонта, для восстановления ее производительности [1–3].

При проведении капитальном ремонте скважин потери газа возникают:

- при освоении скважины после выхода из капитального ремонта;
- при отработках скважин после проведения ремонтных работ;
- при проведении газогидродинамических исследований в скважинах;
- при отработках скважины с целью удаления накопившегося на забое столба жидкости;

– по иным технологическим причинам.

Расчет потерь природного газа при освоении скважин после выхода из КРС осуществляется по формуле [4]:

$$P_{г.осв} = \sum_{i=1}^n q_i \cdot \tau_i \cdot X_{г.прод} , \quad (1)$$

где $P_{г.осв}$ – потери газа при освоении скважин, м³; q_i – дебит скважины при освоении на заданном режиме, м³/сут; τ_i – продолжительность освоения скважины при заданном режиме, сут; n – количество режимов при освоении скважины.

Потери газа, связанные с отработками скважин после проведения ремонтных работ определяются по формуле:

$$q(t) = Q(t)/Q_0, \quad (2)$$

где $\Pi_{e.рем}$ – потери газа при отработках скважин на ГФУ после ремонта, м³; q_i – дебит скважины при отработке скважины на заданном режиме, м³/сут; τ_i – продолжительность отработки скважины при заданном режиме, сут.; n – количество режимов при отработке скважины; N – количество ремонтов по плану.

Потери, связанные с проведением газогидродинамических исследований скважин до и после КРС по формуле:

$$\Pi_{г.иссл} = \sum_{i=1}^N q_i \cdot \tau_i \cdot n_i \cdot X_{г.прод}, \quad (3)$$

где $\Pi_{e.иссл}$ – потери газа при проведении ГДИ, м³; q_i – дебит скважины по газу при заданном режиме, м³/сут; τ_i – продолжительность заданного режима, сут.; n_i – количество режимов при проведении исследований скважины; N – количество исследований за расчетный период.

Потери газа при отработках скважины $\Pi_{e.прод}$ с целью удаления накопившегося на забое столба жидкости определяются, как правило, по расходомеру.

Если прямой метод (по расходомеру) невозможен, потери газа на отработку скважины определяются по формуле:

$$\Pi_{e.прод} = 3600 \cdot w \cdot F \cdot \tau, \quad (4)$$

где $\Pi_{e.прод}$ – потери газа при отработках скважины, м³; w – скорость движения продувочного газа в расчете на сечение ствола под оголовком, м/с; F – площадь выходного сечения факельного ствола, м²; τ – продолжительность подачи продувочного газа, ч.

Технологические потери природного газа при его выносе с жидкостью (пластовой водой) рассчитываются по формуле [4, 6]:

$$\Pi_{e.ж} = V_{ж} \cdot r_1 \cdot 10^{-k \cdot c} \cdot X_{e.прод}, \quad (5)$$

где $\Pi_{e.ж}$ – потери газа при выносе с жидкостью, м³; $V_{ж}$ – объем жидкости, сбрасываемый из оборудования на утилизацию, м³; r_1 – растворимость природного газа в дистиллированной воде при атмосферном давлении, м³/м³; k – коэффициент Сеченова, учитывающий изменение растворимости газа в присутствии солей; c – концентрация солей в пластовой воде, г-экв./л.

Запас температур над температурой гидратообразования ΔT вычисляется как разность между температурой газа на входе в газосборную сеть T_{ex} и температурой гидратообразования $T_{адр}$, т.е. $\Delta T = T_{ex} - T_{адр}$. В качестве исходной информации используются ежемесячные эксплуатационные рапорта.

Значение равновесной температуры гидратообразования при известном давлении на входе в газосборную сеть P_{ex} и положительных температурах приближенно определяется по формуле согласно [5]:

$$t_p = 19,9 \cdot \lg P_{ex} - t_1, \quad (6)$$

где t_p – равновесная температура гидратообразования, °С; t_1 – постоянный коэффициент, зависящий от приведенной плотности газа ρ'_2 , °С.

Значение равновесной температуры гидратообразования при известном давлении на входе в газосборную сеть P_{ex} и отрицательных температурах приближенно определяется по формуле:

$$t_p = -63,03 \cdot \lg P_{ex} + t_2, \quad (7)$$

где t_p – равновесная температура гидратообразования, °С; t_2 – постоянный коэффициент, зависящий от приведенной плотности газа ρ'_g , °С.

Значения коэффициентов t_1 и t_2 в зависимости от приведенной плотности газа ρ'_g представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Зависимость коэффициентов t_1 и t_2 от приведенной плотности ρ'_g газа

ρ'_g	$t_1, \text{°C}$	$t_2, \text{°C}$	ρ'_g	$t_1, \text{°C}$	$t_2, \text{°C}$	ρ'_g	$t_1, \text{°C}$	$t_2, \text{°C}$
0,56	24,25	77,4	0,71	13,85	43,9	0,86	12,07	37,6
0,57	21,80	70,2	0,72	13,72	43,4	0,87	11,97	37,2
0,58	20,00	64,2	0,73	13,57	42,9	0,88	11,87	36,8
0,59	18,53	59,5	0,74	13,44	42,4	0,89	11,77	36,5
0,60	17,67	56,1	0,75	13,32	42,0	0,90	11,66	36,2
0,61	17,00	53,6	0,76	13,20	41,6	0,91	11,57	35,8
0,62	16,45	51,6	0,77	13,08	41,2	0,92	11,47	35,4
0,63	15,93	50,0	0,78	12,97	40,7	0,93	11,37	35,1
0,64	15,47	48,6	0,79	12,85	40,3	0,94	11,27	34,8
0,65	15,07	47,6	0,80	12,74	39,9	0,95	11,17	34,5
0,66	14,76	46,9	0,81	12,62	39,5	0,96	11,10	34,2
0,67	14,51	46,2	0,82	12,50	39,1	0,97	11,00	33,9
0,68	14,34	45,6	0,83	12,40	38,7	0,98	10,92	33,6
0,69	14,16	45,0	0,84	12,28	38,3	0,99	10,85	33,3
0,70	14,00	44,0	0,85	12,18	37,9	1,00	10,77	33,1

Скважинам, у которых минимальное значение ΔT за весь период наблюдений превышает 10 °С, присвоим высокое значение (+1) кода геолого-промыслового состояния, характеризующего запас температур над температурой гидратообразования. Среднее значение (0) присваивается скважинам, у которых минимальное значение $4 \leq \Delta T \leq 10$ и низкое (-1) присваивается скважинам, у которых $\Delta T < 4$.

Литература

1. Гасумов Р.А. Исследования режимы движения газожидкостных потоков применительно к условиям эксплуатации обводняющихся газовых скважин / Р.А. Гасумов, Э.Р. Гасумов // Наука. Инновации. Технологии. – 2020. – № 2. – С. 7–26.
2. Гасумов Р.А. Среднесрочный прогноз дебитов добывающих скважин в среде MS Excel / Р.А. Гасумов [и др.] // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2012. – № 7. – С. 32–36.
3. Гасумов Р.А. Аппроксимационные математические модели эксплуатационных свойств газовых скважин и их применение к расчетам прогнозных дебитов / Р.А. Гасумов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 5 (005). – С. 53–59.
4. Методические рекомендации по определению и обоснованию технологических потерь природного газа, газового конденсата и попутного (нефтяного) газа при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки месторождения / Министерство энергетики РФ; утв. распоряжением Минэнерго РФ 30.07.2012.
5. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных районах / Б.В. Дегтярев, Э.Б. Бухгалтер. – М. : Недра, 1976.

References

1. Gasumov R.A. Research of gas-liquid flow modes with reference to operating conditions of winding gas wells / R.A. Gasumov, E.R. Gasumov // *Nauka. Innovations. Technologies.* – 2020. – № 2. – P. 7–26.
2. Gasumov R.A. Medium-term forecast of production well flow rates in MS Excel environment / R.A. Gasumov [et al.] // *Automation, telemechanization and communication in oil industry.* – 2012. – № 7. – P. 32–36.
3. Gasumov R.A. Approximation mathematical models of operating properties of gas-and-gas wells and their application to calculations of forecast production rates / R.A. Gasumov [et al.] // *Oilfield business.* – 2019. – № 5 (005). – P. 53–59.
4. Methodological recommendations for the definition and justification of technological losses of natural gas, gas condensate and associated (oil) gas during production, technologically related to the adopted scheme and technology of field development / Ministry of Energy of the Russian Federation; approved by the Ministry of Energy 30.07.2012.
5. Control of hydrates during operation of gas wells in the northern regions / B.V. Degtyarev, E.B. Accountant. – M. : Nedra, 1976.