

УДК 622.279

## Влияние на оценку влагосодержания пластового газа погрешностей определения термобарических параметров и состава пластового флюида

Г.М. Гереш<sup>1\*</sup>, О.Ю. Яценко<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: G\_Geresh@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** В статье приведены результаты оценок изменения расчетного влагосодержания пластового газа газоконденсатного месторождения при возможных отклонениях (ошибках) измерения начальных термобарических параметров пласта и состава пластовых флюидов.

Для проведения гидродинамических расчетов процессов, происходящих в стволе скважины, шлейфах, газосборных коллекторах, определяющих технологические показатели разработки месторождения, а также для расчетов материального баланса технологических процессов подготовки газа величина влагосодержания является очень важным параметром.

Влагосодержание – это количество паров воды, растворенных в единице объема пластового газа при заданных термобарических условиях. Репрезентативность и точность определения данного параметра в значительной степени влияет на эксплуатацию газоконденсатного месторождения, подготовку скважинной продукции и утилизацию добываемой попутной воды.

При движении газа в стволе скважины давление и температура снижаются, что приводит к уменьшению равновесного влагосодержания ( $W$ ) и выпадению капельной жидкости. Ее наличие существенно повышает риск образования гидратов в стволе скважины и газосборных шлейфах, а увеличение количества влаги влечет рост потерь давления как в стволе скважины, так и в шлейфах по ходу движения газожидкостной смеси. Точность определения влагосодержания особенно актуальна для крупных газоконденсатных месторождений со значительным числом высокодебитных эксплуатационных скважин, где небольшая ошибка при определении количества растворенной влаги в газе может привести к выпадению значительных объемов капельной жидкости, превышающих проектные величины кратно.

Определяющими показателями в расчетах влагосодержания являются термобарические пластовые параметры. Установлено, что при росте давления  $W$  снижается, а при повышении температуры – возрастает. Также значение  $W$  зависит от состава газа (относительной плотности, количества  $H_2S$  и  $CO_2$ ) и минерализации растворенной влаги. Как известно, при повышении относительной плотности и минерализации влагосодержание снижается, а при увеличении содержания  $H_2S$  и  $CO_2$  – растет [1–5]. Эти тенденции изменения  $W$  авторы учитывали далее в прогнозных расчетах.

Равновесное влагосодержание для модельного месторождения рассчитывалось по методу Бюкачека [4] при следующих начальных параметрах:  $T = 114$  °С (пластовая температура);  $P = 27,5$  МПа (пластовое давление);  $\rho = 0,75$  (относительная плотность газа);  $S = 18$  г/л (содержание солей в пластовой воде).

В составе пластового газа моделируемого месторождения потенциальное содержание  $CO_2$  составляет 2,6 % мол.,  $H_2S$  отсутствует. Расчет комплексного показателя  $H_2S_{экр}$  проведен согласно методике А.Н. Тимашева и Т.А. Беркуновой [5], и его значение составило 1,82. Определение поправочного коэффициента  $C_c$  на  $H_2S_{экр}$  для заданных термобарических параметров показало, что он близок к 1, т.е. содержание

**Ключевые слова:** пластовый газ, влагосодержание, давление, температура, термобарические параметры, месторождение, минерализация, относительная плотность.

CO<sub>2</sub> в принятом объеме оказывает пренебрежительно малое влияние на влагосодержание газа.

Для оценки отклонения значений  $W$  в зависимости от погрешности определения начальных параметров произведен расчет равновесной влаги в пластовом газе с учетом изменения термобарических параметров и состава пластового газа  $\pm 5\%$  от начальных. Перед моделированием выполнена оценка  $W_{0,6}$  при относительной плотности 0,6 для нескольких сценариев [1]. Сценарии, обусловленные различными комбинациями параметров  $T$ ,  $P$  и  $W_{0,6}$ , представлены в табл. 1. Для каждого из представленных сценариев рассмотрены 5 вариантов с различными комбинациями параметров  $S$  и  $q$  (табл. 2). Поправочные коэффициенты  $C_s$  (поправка на соленость) и  $C_G$  (поправка на плотность)

определяются по известным зависимостям [1]. Результаты расчетов  $W_{0,6}$  по принятым сценариям и вариантам представлены на рисунке и в табл. 3.

Согласно рисунку и табл. 4 при наличии погрешности в определении термобарических параметров пласта  $\pm 5\%$  ошибка в определении расчетного влагосодержания газа может достигать 48,6%.

Анализ влияния ошибки измерения  $S$  и  $q$  в 5% показывает, что максимальная ошибка в определении  $W_{0,6}$  составит менее 3%.

Известно, что при реальных диапазонах термобарических параметров пластов погрешность расчетного определения  $W_{0,6}$  методом Бюкачека в сравнении с экспериментальными данными не превышает 5% [6]. Значительные расхождения (до 70% по сравнению

Таблица 1

Девять комбинаций параметров  $T$  и  $P$ 

Сценарий	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Давление	$P$	$P - 5\%$	$P + 5\%$	$P$	$P$	$P - 5\%$	$P + 5\%$	$P - 5\%$	$P + 5\%$
Температура	$T$	$T$	$T$	$T - 5\%$	$T + 5\%$	$T - 5\%$	$T - 5\%$	$T + 5\%$	$T + 5\%$
$W_{0,6}$ , г/м <sup>3</sup>	7,9	8,1	7,3	6,4	9,3	6,7	6	9,6	9

Таблица 2

Пять комбинаций параметров  $q$  и  $S$ 

Вариант	1	2	3	4	5
Соленость воды	$S$	$S + 5\%$	$S - 5\%$	$S + 5\%$	$S - 5\%$
Плотность	$q$	$q + 5\%$	$q + 5\%$	$q - 5\%$	$q - 5\%$
$C_s$	0,96	0,955	0,965	0,955	0,965
$C_G$	0,98	0,97	0,97	0,99	0,99

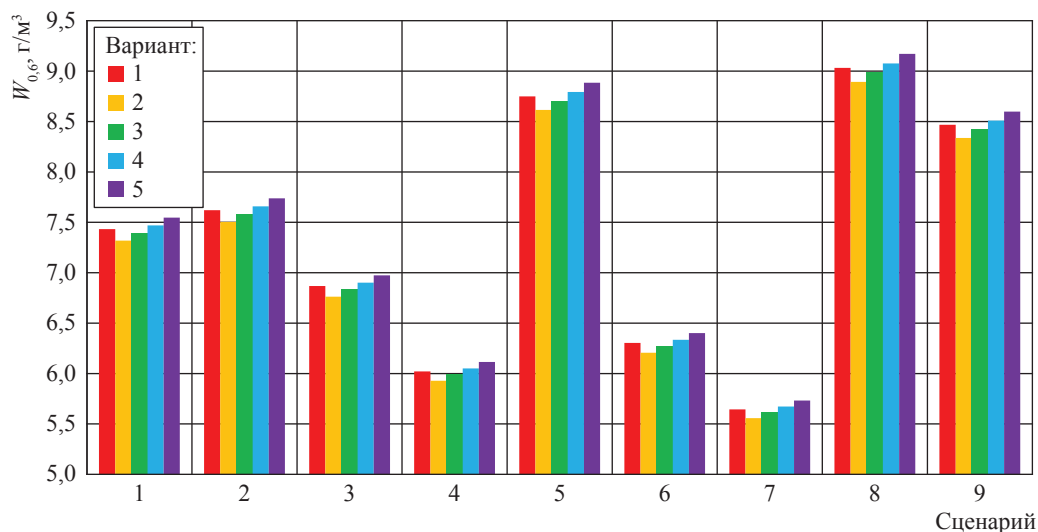
Расчетные значения  $W_{0,6}$  для разных комбинаций значений  $T$ ,  $P$ ,  $q$  и  $S$

Таблица 3

**Расчетное влагосодержание при различных значениях термобарических параметров  
и поправочных коэффициентов  $C_s$  и  $C_G$ , г/м<sup>3</sup>**

Сценарий	Вариант				
	1	2	3	4	5
1	7,4	7,3	7,4	7,5	7,5
2	7,6	7,5	7,6	7,7	7,7
3	6,9	6,8	6,8	6,9	7,0
4	6,0	5,9	6,0	6,1	6,1
5	8,7	8,6	8,7	8,8	8,9
6	6,3	6,2	6,3	6,3	6,4
7	5,6	5,6	5,6	5,7	5,7
8	9,0	8,9	9,0	9,1	9,2
9	8,5	8,3	8,4	8,5	8,6

Таблица 4

**Отклонения расчетных значений  $W_{0,6}$  в зависимости от сценария и варианта, %**

Сценарий	Вариант				
	1	2	3	4	5
1	0,0	-1,5	-0,5	0,5	1,5
2	2,5	1,0	2,0	3,0	4,1
3	-7,6	-9,0	-8,1	-7,1	-6,2
4	-19,0	-20,2	-19,4	-18,6	-17,7
5	17,7	15,9	17,1	18,3	19,5
6	-15,2	-16,5	-15,6	-14,8	-13,9
7	-24,1	-25,2	-24,4	-23,7	-22,9
8	21,5	19,7	20,9	22,1	23,4
9	13,9	12,2	13,3	14,5	15,7

с экспериментальными данными) возникают только при наличии в смеси неуглеводородных компонентов [7].

Авторы обращают внимание на тот факт, что при определении значений  $W_{0,6}$ ,  $C_s$ ,  $C_G$  и  $C_C$  по известным номограммам графическим методом вследствие малого диапазона шкалы могут возникнуть погрешности при снятии точек с кривых, обусловленные субъективными причинами.

Проведенные расчеты демонстрируют необходимость тщательного определения начальных термобарических параметров месторождения на стадии геологоразведочных работ. Неопределенности исходных параметров для расчета влагосодержания в пластовом газе как для начального этапа освоения месторождения, так и на протяжении всего жизненного цикла его разработки могут повлечь дополнительные финансовые затраты на обустройство газодобывающего комплекса.

При принятии расчетного значения влагосодержания выше фактического в проект обустройства, который разрабатывается для морского

месторождения только на основе данных геологоразведки, будут заложены избыточные мощности по утилизации большего объема жидкости. И наоборот: когда расчетное влагосодержание ниже фактического, возникает дефицит производительности построенных установок утилизации и потребуются модернизация системы.

\*\*\*

Таким образом, при проведении геологоразведочных работ на морских месторождениях наряду с корректным определением пластовых параметров и состава флюидов месторождения целесообразно выполнить оценку влагосодержания пластового газа для всего ожидаемого диапазона начальных термобарических параметров пласта и состава флюидов с учетом возможных их изменений по разрезу и площади. Предлагаемый авторами методический подход к определению влагосодержания пластового газа в диапазоне погрешностей позволит повысить обоснованность решений о составе и производительности проектируемых установок подготовки и утилизации промышленных стоков.

## Список литературы

1. Вяхирев Р.И. Теория и опыт добычи газа / Р.И. Вяхирев, Ю.П. Коротаев, Н.И. Кабанов. – М.: Недра, 1998. – 479 с.
2. Кемпбел Д.М. Очистка и переработка природных газов / Д.М. Кемпбел. – М.: Недра, 1977. – 133 с.
3. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке нефти и газа / А.И. Брусиловский. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
4. Зотов Г.А. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Г.А. Зотов, З.С. Алиев. – М.: Недра, 1980. – 301 с.
5. Тимашев А.Н. Методические указания к выполнению лабораторных работ по дисциплинам «Технология эксплуатации газовых скважин» и «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений» / А.Н. Тимашев, Т.А. Беркунова. – М.: РГУНГ им. И.М. Губкина, 2012. – 28 с.
6. Бекиров Т.М. Промысловая и заводская обработка природных и нефтяных газов / Т.М. Бекиров. – М.: Недра, 1980. – 295 с.
7. Лобастова Г.С. Прогнозирование влагосодержания газа в системах газодобычи / Г.С. Лобастова. – Уфа: УГНТУ, 2003. – 24 с.

## Errors in determination of thermobaric parameters and content of a bedded fluid affecting humidity assessment for an insitu gas

G.M. Geresh<sup>1\*</sup>, O.Yu. Yashchenko<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: G\_Geresh@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** The paper covers the estimation of changes in design humidity values of insitu gas from a gas-condensate field in case of possible errors in measurements of initial thermobaric parameters of a layer, and contents of bedded fluids.

**Keywords:** insitu gas, water content, pressure, temperature, thermobaric parameters, field, mineralization, relative density.

### References

1. VYAKHIREV, R.I., Yu.P. KOROTAYEV, N.I. KABANOV. *Theory and practice of gas production* [Teoriya i opyt dobychi gaza]. Moscow: Nedra, 1998. (Russ.).
2. CAMPBELL, John M. *Gas conditioning and processing*. Translated from English. Moscow: Nedra, 1977. (Russ.).
3. BRUSILOVSKIY, A.I. *Phase transformations at production of oil and gas* [Fazovyie prevrashcheniya pri razrabotke nefi i gaza]. Moscow: Graal, 2002. (Russ.).
4. ZOTOV, G.A., Z.S. ALIYEV. *Guidelines on complex exploration of gas and gas-condensate beds and wells* [Instruktsiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovykh i gazokondensatnykh plastov i skvazhin]. Moscow: Nedra, 1980. (Russ.).
5. TIMASHEV, A.N., T.A. BERKUNOVA. *Methodology guidelines to laboratory works on "Technology of gas wells operation", and "Development and operation of gas and gas-condensate fields" disciplines* [Metodicheskiye ukazaniya k vypolneniyu laboratornykh rabot po distiplinam "Tekhnologiya ekspluatatsii gazovykh skvazhin" i "Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy"]. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2012. (Russ.).
6. BEKIROV, T.M. *Field and plant processing of natural and petroleum gases* [Promyslovaya i zavodskaya obrabotka prirodnykh i neftyanykh gazov]. Moscow: Nedra, 1980. (Russ.).
7. LOBASTOVA, G.S. *Predicting humidity of gas in gas-production systems* [Prognozirovaniye vlagosoderzhaniya gaza v sistemakh gazodobychi]. Ufa: Ufa State Petroleum Technological University, 2003. (Russ.).