

Предложения по расчету процесса самозадавливания скважин конденсационной водой

Ю.П. Пеливанов
заведующий лабораторией¹
pelivanovjp@tngg.ru

З.Б. Ланец
координатор международных научных программ²
laneczbt@tngg.ru

¹ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия
²Тюменский Государственный Университет, Тюмень, Россия

Перспективы развития газодобывающей отрасли связаны с дальнейшей рациональной разработкой месторождений природного газа севера Западной Сибири, где в настоящее время добывается порядка 80% российского газа. В условиях низких дебитов газа, обуславливаемых малым значением скорости потока в стволе скважины, происходит накопление в скважинах конденсационной воды.

Большое количество работ посвящено определению оптимальных технологических режимов работы газовых и газоконденсатных скважин на поздней стадии разработки в условиях водопроявления. К примеру, в работе [1] исследователи акцентируют внимание на обеспечении бесперебойной эксплуатации скважин на поздней стадии разработки при активном водопроявлении, что весьма актуально при общеизвестном факте сезонной неравномерности выработки запасов [2]. Следует отметить исследования, направленные на изучение влияния песчаной пробки на производительность скважин, к примеру, в работе [3].

В рамках текущей работы авторами была поставлена задача проанализировать процессы аккумуляции жидкости в стволе скважины и произвести расчет потребного времени для «задавливания». Исходя из полученного значения, определяется интервал между операциями по продувке скважин.

Накопление жидкости обусловлено двумя факторами: конденсацией воды в стволе скважины, а также подтягиванием подошвенных вод, в том числе и по причине негерметичности заколонного цементного камня.

Необходимо отметить, что согласно результатам гидрохимического анализа, жидкость в скважинах Медвежьего месторождения относится преимущественно к конденсационной воде (около 80% от общего количества исследований). Смесь конденсационной и пластовой воды отмечается в 10% случаев, что говорит о подтягивании подошвенной воды к забоям скважин. Доля

пластовой и техногенной жидкости относительно невелика.

Основываясь на проведенном нами анализе данных технологических режимов и газодинамических исследований скважин, были выявлены основные факторы, обуславливающие снижение дебитов скважин ниже критических значений и являющихся причиной самозадавливания [4].

Эти факторы можно подразделить на три основные группы:

- ограничение дебита по геолого-технологическим причинам: вынос песка и превышение максимально-допустимой депрессии на пласт;
- ограничение дебита по причине интенсивного притока подошвенной воды;
- недостаточная скорость потока газа в насосно-компрессорных трубах (НКТ) вследствие низких продуктивных характеристик скважин (низкодебитные скважины).

Для восстановления стабильной работы скважины на практике обычно применяют как дорогостоящие технологии (оборудование скважины концентрическими лифтовыми колоннами, закачка сухого газа, водо-изоляционные работы и крепление призабойной зоны пласта, замена секций НКТ), так и менее затратные (применение поверхностно-активных веществ, периодические продувки).

Для восстановления добычных возможностей скважин, наибольшее распространение на сегодняшний момент получила процедура продувки скважин. Периодичность продувок может варьироваться от 3 до

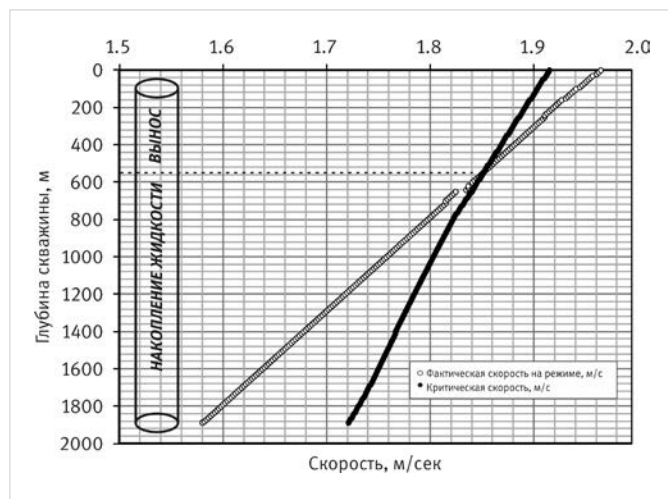


Рис. 1 — Пример сопоставления фактической и критической скорости для определения интервала осаждения жидкости

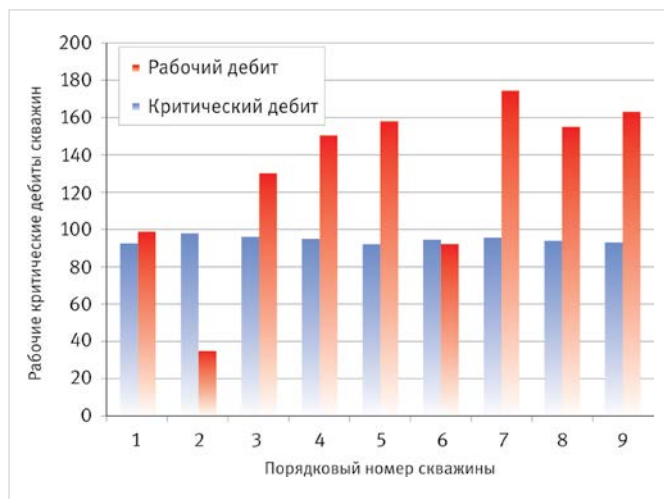


Рис. 2 — Сопоставление рабочих и критических дебитов работы скважин

Относительная глубина, м	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	...	1960
Фактическая скорость потока, м/с	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	...	0,91
Критическая скорость потока, м/с	2,01	2,01	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	1,99	1,99	...	1,83
Разница фактической и критической скоростей, м/с	-0,99	-0,99	-0,98	-0,98	-0,98	-0,98	-0,98	-0,97	-0,97	-0,97	-0,97	...	-0,92

Таб. 1 — Сравнение фактической и критической скоростей потока

По мере накопления столба жидкости на забое скважины увеличивается гидростатическое давление, препятствующее потоку газа, что приводит к самопроизвольной остановке скважины — самозадавлению.

Материалы и методы

Исходя из авторской модели расчета критической скорости, произведено сопоставление фактической скорости потока газа с критической скоростью газа. Путем получения разности влагосодержания на забое и в точке достижения условий по выносу жидкости определяется объем конденсационной жидкости. Зная приведенные выше величины, определяется время, за которое конденсационная жидкость формирует столб, препятствующий работе скважины и способствующий её задавлению.

Ключевые слова

самозадавливающиеся скважины, программа продувок, аккумуляция жидкости, конденсационная вода, критическая скорость потока, вынос жидкости

30 дней в зависимости от интенсивности накопления скважинной жидкости.

На начальном этапе работы было установлено, что необходимым условием для извлечения движимой в стволе скважины жидкости будет являться превышение скорости газового потока над скоростью, при которой достигается момент равновесия системы (критическая скорость). Критическая скорость является показателем момента равновесия системы, при котором частицы жидкости будут находиться во взвешенном состоянии. Таким образом, критическая скорость газа V_c — это такая скорость, при которой скорость частицы жидкости $V_d=0$.

Исходя из авторской модели расчета критической скорости [5], было произведено сопоставление фактической скорости потока газа с критической скоростью газа. Для этого был использован модуль Detailed Pressure Traverse программного продукта VFPi (Schlumberger), посредством которого были рассчитаны искомые параметры при рабочих условиях скважины с учетом данных о режиме работы после её продувки.

Помимо использования продукта VFPi (Schlumberger), существует достаточно много корреляций многофазного течения, позволяющих провести потребные расчеты. В частности в работах авторов Lopes, J.C.B and Dukler, A.E., Aziz, K., Duns, H.Jr. and Ros, N.C.J., Taitel, Y.M., Barnea, D. и др. описаны способы расчетов градиента давления для различных условий течения флюида.

После сопоставления искомых скоростей по всей длине НКТ анализируемой скважины определяется интервал, в котором отсутствуют условия для выноса жидкости (рис. 1).

Затем производился расчет влагосодержания газа [6] для определения объема сконденсировавшейся жидкости в зоне, не удовлетворяющей условиям выноса. Объем конденсационной жидкости, выпадающей в стволе скважины, определялся путем получения разности влагосодержания на забое и в точке достижения условий по выносу жидкости.

Таким образом, зная рабочий дебит скважины, можно определить время, за которое конденсационная жидкость сформирует столб, препятствующий работе скважины и способствующий её задавлению.

В качестве примера расчета необходимо интервала «продувки» была рассмотрена выборка скважин действующего газоконденсатного месторождения. При сопоставлении рабочих и критических дебитов были выявлены две скважины, на которых возможно самозадавление. Как видно из рис. 2, на скважинах 2 и 6 рабочий дебит не превышает критический, что позволило сделать вывод о возможном накоплении жидкости в стволе этих скважин. В данной работе будет рассмотрен пример расчета потребного времени продувок на скважине № 6.

С целью получения количественной характеристики накапливающейся жидкости, ствол скважины был условно поделен на десятиметровые интервалы. В дальнейшем было произведено сравнение фактической и критической скоростей потока в каждом из этих интервалов с целью определения мест выпадения жидкой фазы (таб. 1). Используя значения влагосодержания по длине ствола, полученного с помощью модуля Detailed Pressure Traverse (таб. 2) программного

Относительная глубина, м	Абсолютная глубина, м	Давление, бар	Температура флюида, С	Скор. жидкости, м/с	Скорость газа, м/с	ρ жидкости, кг/м ³	ρ газа, кг/м ³
0	0	100,20	15,70	0,001	1,02	762,11	83,96
10	10	100,30	15,80	0,001	1,02	761,97	84,00
20	20	100,40	15,90	0,001	1,02	761,82	84,04
30	30	100,50	16,10	0,001	1,02	761,67	84,07
40	40	100,70	16,20	0,001	1,02	761,52	84,11
50	50	100,80	16,40	0,001	1,02	761,37	84,14
60	60	100,90	16,50	0,001	1,02	761,22	84,18
70	70	101,00	16,60	0,001	1,02	761,07	84,21
80	80	101,10	16,80	0,001	1,02	760,93	84,25
90	90	101,20	16,90	0,001	1,03	760,78	84,29
100	100	101,30	17,00	0,001	1,03	760,63	84,32
110	110	101,50	17,20	0,001	1,03	760,48	84,36
120	120	101,60	17,30	0,001	1,03	760,33	84,40
130	130	101,70	17,40	0,001	1,03	760,18	84,43
140	140	101,80	17,60	0,001	1,03	760,03	84,47
150	150	101,90	17,70	0,001	1,03	759,88	84,51
160	160	102,00	17,80	0,001	1,03	759,73	84,54
170	170	102,20	18,00	0,001	1,03	759,58	84,58
180	180	102,30	18,10	0,001	1,03	759,43	84,62
190	190	102,40	18,20	0,001	1,04	759,28	84,66
200	200	102,50	18,40	0,001	1,04	759,13	84,69
210	210	102,60	18,50	0,001	1,04	759,98	84,73
...
1960	1558,7	116,30	42,10	0,002	0,907	738,98	84,78

Таб. 2 — Расчетные показатели, полученные при помощи Detailed Pressure Traverse

продукта VFPi (Schlumberger), и зная зоны выпадения жидкости, было определено совокупное количество жидкости, выпадающее в скважине на каждую тыс. м³ добытого газа. Далее, используя значение дебита, был рассчитан суточный показатель накопления жидкой фазы в стволе скважины.

Оперируя суточным значением накопления жидкости в стволе скважины, а также глубинами искусственного забоя и интервала перфорации, было рассчитано время заполнения жидкостью скважины до перфорационных отверстий. Для расчёта объема жидкости, необходимого для заполнения зумпфа, использовалась формула 1:

$$V_{\text{жидк}} = \pi \times r^2 \times h \quad (1)$$

Так, по результатам расчетов, суточный объем жидкости, выпадающей в скважине, составил 0,073 м³, а объем зумпфа насчитывал 0,137 м³. Таким образом, путем деления объема скважины на скорость накопления жидкости можно получить время заполнения зумпфа в сутках (формула 2). В нашем случае время заполнения зумпфа составило 1,9 суток.

$$t_{\text{накол.}} = V_{\text{скв.}} / V_{\text{накол./сут.}} \quad (2)$$

В дальнейшем было необходимо получить время заполнения жидкостью самого

интервала перфорации, что потребовало изменения методики расчетов. Вследствие изменения продуктивной характеристики скважины по мере аккумуляции конденсационной жидкости уменьшается параметр $h_{\text{эфф}}$, что, в свою очередь, сказывается на интенсивности процесса самозадавливания ввиду уменьшения расхода газа и, соответственно, расхода жидкости.

Было решено разделить интервал перфорации на равные участки, в нашем случае по 1,3 м таким образом, чтобы при заполнении жидкостью каждого из них, можно было учесть изменения перепада давления от влияния столба жидкости (рис. 3).

Как уже отмечалось ранее, с изменением депрессии на пласт, вследствие аккумуляции жидкости, изменяется и расход газа. Для того, чтобы учесть эту особенность, для пересчета дебита использовалась формула 3:

$$Q = (\sqrt{a^2 + 4b(P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2)} - a) / 2b \quad (3)$$

Для определения фильтрационных коэффициентов а и b, необходимых для пересчета дебитов, была построена индикаторная прямая по результатам испытания скважины № 6 (рис. 4).

Результаты расчетов для всего интервала перфорации приведены в таб. 3.

Таким образом, из результатов расчета

видно, что для полного перекрытия интервала перфорации жидкостью потребуются 48 часов или 2 суток. Суммируя данный результат с расчетом времени, необходимого для заполнения жидкостью зумпфа (1,9 суток), получается, что расчетное время между продувками составит приблизительно 4 суток.

В дальнейшем, для упрощения представленной процедуры возможно создание программного продукта по представленному алгоритму (рис. 5).

Итоги

В рамках текущей работы авторами, на примере самозадавливающейся скважины, был произведен анализ процессов аккумуляции жидкости в стволе скважины, а также рассчитано потребное время для её «задавливания». Исходя из полученного значения, был определен интервал между операциями по продувке скважины.

Выводы

Использование представленной методики поможет более точно сформировать график продувок самозадавливающихся скважин, тем самым снижая время и затраты на определение скважины-кандидата и последующий период определения цикла задавливания. Также важно отметить, что, как видно из методики, для расчетов пригодны скважины,

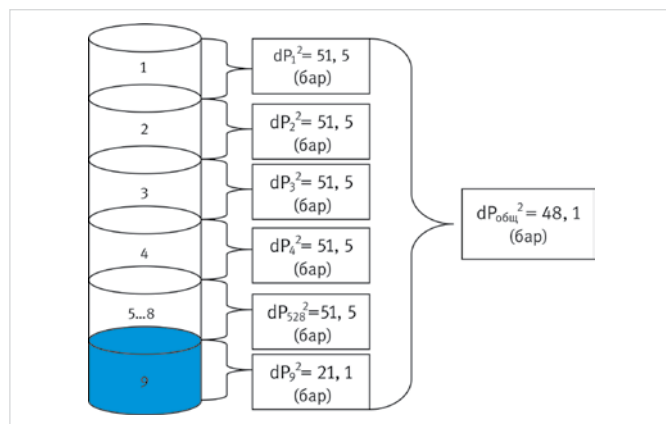


Рис. 3 — Разбиение интервала перфорации на равные участки с целью определения изменения депрессии при накоплении жидкости

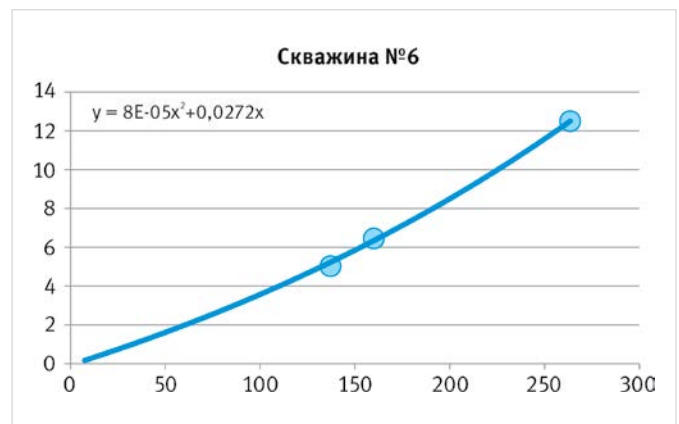


Рис. 4 — Индикаторная кривая скважины № 6

Пласт	№ участка, ед.	h участка, м	dP ² МПа ²	V цилиндра, м ³	V накопления, м ³ /сут	Q газа, м ³ /сут	t накопления, час
ПК ₉₋₀ + ПК ₉	0	17,5	51,5	0,109	—	137,2	—
ПК ₉₋₀	1	1,3	48,1	0,008	0,073	134,3	2,64
		1,3	42,4	0,008	0,072	126,1	2,70
Непроницаемые породы	3	5,6	40,1	0,035	0,066	122,6	12,75
ПК ₉	4	1,3	36,7	0,008	0,067	117,3	2,88
	5	1,3	31,0	0,008	0,063	107,7	3,09
	6	1,3	25,2	0,008	0,058	97,3	3,37
	7	1,3	19,5	0,008	0,052	85,5	3,73
	8	1,3	13,8	0,008	0,046	71,9	4,24
	9	1,3	8,1	0,008	0,038	55,0	5,04
	10	1,5	5,7	0,009	0,029	46,3	7,61

Таб. 3 — Результаты расчетов

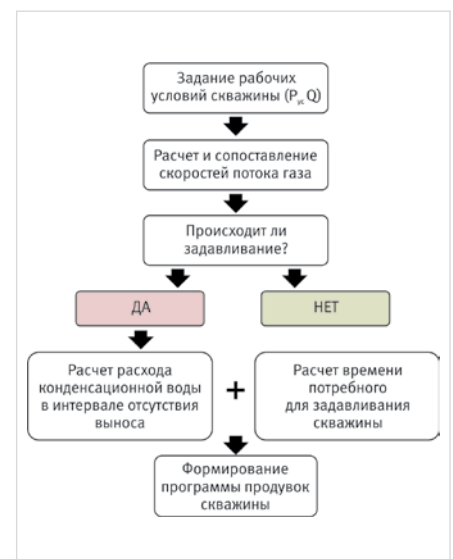


Рис. 5 — Алгоритм расчета программы продувки скважины

подверженные задавливанию только конденсационной водой. Это связано с трудностью прогноза циклов задавливания в случае присутствия в составе продукции скважины жидкости другого генезиса. Кроме того, для получения более точных результатов расчёта необходимо определение положения газожидкостных контактов по результатам влагометрии и манометрии при проведении ГИС-контроля.

Список литературы

1. Облеков Г.И., Маслов В.Н., Гордеев В.Н., Чупова И.М. Установление технологических режимов, обеспечивающих бесперебойную эксплуатацию скважин на поздней стадии разработки при активном водопроявлении // Геология,

бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ИРЦ Газпром, 2000. № 1. С. 28–33.

2. Маслов В.Н. Эксплуатация газовых месторождений на поздней стадии разработки в условиях сезонной неравномерности добычи газа // Наука и техника в газовой промышленности. М.: ИРЦ Газпром, 2007. №2.
3. Морозов И.С., Ахмедсафин С.К. Анализ существующих решений влияния песчаной пробки на производительность скважин // Территория нефтегаз. 2011. № 2. С. 28–30.
4. Епрынтцев А. С., Кротов П. С., Нурмакин А. В., Киселев А. Н. Проблемы эксплуатации самозадавливающихся скважин и пути их решения на Медвеьем НКМ.

Инновационные технологии для нефтегазового комплекса: сборник научных трудов под ред. В. П. Овчинникова. Тюмень, 2010. С 199–204.

5. Пеливанов Ю. П., Токарев Д. К., Фатеев Д. Г. Способ эксплуатации газоконденсатной скважины, обеспечивающий сокращение потерь ретроградного конденсата и предотвращения его аккумуляирования в стволе скважины. Сборник научных трудов. Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2013. С. 230–235.
6. Пеливанов Ю. П., Епрынтцев А. С., Маслаков П. С., Нурмакин А. В. Методика оценки объема конденсационной воды, выделяющейся в стволах газовых скважин // Наука и ТЭК. 2011. № 5. С. 61–63.

ENGLISH

GAS INDUSTRY

Proposals for calculation of wells' blowdown process in the liquid loading wells

UDC 622.691

Authors:

Yury P. Pelivanov — laboratory head¹; pelivanovjp@tngg.ru

Zakhar B. Lanets — international scientific programs coordinator²; laneczb@tngg.ru

¹TyumenNIIGiprogaз LLC, Tyumen, Russian Federation

²Tyumen State University, Tyumen, Russian Federation

Abstract

The prospects of the Russian gas industry is closely related to further rational development of natural gas fields of the north of West Siberian, where more than 80% of Russian gas is currently produced. Accumulation of condensation water takes place in wells with low gas flow rates due to low flow velocity in boreholes. Hydrostatic pressure increases with accumulation of the liquid at the well bottomhole and prevents gas flow. Finally it leads to the stalling of the well.

Materials and methods

Using the author's calculation model for gas critical velocity the actual gas flow velocity is compared with the critical gas velocity. The

volume of the condensate fluid is determined by the delta between moisture content at the bottomhole and at the fluid lifting point. With the above mentioned values one can determine time the condensate fluid makes a column preventing well operation.

Results

In the paper the authors analyzed fluid accumulation processes in the wellbore of a liquid-loading well and calculated stalling time. The interval between the operations on well blowdown is received based on the obtained value.

Conclusions

The proposed method helps more accurate

planning of well blowdown schedule for liquid-loading wells, reducing time and costs for well candidate selection and further period for determining liquid-loading cycle.

It is important to note that only wells subjected to liquid-loading with condensate water are suitable for the method. It is difficult to predict liquid-loading cycles with other fluid types in wells. For more accurate calculation results it is also important to determine the position of gas-liquid contacts by water-cut log and pressure measurements while logging – control.

Keywords

liquid loading, blowdown program, liquid accumulation, condensation water, critical flow velocity, liquid outflow

References

1. Oblekov G.I., Maslov V.N., Gordeev V.N., Chupova I.M. *Ustanovlenie tekhnologicheskikh rezhimov, obespechivayushchikh bespereboynuyu ekspluatatsiyu skvazhin na pozdney stadii razrabotki pri aktivnom vodoproyavlenii* [Set up of well process modes ensuring failure-free operation of wells with high water ingress of mature fields]. Geology, drilling, gas and gas-condensate fields development and operation. Moscow: IRC Gazprom, 2000, issue 1, pp. 28–33.
2. Maslov V.N. *Ekspluatatsiya gazovykh mestorozhdeniy na pozdney stadii razrabotki v usloviyakh sezonnoy neravnomernosti dobychi gaza* [Operation of gas fields at the mature development stage with regard to seasonal unbalanced gas production].

Science and technology in gas industry. Moscow: IRC Gazprom, 2007, issue 2.

3. Morozov I.S., Akhmedsafin S.K. *Analiz sushchestvuyushchikh resheniy vliyaniya peschanoy probki na proizvoditel'nost' skvazhin* [Analysis of the current information on the influence of sand plugs on the wells productive capacity]. *Territoriya neftegaz*, 2011, issue 2, pp. 28–30.
4. Eпрынтцев А. С., Кротов П. С., Нурмакин А. В., Киселев А. Н. *Problemy ekspluatatsii samozadavliyayushchikh skvazhin i puti ikh resheniya na Medvezh'em NGKM* [The issues of self-killing wells operation and solutions at the Medvezhie oil and gas condensate field]. Innovation technologies for oil and gas complex, ed. by V.P. Ovchinnikov. Proceedings. Tyumen, 2010, pp. 199–204.
5. Pelivanov Yu. P., Tokarev D. K.,

Fateev D. G. *Sposob ekspluatatsii gazokondensatnoy skvazhiny, obespechivayushchiy sokrashchenie poter' retrogradnogo kondensata i predotvrashcheniya ego akkumulirovaniya v stvole skvazhiny* [Operation of a gas-condensate well ensuring reduction of retrograde condensate losses and preventing its accumulation in a well bore]. TyumenNIIGiprogaз Proceedings. Ed. by V.N. Maslov. Tyumen, 2013. pp. 230–235.

6. Pelivanov Yu. P., Eпрынтцев А. С., Маслаков П. С., Нурмакин А. В. *Metodika otsenki ob'ema kondensatsionnoy vody, vydelyayushchey v stvolakh gazovykh skvazhin* [Assessment of condensate water volume in boreholes of gas wells]. *Nauka i TEK*, 2011, issue 5, pp. 61–63.