

УДК 622.276

## **АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН, ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЯНАО**

**Закиев Д.Р.**

*ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: zakiev.denis25@yahoo.de*

Небольшое газоконденсатное месторождение, входящее в состав Олимпийского лицензионного участка, в административном отношении расположено в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Нефтегазоносность месторождения приурочена к отложениям берриас-валанжина (ачимовская толща). Накопленная добыча сухого газа по объекту Ач3 составила 383.4 млн.м3, стабильного конденсата – 114.6 тыс.т. Разработка объекта ведется на режиме истощения. Объект Ач2 в промышленную эксплуатацию не вовлечен. На месторождении пробурено восемь (№№ 835, 836, 838, 839, 843, 844, 845 и 867) разведочных и три (№№ 131, 132 и 233) эксплуатационные скважины. В соответствии с решениями действующего проектного документа, разработка объекта Ач3 ведется на режиме истощения. Начальное пластовое давление, определенное по результатам испытания пробуренных поисково-разведочных скважин, и принятое для проектирования в предыдущем проектном документе, составляет 48.1 МПа. Накопленная добыча конденсата – 114.6 тыс.т. Отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) пласта Ач3 составляет 19.2 %, месторождения в целом – 14.2 %. Текущий КИК по месторождению в целом – 0.077 д.ед., причисляемому на государственном балансе – 0.540. Текущие извлекаемые запасы конденсата – 693 тыс.т.

Ключевые слова: газоконденсатное месторождение, ачимовская толща, горизонтальная скважина, анализ разработки, дебит скважины

## **ANALYSIS OF THE PERFORMANCE OF GAS CONDENSATE WELLS, THE ENERGY STATUS AND THE DEVELOPMENT OF RESERVES OF THE YAMAL FIELD**

**Zakiev D.R.**

*Federal Budget Educational Institution of Higher Education “Industrial University of Tyumen”, Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: zakiev.denis25@yahoo.de*

The small gas condensate field, which is part of the Olympic license area, is administratively located in the Purovsky District of the Yamal-Nenets Autonomous District of the Tyumen Region. The oil and gas potential of the deposit is confined to the Berrias-Valanginian deposits (Achimov strata). Accumulated production of dry gas for the project Ach3 was 383.4 million m<sup>3</sup>, stable condensate - 114.6 thousand tons. The development of the facility is under depletion. The object Ach2 in commercial operation is not involved. Eight exploration wells (Nos. 835, 836, 838, 839, 843, 844, 845 and 867) were drilled in the field and three (No. 131, 132 and 233) production wells were drilled. In accordance with the decisions of the current project document, the development of the A3 facility is being conducted under the depletion regime. The initial reservoir pressure, determined from the results of testing the drilled exploratory wells, and taken for design in the previous design document, is 48.1 MPa. Accumulated production of condensate - 114.6 thousand tons. The selection from the initial recoverable reserves (NCD) of the Aч3 formation is 19.2%, the deposits as a whole - 14.2%. The current CEC for the field as a whole is 0.077 units, while it is on the state balance sheet - 0.540. Current recoverable reserves of condensate - 693 thousand tons.

Keywords: gas condensate field, Achimov strata, horizontal well, development analysis, well production

Небольшое газоконденсатное месторождение, входящее в состав Олимпийского лицензионного участка, в административном отношении расположено в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

В промышленную эксплуатацию месторождение введено в 2004 году на основании «Проекта пробной эксплуатации ачимовских отложений Небольшого месторождения» [1-5].

Нефтегазоносность месторождения приурочена к отложениям берриас-валанжина (ачимовская толща).

Накопленная добыча сухого газа по объекту Ач3 составила 383.4 млн.м<sup>3</sup>, стабильного конденсата – 114.6 тыс.т. Разработка объекта ведется на режиме истощения. Объект Ач2 в промышленную эксплуатацию не вовлечен

На месторождении пробурено восемь (№№ 835, 836, 838, 839, 843, 844, 845 и 867) разведочных и три (№№ 131, 132 и 233) эксплуатационные скважины.

#### Скважина № 843

Как уже было отмечено выше, скважина № 843 введена в эксплуатацию в 2004 году. По различным причинам технического и разрешительного характера, до 2008 года эксплуатация скважины велась с перерывами (рисунок 1).

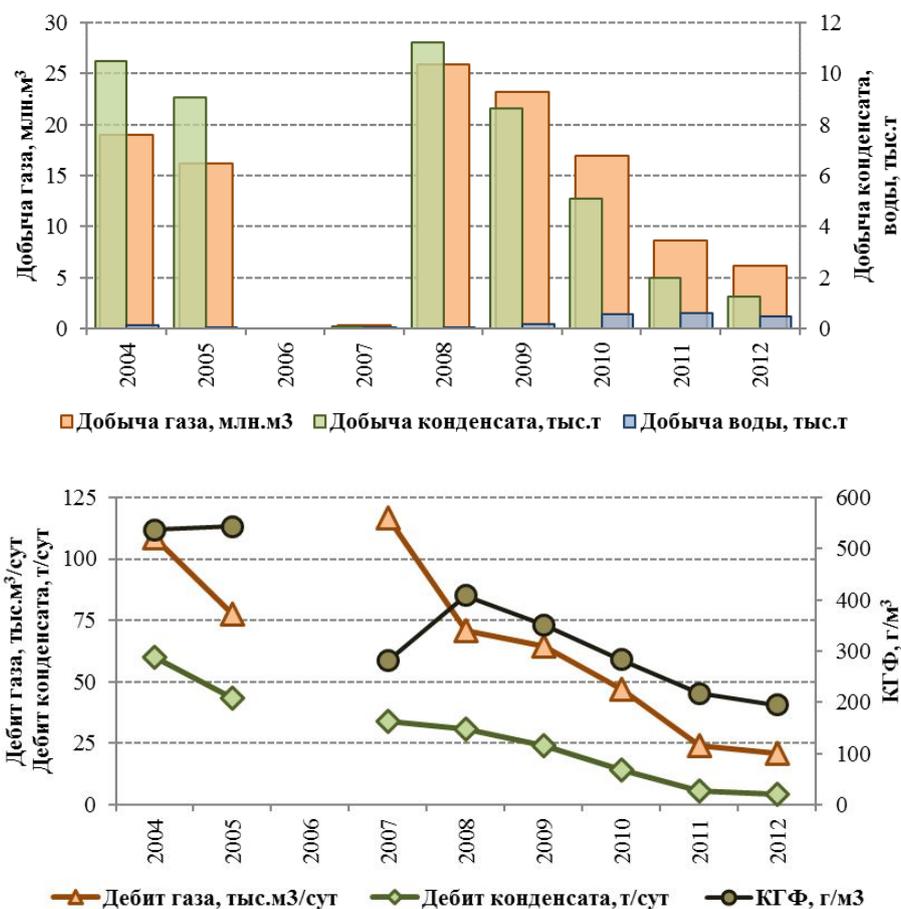


Рисунок 1 – Динамика основных показателей разработки скважины №843

В целом по скважине, по состоянию на 01.01.2013 г. накопленная добыча сухого газа составила 116.2 млн.м<sup>3</sup>, стабильного конденсата – 47.8 тыс.т, воды – 0.46 тыс.т. Максимальный уровень добычи газа и конденсата достигнут в 2008 году, 25.8 млн.м<sup>3</sup> и 11.2 тыс.т, соответственно, когда скважина работала весь год практически без остановки.

Среднегодовой дебит газа, с начала полноценной эксплуатации скважины, имеет тенденцию к снижению, и с 2008 по 2012 гг. снизился на 71 % (с 71.0 тыс.м<sup>3</sup>/сут до 20.9 тыс.м<sup>3</sup>/сут), что в свою очередь обусловлено увеличением содержания воды в газе с 2 г/м<sup>3</sup> в 2008 году до 75 г/м<sup>3</sup> в 2012 году.

Конденсатогазовый фактор за период 2008-2012 гг. снизился с 408 до 195 г/м<sup>3</sup>.

#### Скважина № 132

Скважина № 132, согласно решениям действующего проектного документа, введена в эксплуатацию в 2009 году, со среднегодовым дебитом газа и конденсата 229.7 тыс.м<sup>3</sup> и 70.9 тыс.т, соответственно. Начальный конденсатогазовый фактор составил 289 г/м<sup>3</sup> (рисунок 2).

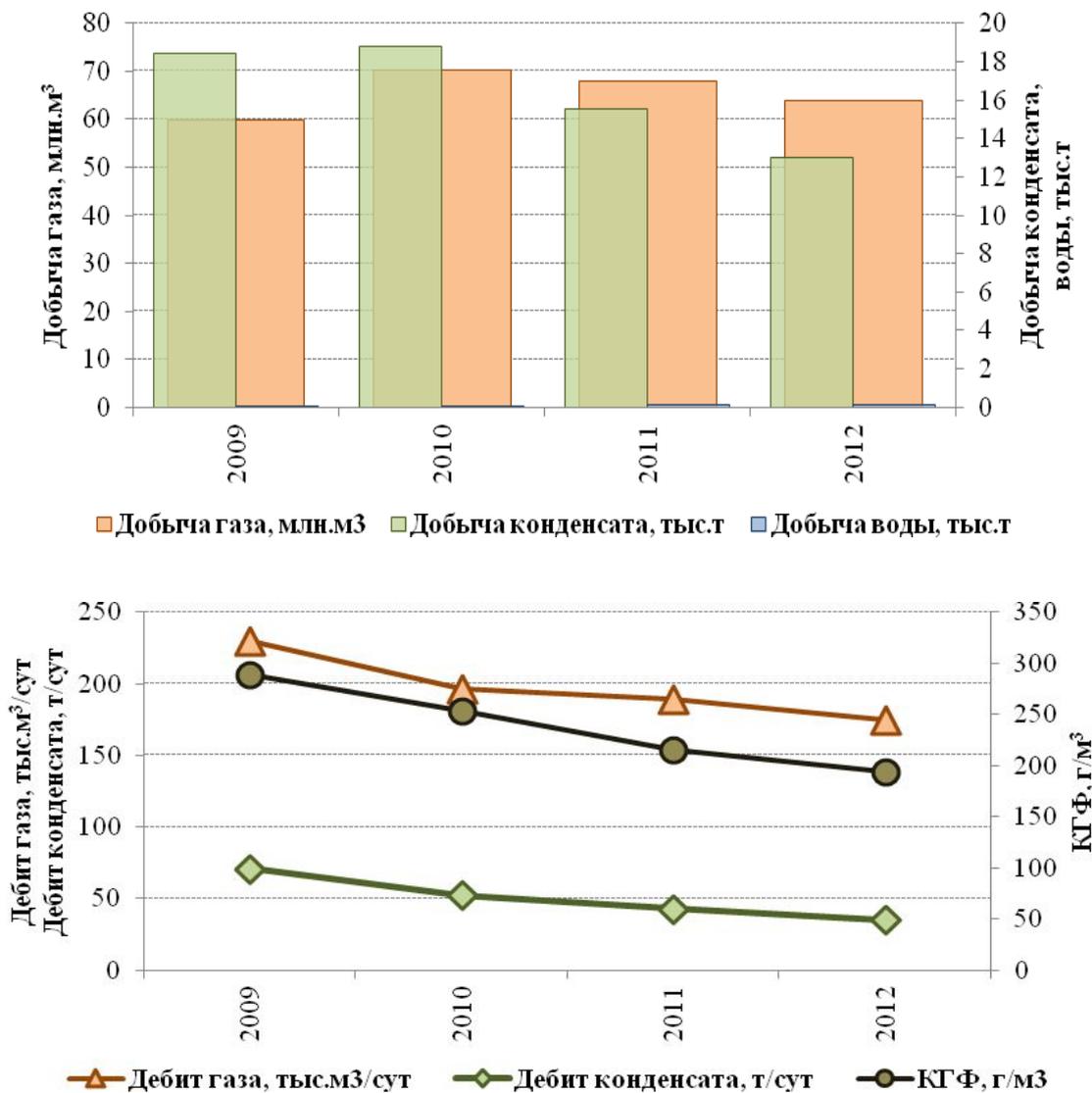


Рисунок 2 – Динамика основных показателей разработки скважины № 132

В целом, динамика дебитов газа и конденсата имеет тенденцию к снижению, и с 2009 по 2012 гг. дебит газа снизился на 24 % (с 229.7 тыс.м<sup>3</sup>/сут до 174.8 тыс.м<sup>3</sup>/сут), конденсата на 50 % (с 70.9 т/сут до 35.5 т/сут). Конденсатогазовый фактор за 2012 год составил 194 г/м<sup>3</sup>. Максимальный уровень добычи газа и конденсата, за счет большего отработанного времени, приходится на 2010 год, 70.3 млн.м<sup>3</sup> и 18.8 тыс.т, соответственно. По состоянию на 01.01.2013 г. накопленная добыча сухого газа по скважине составила 262.0 млн.м<sup>3</sup>, стабильного конденсата – 65.7 тыс.т, воды – 0.12 тыс.т.

#### Скважина № 131

Скважина № 131 введена в эксплуатацию в октябре 2010 года, со среднегодовым дебитом газа и конденсата 236.8 тыс.м<sup>3</sup> и 58.0 тыс.т, соответственно (время работы скважины составило пять суток). Начальный конденсатогазовый фактор составил 233 г/м<sup>3</sup>. Из эксплуатируемых на месторождении скважин, скважина № 131 характеризуется наихудшими показателями. Скважина работает в периодическом режиме, со среднегодовым коэффициентом эксплуатации 0.07-0.08 (рисунок 3).

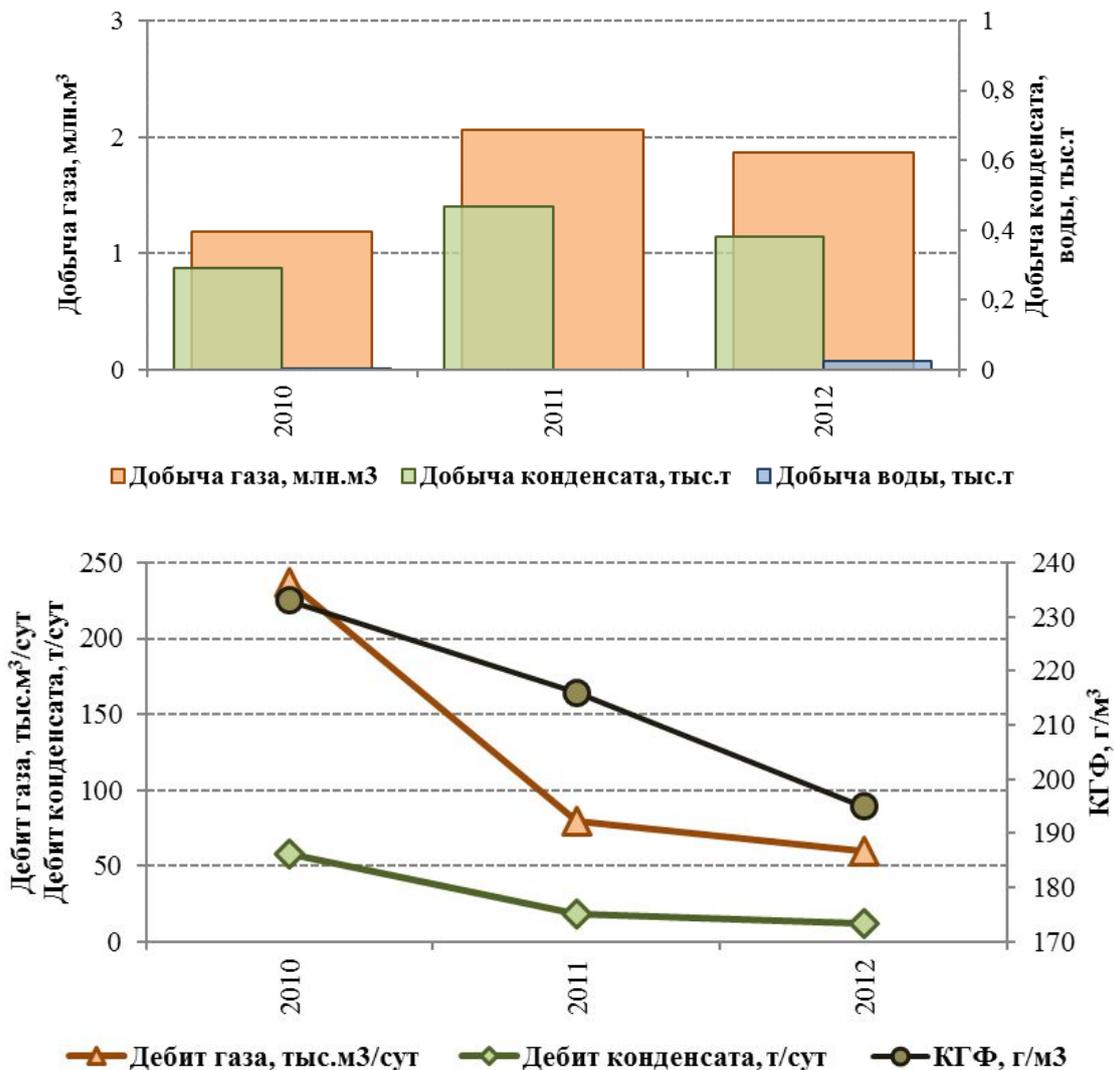


Рисунок 3 – Динамика основных показателей разработки скважины № 131

Среднегодовой дебит газа и конденсата с 2010 г. по 2012 г. снизился на 75 % (с 236.8 тыс.м<sup>3</sup>/сут до 60.1 тыс.м<sup>3</sup>/сут) и 79 % (с 58.0 т/сут до 12.3 т/сут), соответственно. Содержание воды в газе в 2012 году достигло показателя в 14 г/м<sup>3</sup>. Максимальный уровень добычи газа и конденсата приходится на 2011 год, 2.1 млн.м<sup>3</sup> и 0.5 тыс.т, соответственно. По состоянию на 01.01.2013 г. накопленная добыча сухого газа по скважине составила 5.1 млн.м<sup>3</sup>, стабильного конденсата – 1.1 тыс.т, воды – 0.03 тыс.т.

В соответствии с решениями действующего проектного документа, разработка объекта Ачз ведется на режиме истощения. Начальное пластовое давление, определенное по результатам испытания пробуренных поисково-разведочных скважин, и принятое для проектирования в предыдущем проектном документе, составляет 48.1 МПа.

В процессе эксплуатации скважин, на объекте отмечаются высокие темпы снижения пластового давления. По состоянию на 01.01.2013 года среднее пластовое давление в зоне отбора, по данным промысловой отчетности, составляет 33.8 МПа (ниже начального на 30 %). Среднее пластовое давление в целом по пласту, относительно начального, снизилось на 13.1 % и составляет 41.7 МПа (рисунок 4).

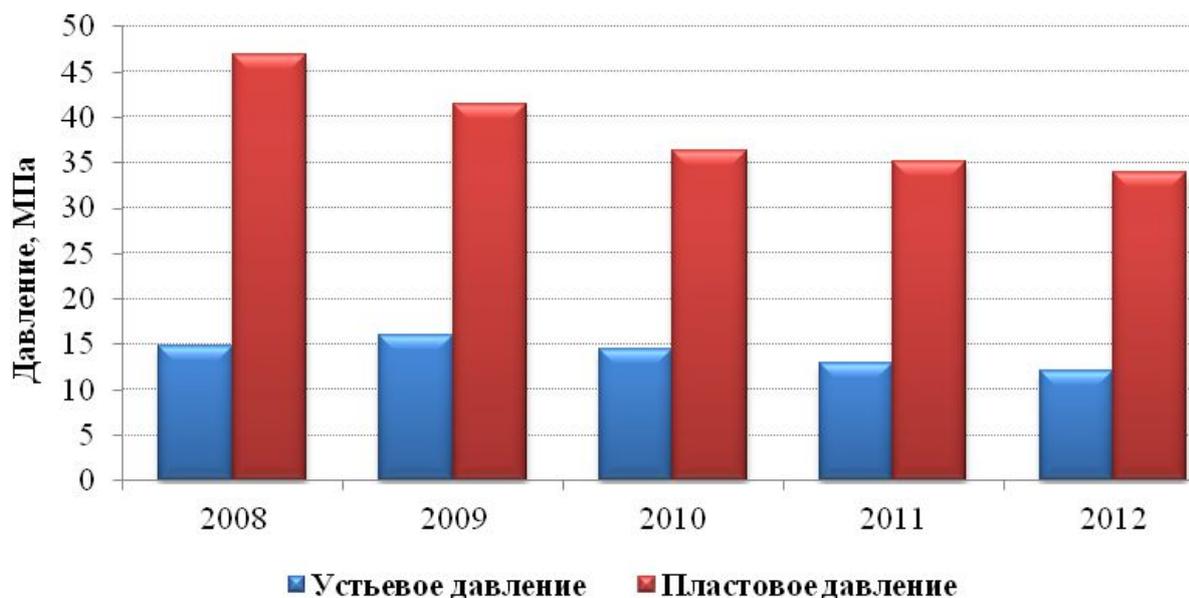


Рисунок 4 – Динамика устьевого и забойного давления в зоне отбора

Оценка выработки запасов углеводородов проведена на запасы промышленной категории С<sub>1</sub>, утвержденные Роснедра в 2013 году (протокол № 18/402-пр от 02.09.2013 г на основании экспертного заключения ЭЗ № 211-13 оп от 06.08.2013 г).

Запасы газа и конденсата по Небольшому месторождению, приурочены к пластам Ач<sub>2</sub> и Ач<sub>3</sub>. По состоянию на 01.01.2013 г. в промышленную эксплуатацию вовлечен только пласт Ач<sub>3</sub>, пласт Ач<sub>2</sub> не разрабатывается.

На 01.01.2013 г. накопленная добыча газа по месторождению – 383.4 млн.м<sup>3</sup>, что составляет 13.9 % от начальных геологических запасов пласта Ачз и 9.9 % от начальных геологических запасов месторождения в целом. Текущие геологические запасы газа категории С<sub>1</sub> пласта Ачз – 1075 млн.м<sup>3</sup>, месторождения в целом – 1380 млн.м<sup>3</sup>.

Накопленная добыча конденсата – 114.6 тыс.т. Отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) пласта Ачз составляет 19.2 %, месторождения в целом – 14.2 %. Текущий КИК по месторождению в целом – 0.077 д.ед., при числящемся на государственном балансе – 0.540. Текущие извлекаемые запасы конденсата – 693 тыс.т.

Средняя обводненность пластового газа за 2012 год составила 8.0 г/м<sup>3</sup>.

Основные показатели выработки запасов по объекту Ачз и в целом по месторождению приведены в таблице 1.

С 2010 года по объекту Ачз наблюдается снижение годовых темпов отбора газа, с 3.2 % в 2010 году до 2.6 % в 2012 году (рисунок 5). При годовом темпе отбора газа 2.6 % в 2012 году от начальных геологических запасов, кратность выработки, по объекту Ачз, составит 33 года.

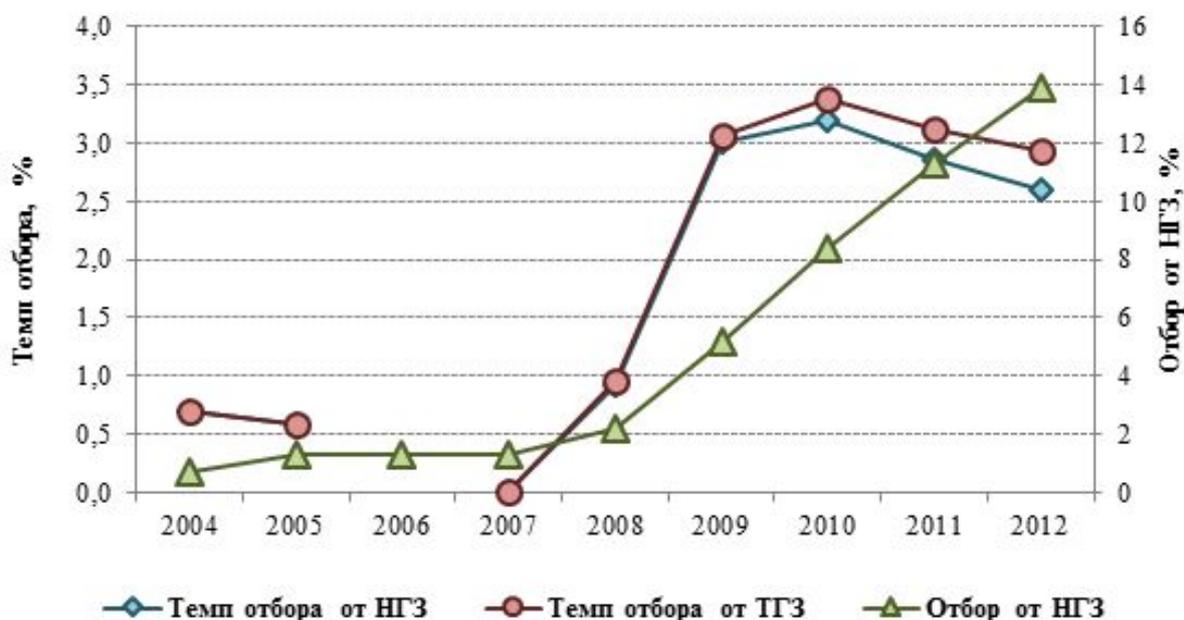


Рисунок 5 – Основные показатели выработки запасов газа. Объект Ачз

За весь период эксплуатации в работе пребывало три скважины. Накопленная добыча газа на одну скважину составляет 127.8 млн.м<sup>3</sup>, конденсата – 38.2 тыс.т.

Существующим фондом скважин извлечь утвержденные запасы невозможно, необходимо бурение новых скважин.

Таблица 1 – Показатели выработки запасов углеводородов по пластам Небольшого месторождения (категория С<sub>1</sub>) по состоянию на 01.01.2013 г.

Показатели	Ед. измер.	Пласт Ач <sub>2</sub>	Пласт Ач <sub>3</sub>	Месторождение в целом
Площадь газоносности	тыс.м <sup>2</sup>	4534	13621	-
Газонасыщенная толщина	м	8.7	6.0	-
Геологические запасы газа	млн.м <sup>3</sup>	1094	2768	3862
Геологические запасы конденсата	тыс.т	305	1190	1495
Извлекаемые запасы конденсата	тыс.т	210	598	808
Утвержденный КИК	д.ед.	0.689	0.503	0.540
Текущие геологические запасы газа	млн.м <sup>3</sup>	-	2385	3479
Текущие геологические запасы конденсата	тыс.т	-	1075	1380
Текущие извлекаемые запасы конденсата	тыс.т	-	483	693
Текущий КИК	д.ед.	-	0.096	0.077
Отбор от НГЗ газа	%	-	13.9	9.9
Отбор от НИЗ конденсата	%	-	19.2	14.2
Темп отбора от НГЗ газа	%	-	2.60	1.86
Темп отбора от НИЗ конденсата	%	-	2.44	1.81
Темп отбора от ТГЗ газа	%	-	2.93	2.03
Темп отбора от ТИЗ конденсата	%	-	2.94	2.06
Добыча газа за 2012 год	млн.м <sup>3</sup>	-	71.9	71.9
Добыча газа по состоянию на 01.01.2013 г.	млн.м <sup>3</sup>	-	383.4	383.4
Добыча конденсата за 2012 год	тыс.т	-	14.6	14.6
Добыча конденсата по состоянию на 01.01.2013 г.	тыс.т	-	114.6	114.6
Добыча воды за 2012 год	тыс.т	-	0.60	0.60
Добыча воды по состоянию на 01.01.2013 г.	тыс.т	-	2.32	2.32
Текущая обводненность пластового газа	г/м <sup>3</sup>	-	8.3	8.3
Потенциальное содержание конденсата	г/м <sup>3</sup>	265	400	-
Текущий КГФ	г/м <sup>3</sup>	-	194	194
Действующий фонд добывающих скважин	шт.	-	2	2
Кол-во скважин, пребывавших в эксплуатации	шт.	-	3	3
Накопленная добыча газа на 1 скв.	млн.м <sup>3</sup>	-	127.8	127.8
Накопленная добыча конденсата на 1 скв.	тыс.т	-	38.2	38.2
Кратность запасов газа	лет	-	33	48

Таким образом, Небольшое месторождение характеризуется низкой степенью выработки запасов. На 01.01.2013 г. от начальных геологических запасов газа отобрано 9.9 %, от начальных извлекаемых запасов конденсата – 14.2 % (от запасов категории С1). Текущие геологические запасы газа составляют 3479 млн.м<sup>3</sup>, текущие извлекаемые запасы конденсата – 693 тыс.т. Текущий КИК – 0.077 д.ед. при числящимся на государственном балансе – 0.540.

Накопленная добыча газа на одну скважину, пребывавшую в эксплуатации, составляет 127.8 млн.м<sup>3</sup>, конденсата – 38.2 тыс.т.

Существующим фондом скважин полного отбора запасов УВ по объекту не достигнуть, необходимо бурение новых скважин.

### Литература

1. Оперативный подсчет запасов углеводородов Небольшого месторождения по состоянию на 01.12.2008 г., ОАО «СибНАЦ», 2008 г.
2. Гриценко А.И., Островская Т.Д., Юшкин В.В. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа // М., Недра, 1983 г.
3. Гвоздев Б.П., Гриценко А.И., Корнилов А.Е. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Справочное пособие // М., Недра, 1988 г.
4. Зотов .Г.А., Алиев З.С., Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин // М., Недра, 1980 г.
5. Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П. Теория и опыт разработки месторождений природных газов. – М.: Недра, 1999. – 412 с.