

УДК 622.276

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕБОЛЬШОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЯНАО

Валиев Д.Р., Урванцев Р.В., Линцер С.А.

*ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень,
ул. Володарского, 38), e-mail: valievdr@mail.ru*

В рамках реализации доразведки месторождения недропользователем было проведено испытание двух разведочных скважин, по результатам которых промышленных притоков газоконденсата получено не было, что в свою очередь отразилось на дальнейшем эксплуатационном бурении и реализации проектного фонда скважин. Проведенный анализ разработки показал, что причиной падения добычи является не полностью реализованный проектный фонд скважин, по причине проведения испытаний новых объектов, продуктивных по геофизике. По введенным скважинам продуктивность оказалась ниже ожидаемой. Объект Ач2 не введен в разработку, несмотря на то, что проектом документе предусматривалась ввод в эксплуатацию путем разбуривания горизонтальной скважиной № 26 в 2012 году. В промышленную эксплуатацию вовлечен объект Ач3. Разработка объекта ведется на режиме истощения. Максимальный уровень добычи сухого газа достигнут в 2010 году, когда действующий добывающий фонд достиг своего максимального значения. Самый высокий уровень добычи конденсата отмечен в 2009 году – 27.1 тыс.т. Газоконденсатный фактор в 2012 году составил 194 г/м³, и в целом имеет общую тенденцию к снижению. Коэффициент эксплуатации в 2012 году составил 0.628 д.ед., что обусловлено периодической работой скважин №№ 131 и 843.

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

ANALYSIS OF THE DEVELOPMENT EFFICIENCY OF A SMALL GAS CONDENSATE FIELD IN THE YAMAL-NENETS AUTONOMOUS DISTRICT

Valiev D.R., Urvantsev R.V., Lintser S.A.

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

As part of the additional exploration of the deposit, the subsoil user tested two exploratory wells, which resulted in no industrial inflows of gas condensate, which in turn affected further operational drilling and the implementation of the project well stock. The conducted analysis of the development showed that the reason for the decline in production is the project well stock not fully realized, due to testing of new objects that are productive in geophysics. The productivity entered was lower than expected. The Ach2 facility was not put into development, in spite of the fact that the project document envisaged commissioning by drilling a horizontal well No. 26 in 2012. The object Ach3 is involved in commercial operation. The development of the facility is under depletion. The maximum level of dry gas production was reached in 2010, when the operating production fund reached its maximum value. The highest level of condensate production was registered in 2009 - 27.1 thousand tons. The gas-condensate factor in 2012 was 194 g / m³, and overall has a general downward trend. The operating factor in 2012 was 0.628 units, which is due to the periodic operation of wells Nos. 131 and 843.

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

Разработка газоконденсатного месторождения [1] осуществляется на основании решений «Технологической схемы разработки (с выделением периода опытно-промышленной эксплуатации) газоконденсатного месторождения» 2009 года.

Судить об эффективности реализуемой системы разработки [2-5] не представляется возможным, в связи с тем, что проектный фонд скважин на месторождении реализован на 25%, что в свою очередь обусловлено результатами выполненной программы доразведки и исследовательских работ.

В рамках реализации доразведки месторождения, предусмотренной действующим проектным документом, недропользователем было проведено испытание двух разведочных скважин, по результатам которых промышленных притоков газоконденсата получено не было, что в свою очередь отразилось на дальнейшем эксплуатационном бурении и реализации проектного фонда скважин

По состоянию на 01.01.2013 года накопленная добыча сухого газа по объекту Ачз составила 383.4 млн.м³, стабильного конденсата – 114.6 тыс.т. Разработка объекта ведется на режиме истощения. Объект Ач2 в промышленную эксплуатацию не вовлечен.

Годовая добыча сухого газа за 2012 год составила 71.9 млн.м³, стабильного конденсата – 14.6 тыс.т, воды – 0.6 тыс.т.

Среднегодовой дебит газа в 2012 г. составил 104.4 тыс.м³/сут, конденсата – 21.2 т/сут. Действующий фонд добывающих скважин на конец 2012 года – 2 единицы. Динамика основных показателей разработки объекта Ачз представлена на рисунке 1 и в таблице 1.

Максимальный уровень добычи сухого газа достигнут в 2010 году (88.4 млн.м³), когда действующий добывающий фонд достиг своего максимального значения. Самый высокий уровень добычи конденсата отмечен ранее (в 2009 году) – 27.1 тыс.т.

Газоконденсатный фактор в 2012 году составил 194 г/м³, и в целом по объекту характеризуется общей тенденцией к снижению.

Максимальный отборы газа и конденсата приходится на горизонтальную скважину № 132 (262.0 млн.м³ и 65.7 тыс.т, соответственно), что составляет 69 % от накопленной добычи по месторождению в целом. На скважины № 843 и 131 приходится 30 и 1% накопленной добычи, соответственно (рисунок 2).

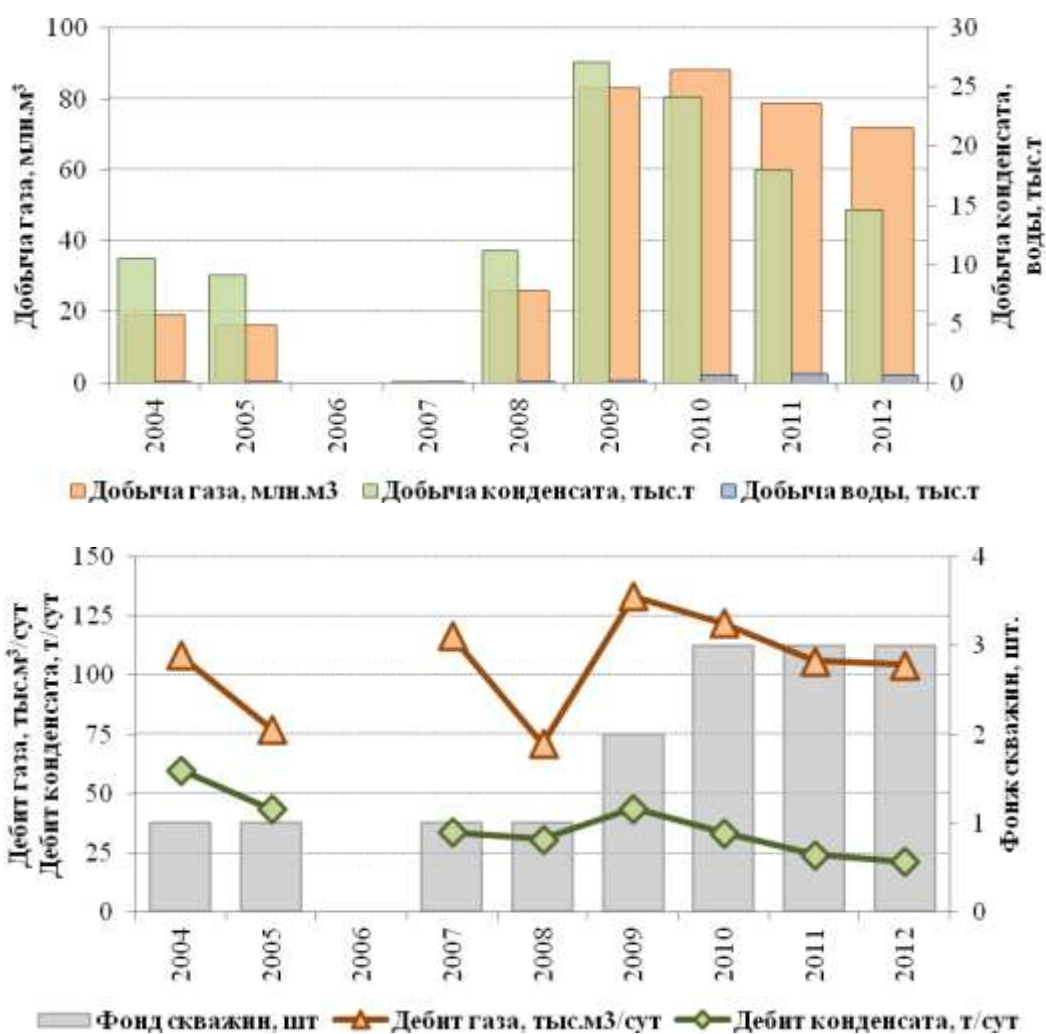


Рисунок 1 – Динамика основных показателей разработки газоконденсатного объекта АчЗ газоконденсатного месторождения

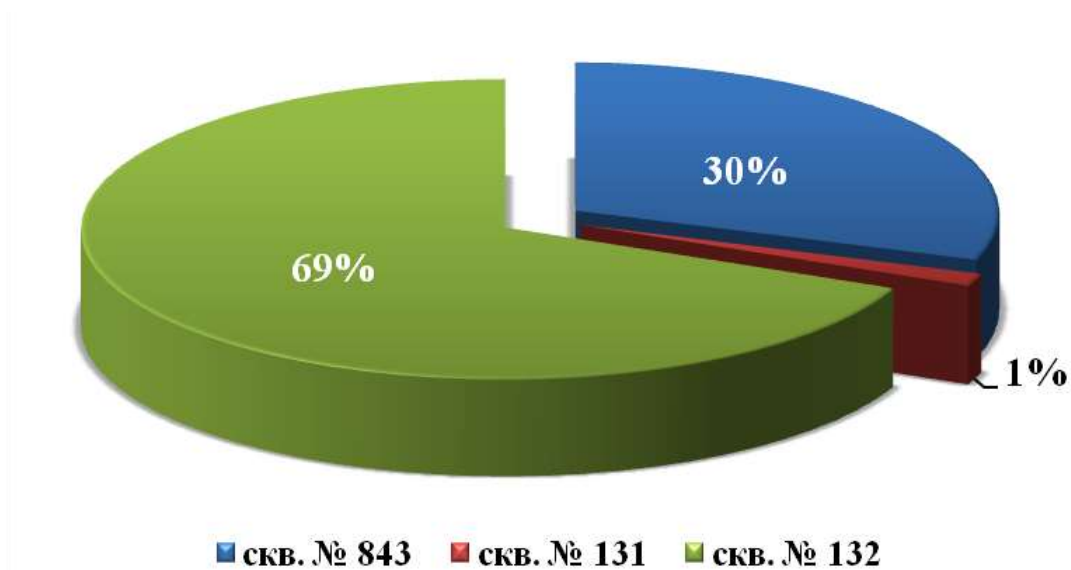


Рисунок 2 – Распределение накопленной добычи газа по скважинам

Анализ проведен по последним документам. Эксплуатационный фонд скважин объекта Ачз по состоянию на 01.01.2013г. насчитывает пять скважин, в том числе две (№ 131,132) действующие, одна (№ 843) в бездействии и две (№ 233,845) находятся в освоении.

Коэффициент использования фонда скважин в 2012 году составил 0.972 д. ед., обусловленный выбытием скважины № 843 в декабре 2012 года в бездействие с целью проведения КРС по извлечению аварийного пакера.

Коэффициент эксплуатации в 2012 году составил 0.628 д.ед., что в свою очередь в основном обусловлено периодической работой скважин №№ 131 и 843. Характеристика пробуренного фонда скважин объекта Ачз представлена в таблице 2 на рисунке 3.

Таблица 2 – Характеристика пробуренного фонда скважин газоконденсатного месторождения по состоянию на 01.01.2013 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Пласты			В целом по месторождению
		Ач ₂	Ач ₃	Ю ₀	
Фонд добывающих скважин	Пробурено разведочных	-	-	-	8
	Пробурено эксплуатационных	-	3	-	3
	Переведено из разведочных	-	2	1	
	Всего	-	5	1	11
	В том числе:				
	Действующие	-	2	-	2
	Бездействующие	-	1		1
	В освоении после бурения	-	2	-	2
	В консервации	-	-	1	1
	Пьезометрические	-	-	-	-
	В ожидании ликвидации	-	-	-	-
	Ликвидированные	-	-	-	5

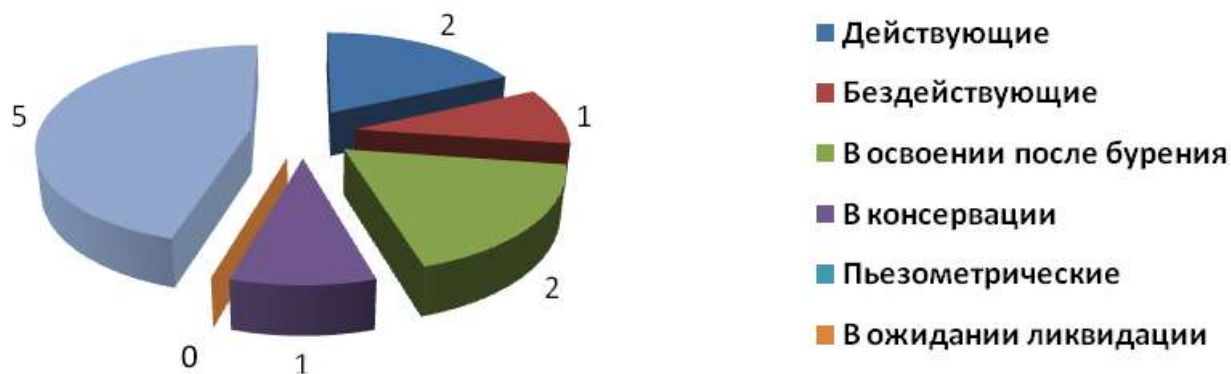


Рисунок 3 – Фонд добывающих скважин газоконденсатного месторождения

Действующим проектным документом, утвержденном в 2009 году, предусматривалось выделение двух эксплуатационных объектов – Ач₂ и Ач₃. Разработка объекта Ач₂ предусматривалась с 2012 года, за счет ввода в эксплуатацию горизонтальной скважины № 26, однако данное решение выполнено не было.

В период реализации решений действующего проектного документа 2009 года, отмечается отставание фактических показателей разработки по добыче газа, конденсата и ввода новых скважин в эксплуатацию от проектного показателя, начиная уже с первого проектного года разработки (рисунок 4).

В 2009 году фактические показатели добычи газа и конденсата отстают от проектного показателя на 66 % (-158.1 тыс.м³ и -52.9 тыс.т, соответственно), что в свою очередь обусловлено меньшим, чем предусмотрено проектом, дебитом газа переходящей скважины № 843 (64.4 тыс.м³/сут – по факту, 165.1 тыс.м³/сут – по проекту), отставанием во вводе одной новой эксплуатационной скважины № 131 (по проекту – 2009 год, по факту – 2010 год) и отсутствием ввода в эксплуатацию одной разведочной скважины № 845.

Разведочная скважина № 845 не введена в эксплуатацию в связи с тем, что в конце 2008 года в ней проведено испытание трех объектов, продуктивных по ГИС – Ач₅ (а.о. - 3680.5-3704.7 м), Ач₄ (а.о. -3613.2-3620.2 м) и Ач₃ (а.о. -3537.0-3569.6 м).

В результате испытания по пластам Ач₅ и Ач₄ притока не получено, а по пласту Ач₃, на который скважина была предусмотрена к вводу в эксплуатацию, получен незначительный приток газоконденсатной смеси $Q_{г/к}=0.23 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_{г}=3.1 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$ при $P_{заб}=249.3 \text{ атм}$.

Горизонтальная скважина № 131, введенная в эксплуатацию в октябре 2010 года, также не подтвердила свою продуктивность. Дебит газа при вводе в эксплуатацию составил 327.4 тыс.м³/сут, при отработанном времени 1.5 суток и далее начал интенсивно снижаться, достигнув значения 7.6 тыс.м³/сут в декабре 2012 года. За весь период эксплуатации скважина работала в периодическом режиме, максимальное отработанное время работы скважины составило 2.9 суток.

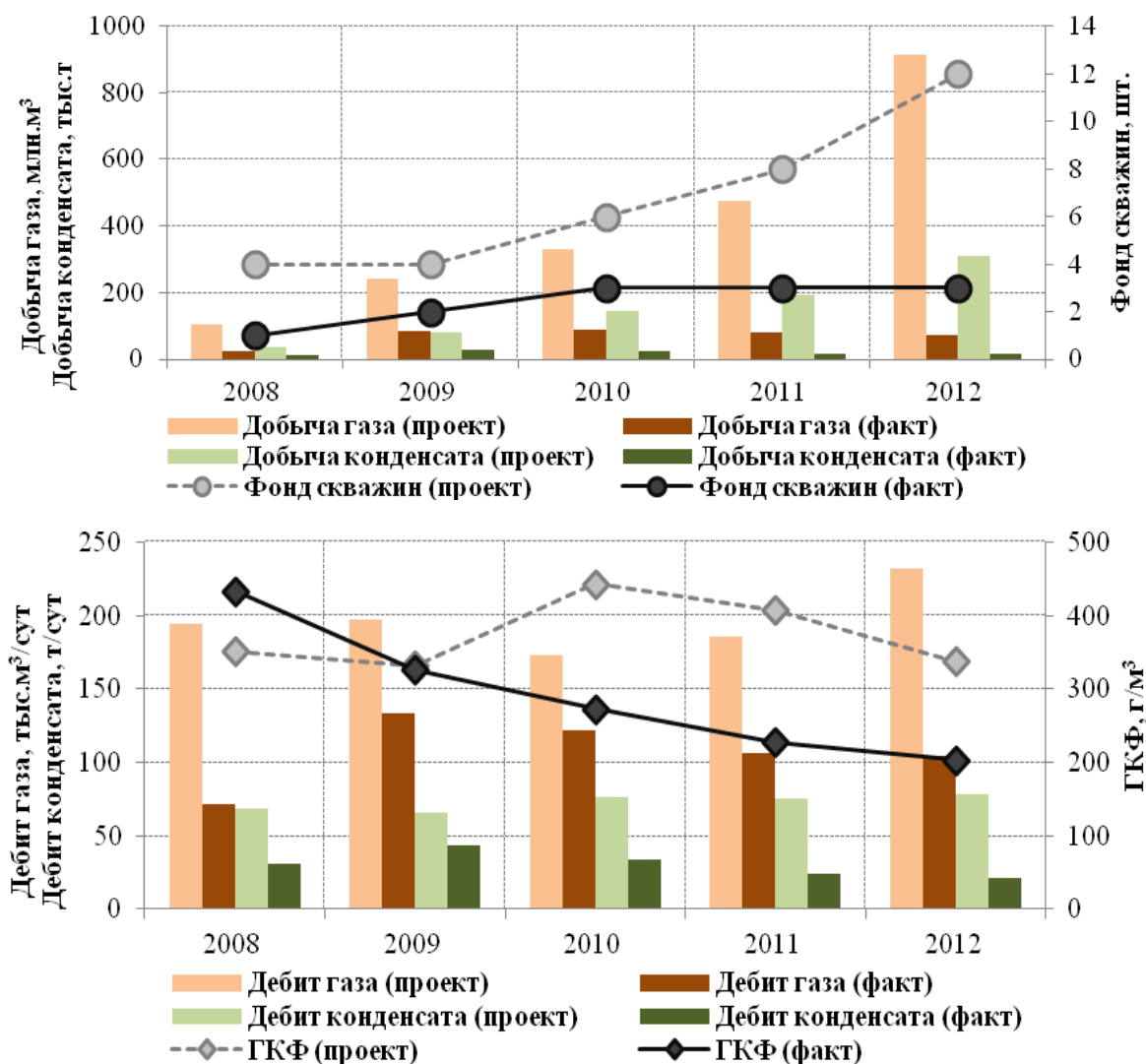


Рисунок 4 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки газоконденсатного месторождения

Таким образом, по состоянию на 01.01.2013 года накопленная добыча свободного газа по месторождению в целом составляет 383.4 млн.м³, стабильного конденсата – 114.6 тыс.т, воды – 2.32 тыс.т.

В промышленную эксплуатацию вовлечен объект Ачз. Разработка объекта ведется на режиме истощения. Объект Ач2 в промышленную эксплуатацию не вовлечен.

Максимальный уровень добычи сухого газа достигнут в 2010 году (88.4 млн.м³), когда действующий добывающий фонд достиг своего максимального значения. Самый высокий уровень добычи конденсата отмечен ранее (в 2009 году) – 27.1 тыс.т. Газоконденсатный фактор в 2012 году составил 194 г/м³, и в целом имеет общую тенденцию к снижению.

Максимальный отборы газа и конденсата приходится на горизонтальную скважину № 132 (262.0 млн.м³ и 65.7 тыс.т, соответственно), что составляет 69 % от накопленной добычи по месторождению в целом. На скважины №№ 843 и 131 приходится 30 и 1 % накопленной добычи, соответственно.

В период реализации решений действующего проектного документа 2009 года, отмечается отставание фактических показателей разработки по добыче газа, конденсата и ввода новых скважин в эксплуатацию от проектного показателя, начиная уже с первого проектного года разработки. В 2009 году фактические показатели добычи газа и конденсата отстали от проектного показателя на 66%.

Литература

1. Оперативный подсчет запасов углеводородов Стерхового 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., Коротаяев Ю.П. Теория и опыт разработки месторождений природных газов. – М.: Недра, 1999. – 412 с.