

УДК 622.276

АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПУРОВСКОМ РАЙОНЕ ЯНАО

Щеколдин А.А., Пономарева Д.В., Павлова А.А., Нестерец А.А.

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

Разработка пластов нефтегазоконденсатного месторождения ведется на режиме истощения. Годовая добыча газа за 2014 год составила 3021 млн.м³, конденсата – 200 тыс.т, нефти 128 тыс.т. В действующем фонде, в течение 2014 г., пребывало 28 скважин на газоконденсатной части и 11 скважин на нефтяной части (в том числе две газоконденсатные скважины №№ 312, 1111). Максимальные накопленные отборы газа приходятся на первый объект разработки 29 %, при этом максимальные накопленные отборы среди пластов приходятся на пласт АТ6-7 седьмого объекта разработки, они составляют 16 %. Практически вся добытая нефть получена из пласта БТ9-2. На месторождении почти по всем эксплуатационным объектам отмечается увеличение добычи воды. Это происходит по причине обводнения практически всех пластов в районе добывающих скважин, в основном, подошвенной водой. Разработка нефтяных оторочек нефтегазоконденсатного месторождения осложняется наличием газовых шапок и подошвенных вод.

Ключевые слова: газ, газоконденсат, нефть, месторождение, анализ разработки.

ANALYSIS OF THE DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD IN THE PUROVSKY DISTRICT OF THE YAMAL-NENETS AUTONOMOUS DISTRICT

Schekoldin A.A., Ponomareva D.V., Pavlova A.A., Nesterets A.A.

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

The development of reservoirs of the oil and gas condensate field is carried out under the depletion regime. Annual gas production for 2014 was 3021 million m³, condensate - 200 thousand tons, oil 128 thousand tons. In the operating fund, during 2014, there were 28 wells on the gas condensate section and 11 wells on the oil section (including two gas condensate wells Nos. 312, 1111). The maximum accumulated gas withdrawals fall to the first development facility of 29%, while the maximum accumulated sampling among the layers falls on the AT6-7 layer of the seventh development facility, they make up 16%. Virtually all extracted oil was obtained from the BT9-2 formation. Almost all production facilities in the field are seeing an increase in water production. This is due to the watering of almost all the seams in the vicinity of producing wells, mainly with plantar water. The development of oil rims in the oil and gas condensate field is complicated by the presence of gas caps and plantar water.

Keywords: gas, gas condensate, oil, deposit, development analysis

Нефтегазоконденсатное месторождение [1-5] расположено на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области в 72 км к западу от г. Тарко-Сале.

Месторождение открыто в 1990 году опробованием разведочной скважины № 106. Введено в разработку в 2001 г. на основании «Проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения».

В настоящее время месторождение разрабатывается на основании «Проекта разработки нефтегазоконденсатного месторождения» (протокол ТО ЦКР Роснедра по ЯНАО № 46-09 от 17.12.2009 г.), в котором предусматривалось выделение 11 эксплуатационных объектов: объект 0 (газоконденсатная залежь Ю₁¹); объект I (нефтегазоконденсатные залежи БТ₁₀, БТ₉², БТ₉¹); объект II (газоконденсатные залежи БТ₇, БТ₆², БТ₆¹); объект III (газоконденсатные залежи БТ₅², БТ₅¹, БТ₃³ и нефтегазоконденсатная залежь БТ₄); объект IV (нефтяные залежи БТ₃² и БТ₃¹); объект V объект (нефтегазоконденсатная залежь БТ₁¹ и нефтяные залежи БТ₁³, БТ₁², АТ₁₀, АТ₈³); объект VI (газоконденсатные залежи БТ₁³, АТ₁₁², АТ₈³, АТ₈², АТ₈¹); объект VII (газоконденсатные залежи АТ₆₋₇, ПК₂₁¹, ПК₂₀⁴, ПК₂₀³, ПК₂₀², ПК₂₀¹); объект VIII (газоконденсатные залежи ПК₁₉¹, ПК₁₅ и ПК₁); объект IX Западно-Кутымское локальное поднятие (газоконденсатные залежи АТ₆₋₇ и ПК₂₁²); объект X Северо-Кутымское локальное поднятие (газоконденсатные залежи ПК₂₁¹, ПК₂₀⁴, ПК₂₀³, ПК₂₀¹).

Для дальнейшего освоения газоконденсатных объектов необходим тщательный анализ геологического строения и состояния разработки месторождения.

Нефтегазоконденсатное месторождение введено в опытно-промышленную эксплуатацию в 2001 году.

За весь период разработки месторождения добыто 35175 млн.м³ сухого газа, 4830 тыс.т. стабильного конденсата, 219 тыс.т. нефти и 386 тыс.т. воды в целом.

В период опробования скважин в 2001 г. весь газ выпускался в атмосферу, утилизировался лишь стабильный конденсат. С января 2002 года ведется учет газов – добытого (утилизированного) и выпущенного в атмосферу.

Разработка пластов нефтегазоконденсатного месторождения ведется на естественном режиме. Годовая добыча "сухого" газа за 2013 год составила 3351 млн.м³, стабильного конденсата – 244 тыс.т, нефти - 95 тыс.т. Среднегодовой дебит сухого газа в 2013 году составил 372.7 тыс.м³/сут, конденсата – 27 т/сут, нефти - 46 т/сут.

В действующем фонде, в течение 2013 г., пребывало 29 скважин на газоконденсатной части и 5 скважин на нефтяной части. Максимальный уровень добычи "сухого" газа достигнут в 2007 году (4328 млн.м³), самый высокий уровень добычи конденсата отмечен

ранее (в 2006 году) – 554 тыс.т., максимальный уровень добычи нефти отмечается в 2013 году - 95 тыс.т.

Максимальные накопленные отборы газа приходятся на первый объект разработки - 28 % (рисунок 1), при этом максимальные отборы среди пластов приходятся на пласт АТ₆₋₇ седьмого объекта разработки, они составляют 17 % (рисунок 2).

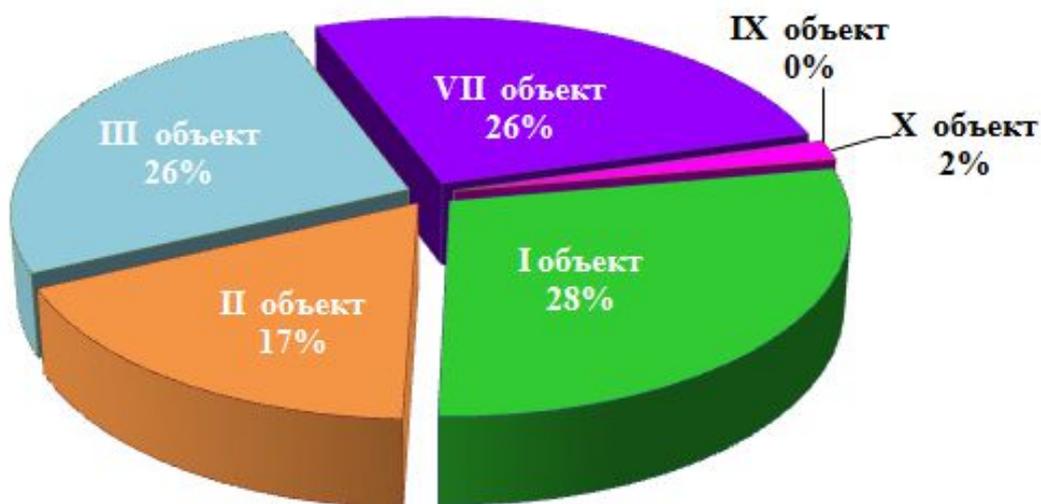


Рисунок 1 – Распределение накопленной добычи газа по объектам разработки месторождения

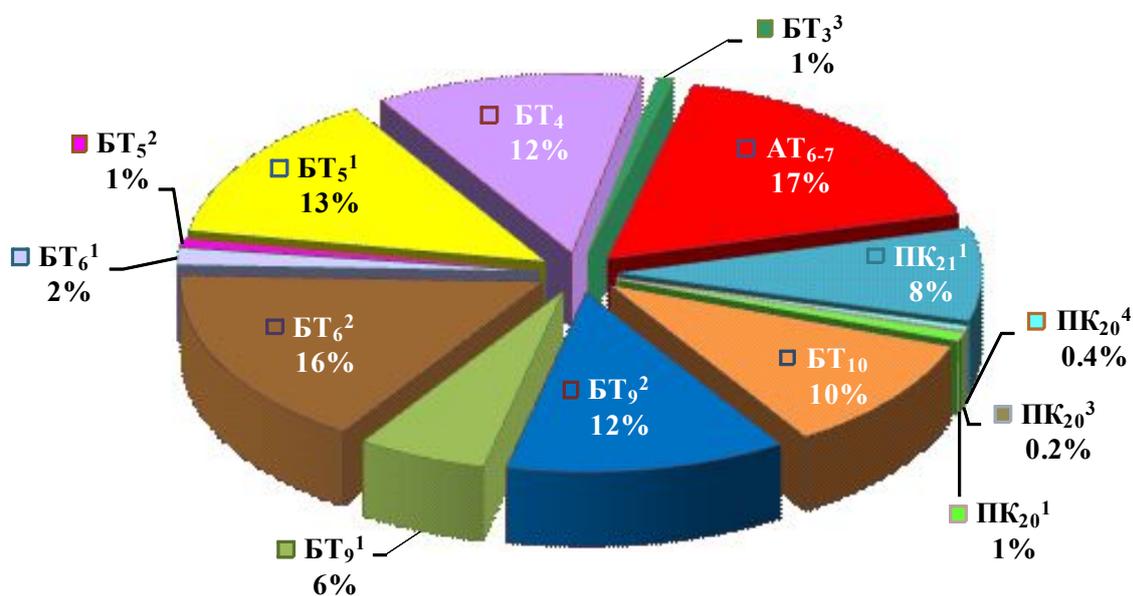


Рисунок 2 – Распределение накопленной добычи газа по эксплуатационным пластам месторождения

Практически вся накопленная добыча нефти получена из пласта БТ₉², так как пласт БТ₉¹ не был в разработке, а накопленный отбор с БТ₁₀, БТ₃² и БТ₁¹ составил всего 7.0 тыс.т., 2.0 тыс.т. и 1.5 тыс.т. нефти соответственно (рисунок 3).

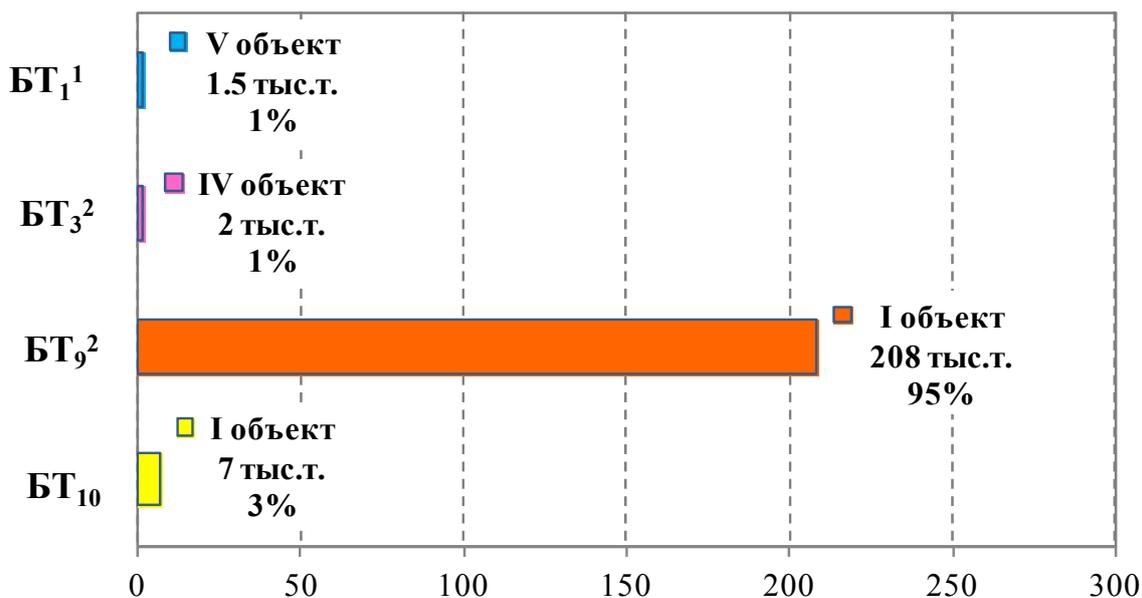


Рисунок 3 – Распределение накопленной добычи нефти по эксплуатационным пластам месторождения

Динамика основных показателей разработки по месторождению в целом представлена на рисунках 4-5.

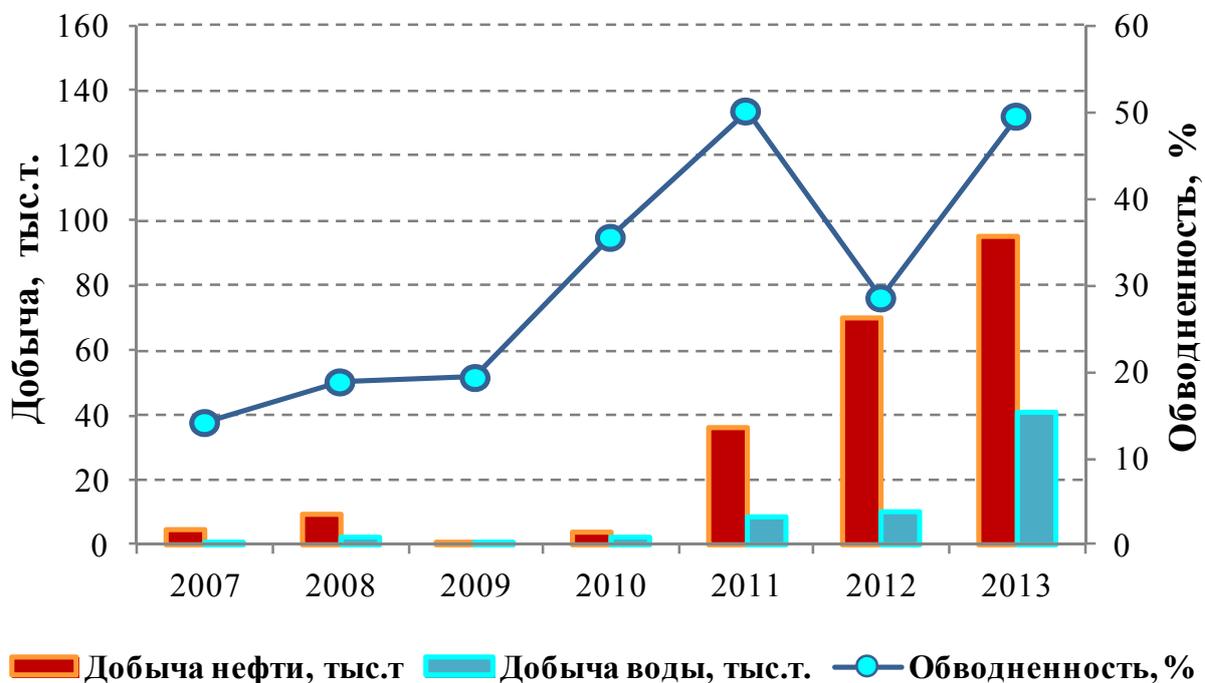


Рисунок 4 – Динамика годовых отборов и обводненности нефтяной части.

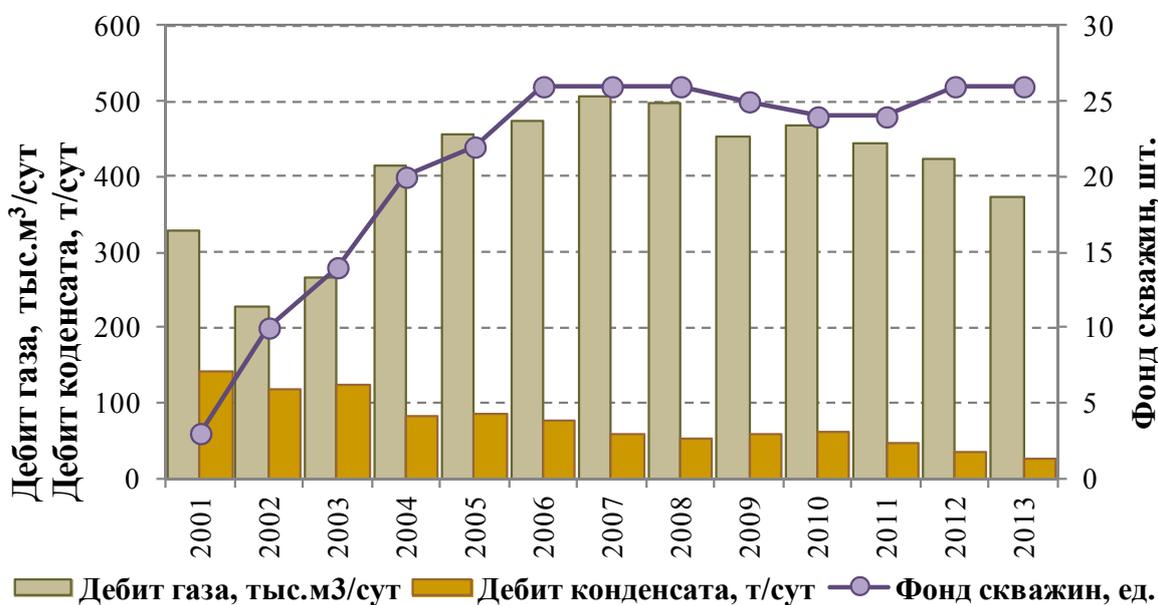
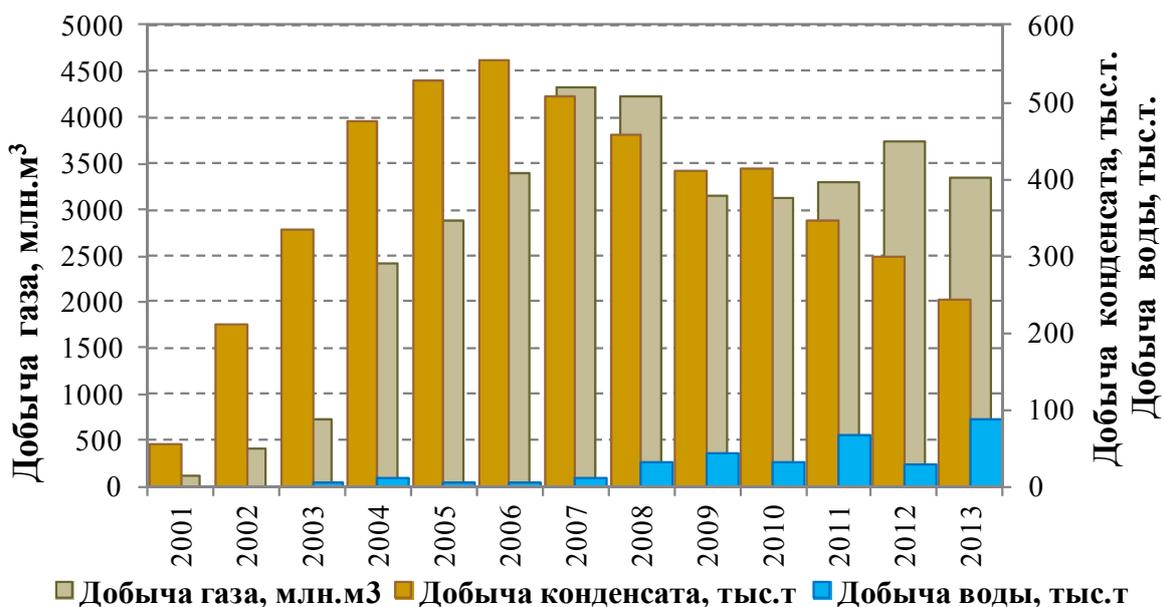


Рисунок 5 – Динамика основных показателей разработки газоконденсатной части

Газоконденсатный фактор в 2013 году составил 73 г/м^3 , за всю историю эксплуатации максимальный ГКФ достигнут в 2002 году, составляя – 519 г/м^3 . Газоконденсатный фактор в целом имеет общую тенденцию к снижению. Динамика удельного выхода конденсата в целом колебалась в зависимости от вклада в общую добычу различных пластов. В начале 2004 г. наблюдается снижение КГФ, так как в эксплуатацию были введены 4 скважины (№№ 871, 872, 873, 874), отрабатывающие пласты АТ₆₋₇ и ПК₂₁¹ VII объекта с низким содержанием конденсата.

Учет добычи воды на месторождении ведется с начала 2003 г.

К концу 2007 года отмечается увеличение месячной добычи воды газоконденсатными скважинами. В соответствии с представленными данными это происходит по причине

обводнения практически всех пластов в районе добывающих скважин. Особенно это касается пластов АТ₆₋₇ и ПК₂₁¹ объекта VII (рисунки 6-7). По другим пластам также отмечается увеличение добычи воды вдвое и более. Исключение составляет добыча продукции из пластов БТ₆¹, БТ₃³. В последующие годы увеличение доли воды в продукции скважин продолжилось.

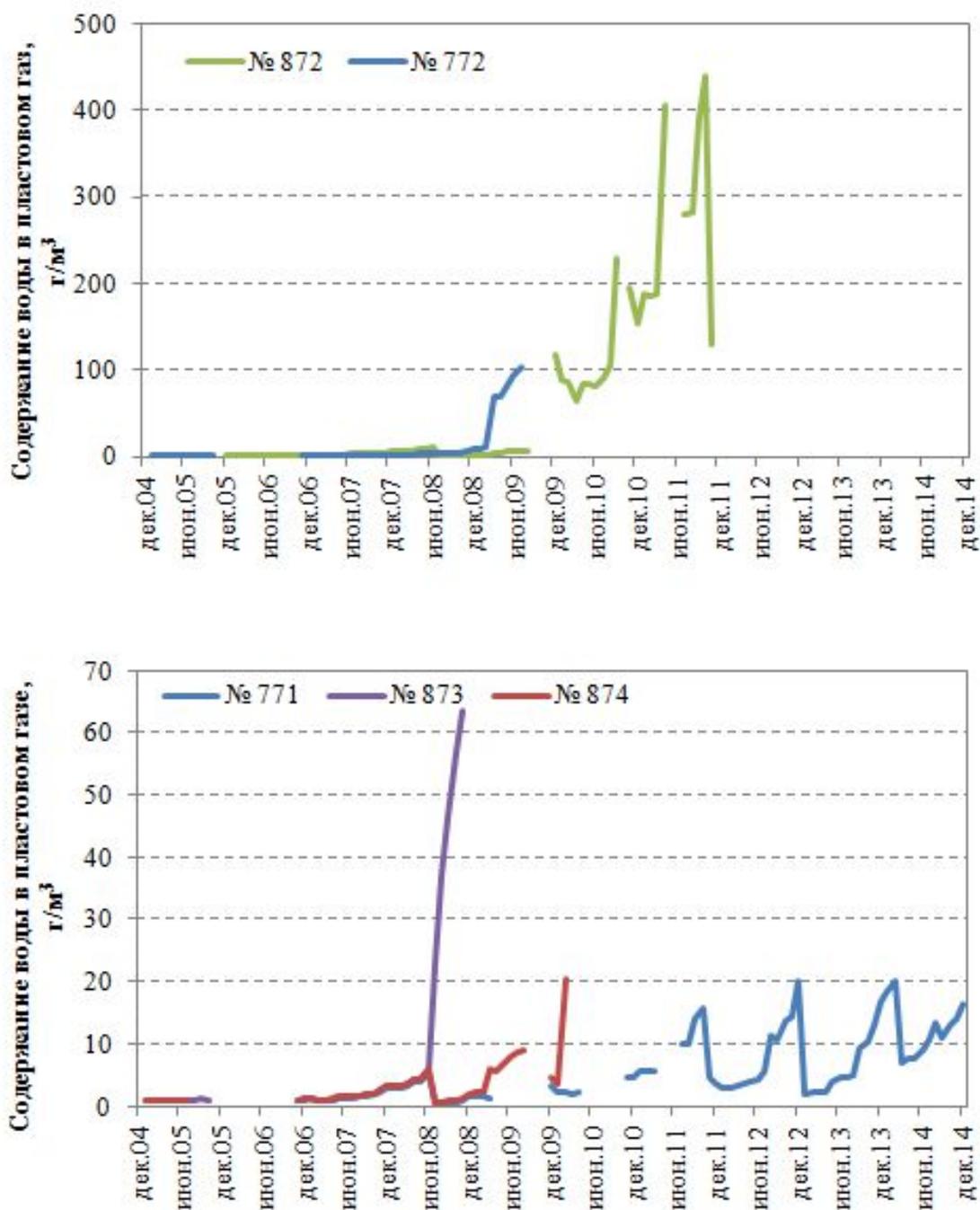


Рисунок 6 – Содержание воды в пластовом газе. Пласт АТ₆₋₇. VII объект

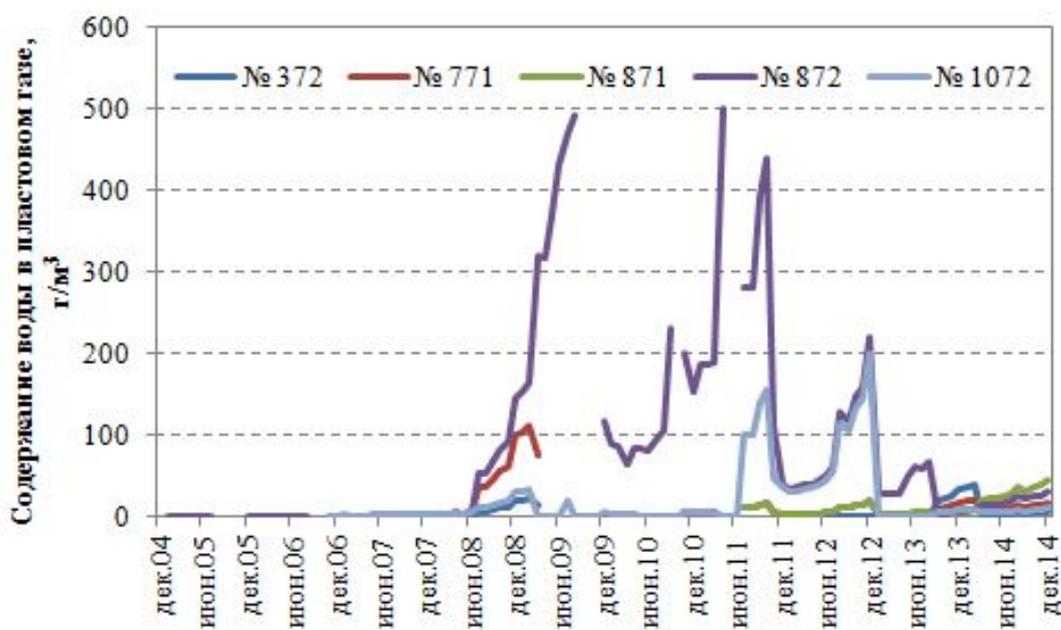
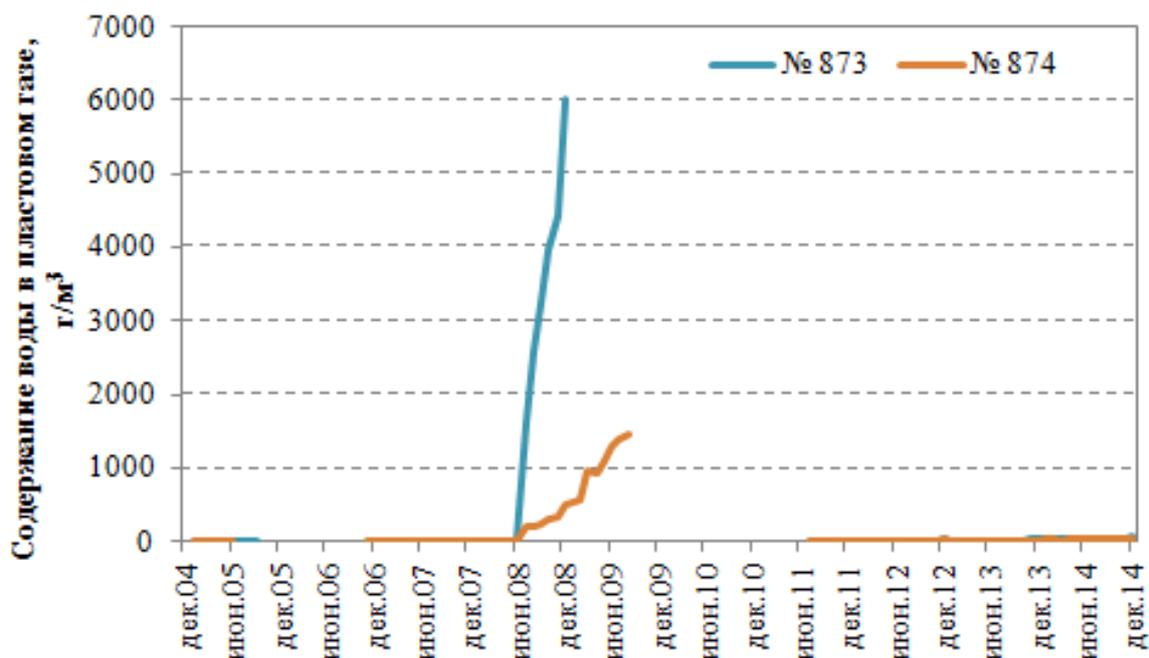


Рисунок 7 – Содержание воды в пластовом газе. Пласт ПК₂₁¹. VII объект

Таким образом, за весь период разработки месторождения добыто 38.2 млрд.м³ свободного газа и газа газовых шапок, 6.9 млн.т. конденсата, 346.9 тыс.т. нефти, 139.4 млн.м³ растворенного газа и 541.1 тыс.т. воды в целом.

Разработка пластов нефтегазоконденсатного месторождения ведется на режиме истощения.

Годовая добыча газа за 2014 год составила 3021 млн.м³, конденсата – 200 тыс.т, нефти - 128 тыс.т.

Среднегодовой дебит сухого газа в 2014 году составил 328 тыс.м³/сут, конденсата – 22 т/сут, нефти – 49.7 т/сут.

В действующем фонде, в течение 2014 г., пребывало 28 скважин на газоконденсатной части и 11 скважин на нефтяной части (в том числе две газоконденсатные скважины №№ 312, 1111).

Максимальные накопленные отборы газа приходятся на первый объект разработки - 29 %, при этом максимальные накопленные отборы среди пластов приходятся на пласт АТ₆₋₇ седьмого объекта разработки, они составляют 16 %.

Практически вся добытая нефть получена из пласта БТ₉².

Средний газоконденсатный фактор в 2014 году составил 66 г/м³. Газоконденсатный фактор в целом по месторождению имеет общую тенденцию к снижению.

На месторождении почти по всем эксплуатационным объектам отмечается увеличение добычи воды. Это происходит по причине обводнения практически всех пластов в районе добывающих скважин, в основном, подошвенной водой.

Разработка нефтяных оторочек нефтегазоконденсатного месторождения осложняется наличием газовых шапок и подошвенных вод.

Литература.

1. Амелин И.Д. Особенности разработки нефтегазовых залежей // М., Недра, 1978 г., 136 с.
2. Балин В.П., Мохова Н.А., Синцов И.А., Остапчук Д.А. Учет расчлененности пласта в расчетах коэффициента охвата воздействием // Нефтепромысловое дело. — 2016. — № 1. — С. 14-20.
3. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // М.: Струна, 1998. - 628 с.
4. Гриценко А.И., Островская Т.Д., Юшкин В.В. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа // М., Недра, 1983 г.
5. Рассохин Г.В. Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений // М.: Недра, 1977. - 184 с.