

УДК 622.276

## **АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ПЕРВОГО ОБЪЕКТА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ X**

**Щеколдин А.А., Урванцев Р.В., Линцер С.А.**

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

За весь период разработки месторождения добыто 38.2 млрд.м<sup>3</sup> свободного газа и газа газовых шапок, 6.9 млн.т. конденсата, 346.9 тыс.т. нефти, 139.4 млн.м<sup>3</sup> растворенного газа и 541.1 тыс.т. воды в целом. Разработка пластов X-ского нефтегазоконденсатного месторождения ведется на режиме истощения. Годовая добыча газа за 2014 год составила 3021 млн.м<sup>3</sup>, конденсата – 200 тыс.т, нефти 128 тыс.т. Среднегодовой дебит сухого газа в 2014 году составил 328 тыс.м<sup>3</sup>/сут, конденсата – 22 т/сут, нефти – 49.7 т/сут. 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 %. Разработка нефтяных оторочек Ханчейского нефтегазоконденсатного месторождения осложняется наличием газовых шапок и подошвенных вод. Объект разработки относится к нижнемеловому продуктивному комплексу месторождения и представлен тремя нефтегазоконденсатными залежами пластов БТ9(1), БТ9(2), БТ10. Опытно-промышленная эксплуатация объекта начата в 2001 году, в промышленную разработку объект введен с января 2005 года. Основная часть накопленной добычи газа распределена между двумя пластами БТ9(2) и БТ10, распределение накопленной добычи конденсата примерно соответствует распределению по газу.

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

## **THE DEVELOPMENT EFFECTIVENESS ANALYSIS OF THE FIRST OBJECT OF THE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD X**

**Schekoldin A.A., 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: schekoldinaa@mail.ru*

Over the entire period of field development, 38.2 billion cubic meters of free gas and gas of gas caps were produced, 6.9 million tons. condensate, 346.9 thousand tons. Oil, 139.4 million m<sup>3</sup> of dissolved gas and 541.1 thousand tons. water in general. The development of the layers of the Kh-si oil and gas condensate field is carried out under the depletion regime. Annual gas production for 2014 was 3021 million m<sup>3</sup>, condensate - 200 thousand tons, oil 128 thousand tons. The average annual flow of dry gas in 2014 was 328 thousand m<sup>3</sup> / day, condensate - 22 tons / day, oil - 49.7 tons / day. The maximum accumulated gas withdrawals fall to the first development object 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%. The development of oil rims in the Khancheyskoye oil and gas condensate field is complicated by the presence of gas caps and plantar water. The development object refers to the Lower Cretaceous productive complex of the field and is represented by three oil and gas condensate reservoirs of the BT9 (1), BT9 (2) and BT10 layers. Experimental and industrial operation of the facility was started in 2001, the object was put into industrial development since January 2005. The bulk of the accumulated gas production is distributed between the two strata BT9 (2) and BT10, the distribution of accumulated condensate production approximately corresponds to the distribution over the gas.

Keywords: gas, gas condensate, oil, field, development site

Объект разработки относится к нижнемеловому продуктивному комплексу месторождения и представлен тремя нефтегазоконденсатными залежами пластов БТ<sub>9</sub><sup>1</sup>, БТ<sub>9</sub><sup>2</sup>, БТ<sub>10</sub>. Опытнo-промышленная эксплуатация объекта начата в 2001 году, в промышленную разработку объект введен с января 2005 года [1-5].

Объект является основным в разработке X-ского НГК месторождения.

### ***Газоконденсатная часть***

Объект I характеризуется наибольшими накопленными показателями по газу и конденсату, его доля в накопленной добыче свободного газа составляет более 1/3 от добычи из всех газоконденсатных объектов.

На 01.01.2015 г. накопленная добыча по первому объекту разработки X-ского НГК месторождения составила: газа – 10.9 млрд.м<sup>3</sup>, конденсата – 2.9 млн.т. Динамика технологических показателей эксплуатации газоконденсатных скважин первого объекта представлена на рисунке 1. Распределение годовых отборов газа и конденсата по пластам I объекта представлено на рисунке 2.

Максимальный уровень добычи газа достигнут в 2011 году (1054 млн.м<sup>3</sup>), максимальная добыча конденсата – 301 тыс.т (2005 г.). Максимальный дебит газа 379 тыс.м<sup>3</sup>/сут (2014 г.). Максимальный дебит конденсата - 141 т/сут (2001 г.).

По состоянию на 01.01.2015 г. по пластам БТ<sub>9</sub><sup>1</sup>, БТ<sub>9</sub><sup>2</sup>, БТ<sub>10</sub> накопленный отбор газа составляет 2258, 4753 и 3883 млн. м<sup>3</sup>, конденсата - 522, 1179 и 1161 тыс. т соответственно. Основная часть накопленной добычи газа распределена между двумя пластами БТ<sub>9</sub><sup>2</sup> и БТ<sub>10</sub>, распределение накопленной добычи конденсата примерно соответствует распределению по газу.

Эксплуатация газовых скважин первого объекта сопровождается добычей пластовой воды. Накопленная добыча воды составляет 139.1 тыс.т., годовая добыча воды – 61.6 тыс.т.

По состоянию на 01.01.2015 г. с водой работают все газовые скважины объекта. Годовая добыча воды за 2014 год чуть меньше суммарной добычи за 2001 - 2013 гг. (61.6 против 77.5 тыс.т.), большая часть накопленной добычи воды по I объекту – 47.1 тыс.т. добыта скважиной № 1111.

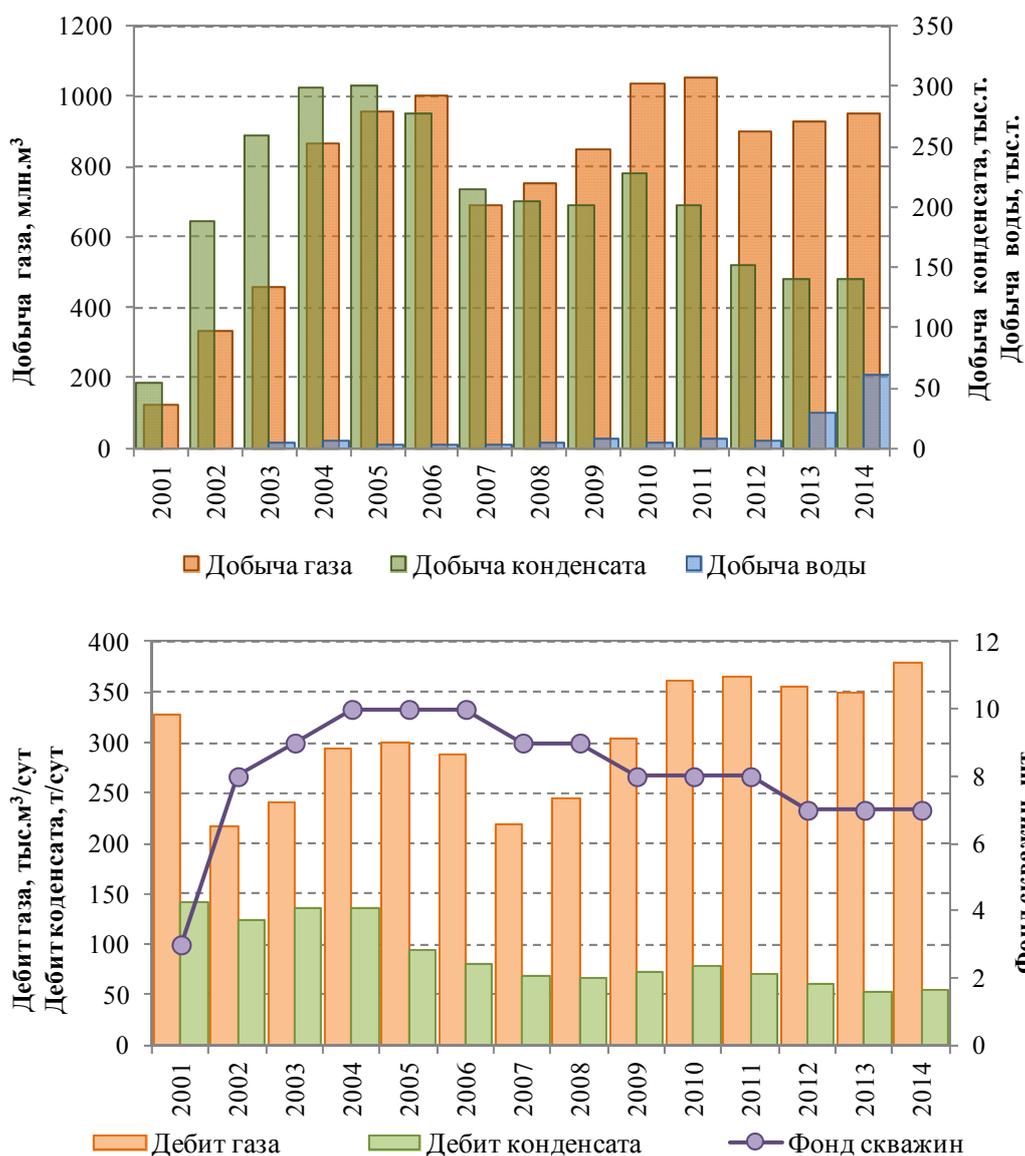


Рисунок 1 – Динамика основных показателей разработки газоконденсатной части. Объект I

Следует отметить, что скопление жидкости в ПЗП обеспечивает нестабильный режим работы добывающих скважин, а, следовательно, снижение их добывных возможностей.

В процессе накопления жидкой фазы на забое происходит увеличение противодавления на пласт, уменьшается скорость потока газа ниже критической скорости обеспечивающей вынос жидкой фазы. В результате происходит более интенсивное обводнение газовой скважины, что в конечном итоге может привести к самозадавливанию.

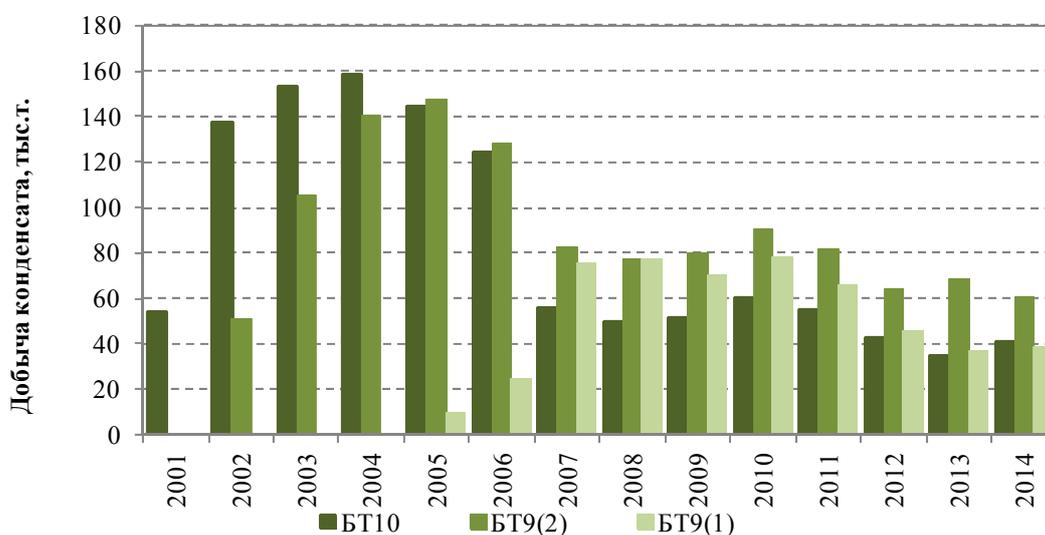
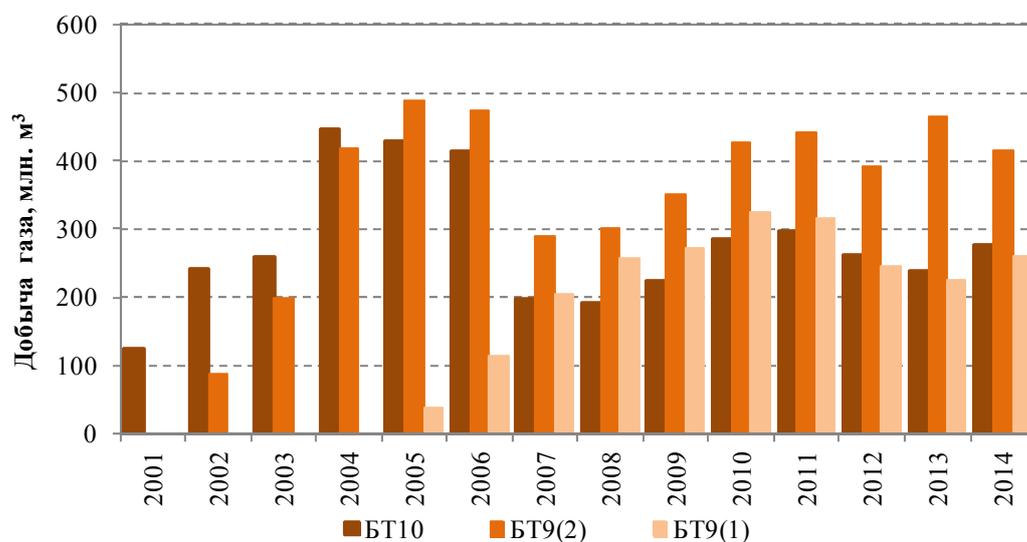


Рисунок 2 – Распределение годовых отборов газа и конденсата по пластам. Объект I

Текущий газоконденсатный фактор -  $147 \text{ г/м}^3$ , имеет тенденцию к снижению. В начальный период эксплуатации наблюдались существенные колебания удельного содержания конденсата, что возможно обусловлено недоучетом объемов добываемого газа, либо недостаточно качественным разделением продукции газоконденсатных скважин первого объекта на конденсат и нефть.

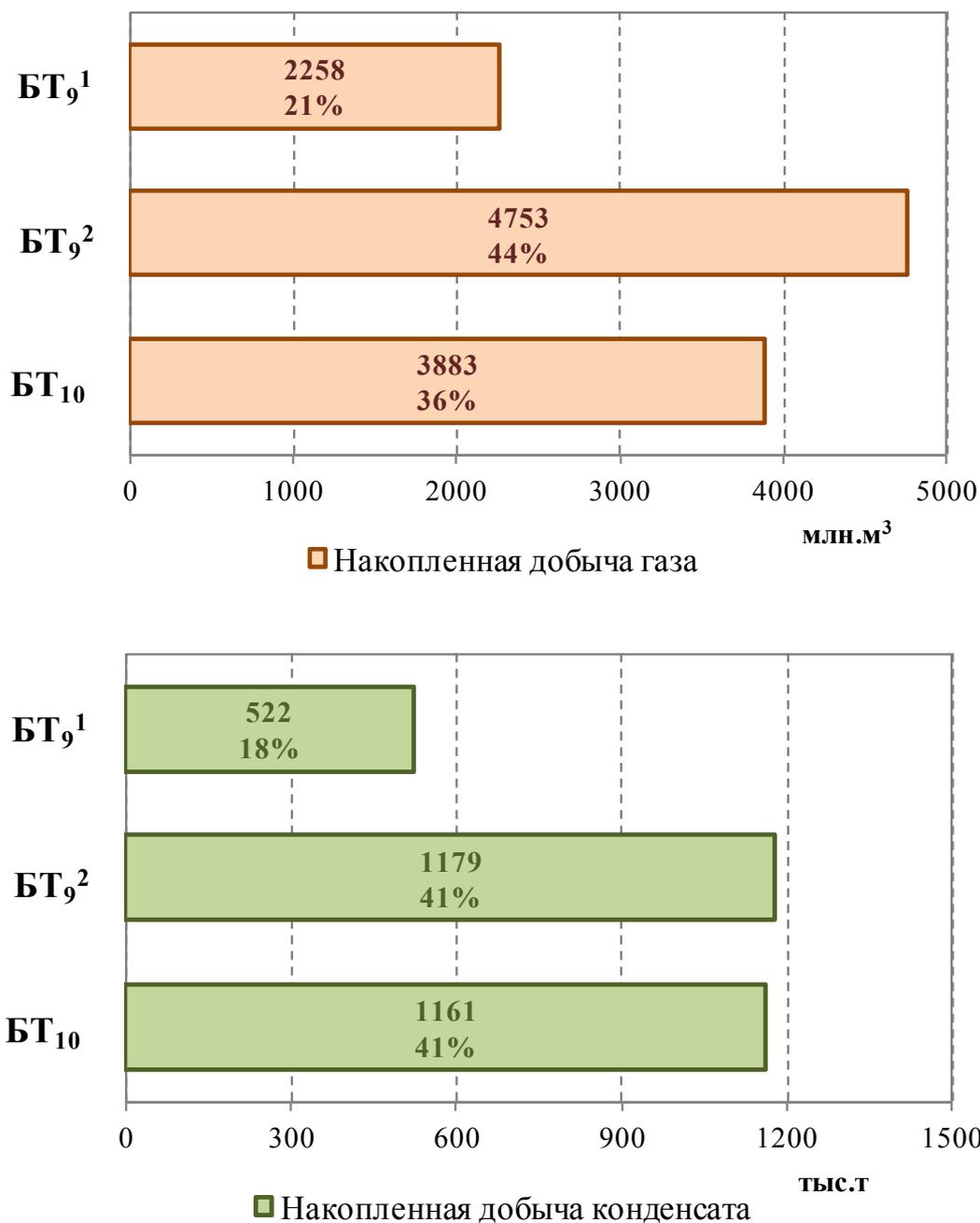


Рисунок 3 – Распределение накопленной добычи газа и конденсата по пластам. Объект I

### ***Нефтяные оторочки***

Эксплуатация нефтяных оторочек первого объекта началась в феврале 2007 года. Скважина № 108п вскрыла нефтяную часть пласта БТ<sub>10</sub>. На второй месяц эксплуатации наблюдается существенное снижение дебита скважины и увеличивается обводненность продукции до 38 %. С ноября 2007 года по февраль 2008 года скважина находилась в эксплуатации, в дальнейшем законсервирована. Остановочный дебит нефти – 87 т/сут, жидкости 104 т/сут, обводненность 17 %. Накопленная добыча нефти составила 7.029 тыс.т.

Эксплуатация скважины производилась фонтанным способом. По состоянию на 01.01.2015 г. скважина № 108п ликвидирована.

Эксплуатация нефтяной оторочки пласта БТ<sub>9</sub><sup>2</sup> начата в феврале 2008 года скважиной № 117р. В феврале - марте 2008 г. коэффициенты эксплуатации скважины были близки к единице, в апреле коэффициент эксплуатации составил 0.71, а в декабре – менее 0.12. В процессе начальных отборов углеводородов наблюдалось снижение дебитов скважины по нефти со 100 т/сут до 62.4 т/сут. С декабря 2008 года до декабря 2009 года скважина находилась в бездействии. С февраля 2010 года скважина переведена на механизированный способ добычи и эксплуатируется при помощи ЭЦН. По состоянию на 01.01.2015 г. накопленная добыча нефти по скважине № 117р составила 29.2 тыс.т.

Нефтяная оторочка пласта БТ<sub>9</sub><sup>1</sup> не разрабатывается. Извлекаемые запасы нефти пласта БТ<sub>9</sub><sup>1</sup> составляют 4 % от суммарных запасов первого объекта. Нефтяная оторочка характеризуется низкими нефтенасыщенными толщинами не более 2-х метров и полностью контактными с газом и водой запасами нефти. Ввод нефтяной оторочки пласта БТ<sub>9</sub><sup>1</sup> планируется позже.

В январе 2011 года в газоконденсатной скважине № 1111 была достреляна нефтяная часть пласта БТ<sub>9</sub><sup>2</sup>, в апреле 2011 года так же сделали приобщение нефтяной оторочки пласта БТ<sub>9</sub><sup>2</sup> в газоконденсатных скважинах №№ 312 и 1113.

На 01.01.2015 года работают только две газоконденсатные скважины №№ 312 и 1113. Скважина № 1111 отбирала нефтегазоконденсатную смесь только один год, затем в скважине пробурили боковой полого-направленный ствол на газоконденсатную часть.

Таким образом, в скважинах №№ 312 и 1113 ведется одновременная добыча нефти, газа и конденсата. По состоянию на 01.01.2015 года накопленная добыча жидкости из нефтяных оторочек в целом по объекту составила 435.6 тыс.т., нефти – 341.8 тыс.т., с учетом добычи из трех газоконденсатных скважин №№ 312, 1111 и 1113.

Добыча нефти за 2014 год (рисунок 4) – 126.6 тыс.т. (с учетом добычи нефти из двух газоконденсатных скважин №№ 312 и 1113), жидкости – 168.2 тыс.т., обводненность продукции скважин – 36.3 % (без учета газоконденсатных скважин).

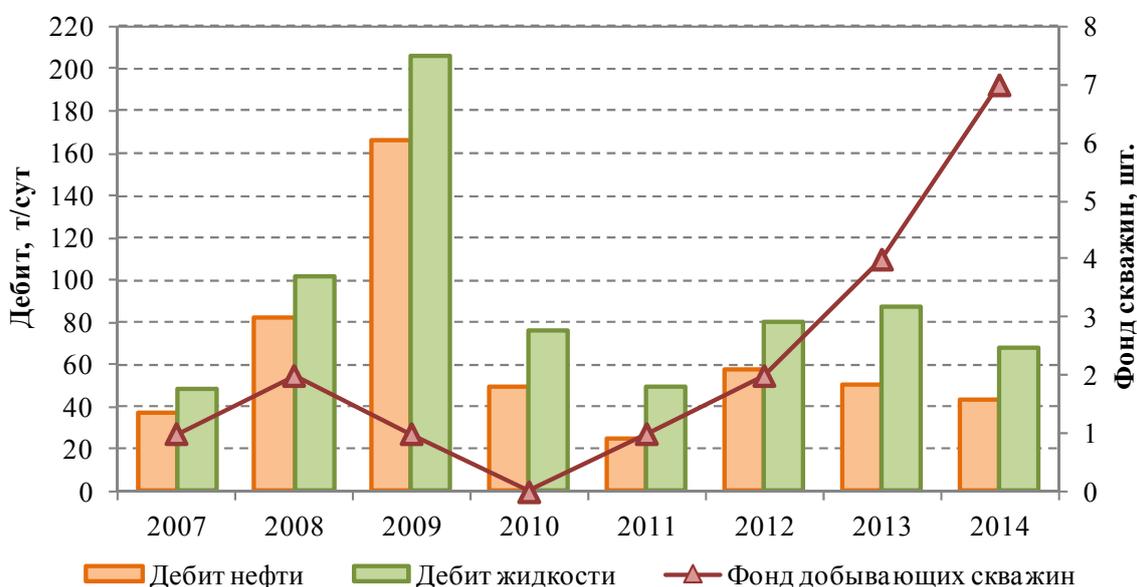
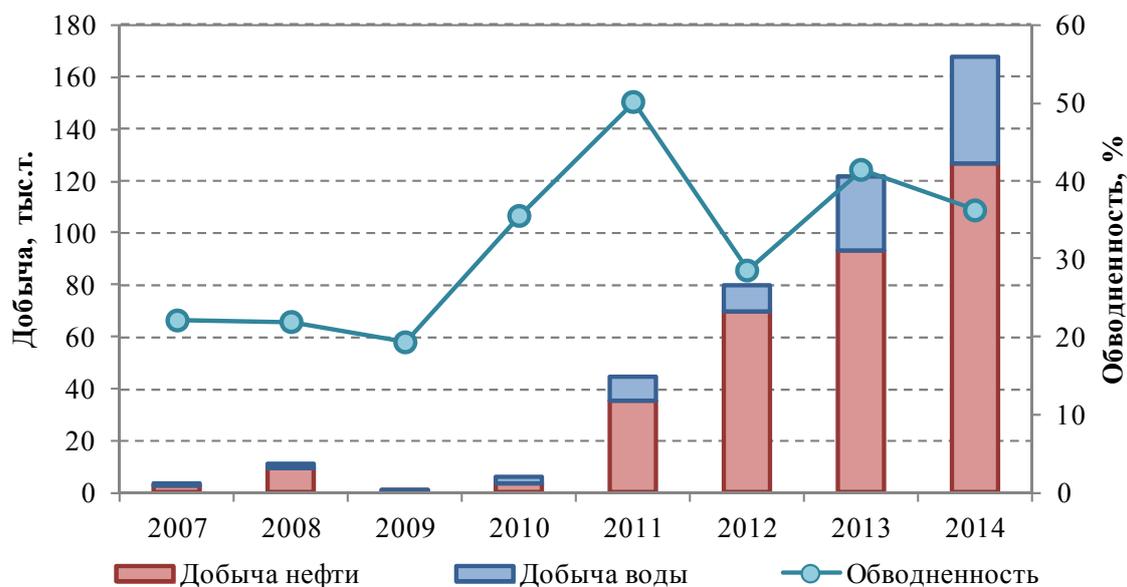


Рисунок 4 –Динамика основных показателей разработки нефтяных оторочек. Объект I

Среднегодовой дебит нефти в 2014 году составил 43.5 т/сут, жидкости – 68.3 т/сут (без учета газоконденсатных скважин).

Эксплуатация нефтяных скважин сопровождается добычей пластовой воды. За 2014 год месячный отбор воды по скважинам объекта изменялся от 0.2 тыс.т до 2.1 тыс.т. Максимальная добыча воды за всю историю разработки приходится на скважины № 117р – 34.1 тыс.т и № 116р – 36.4 тыс.т воды.

Таким образом, за весь период разработки месторождения добыто 38.2 млрд.м<sup>3</sup> свободного газа и газа газовых шапок, 6.9 млн.т. конденсата, 346.9 тыс.т. нефти, 139.4 млн.м<sup>3</sup> растворенного газа и 541.1 тыс.т. воды в целом.

Разработка пластов X-ского нефтегазоконденсатного месторождения ведется на режиме истощения.

Годовая добыча газа за 2014 год составила 3021 млн.м<sup>3</sup>, конденсата – 200 тыс.т, нефти - 128 тыс.т.

Среднегодовой дебит сухого газа в 2014 году составил 328 тыс.м<sup>3</sup>/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 АТ<sub>6-7</sub> седьмого объекта разработки, они составляют 16 %.

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

## Литература

1. Отчет ООО "ВолгоУралНИПИГаз" и ООО НПФ "Бинар" «Проект разработки Х-ского нефтегазоконденсатного месторождения», протокол ЦКР Роснедра по ЯНАО №49-06 от 17.12.2009 г.

2. Отчет ОАО "СибНАЦ" «Подсчет запасов углеводородного сырья Х-ского нефтегазоконденсатного месторождения», протокол ГКЗ Роснедр 1132-дсп от 16.12.2005 г.

3. Отчет ОАО "СибНАЦ" «Оперативный подсчет запасов углеводородов Х-ского месторождения», Х-ская площадь, протокол ФАН Роснедр № 18/862-пр от 07.11.2008 г.

4. Рассохин Г.В. Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений // М.: Недра, 1977. - 184 с.

5. Гриценко А.И., Островская Т.Д., Юшкин В.В. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа // М., Недра, 1983 г.