

УДК 622.276

## ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ ВОСТОЧНО-ТАРКОСАЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Сепык О.Я., Серов К.В., Иванов А.М.

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

В газоконденсатной части Восточно-Таркосалинского месторождения выделено три эксплуатационных объекта – БП12-14, БП15, БП17. Основным по количеству скважин является объект БП12-14. Объекты БП15 и БП17 разрабатываются единичными скважинами. Выбор вариантов расчета и прогнозирования технологических показателей разработки объектов обосновывался исходя из состояния изученности, геологического строения, фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, продуктивности скважин, полученных на основе промысловых исследований и физико-химических свойств насыщающих флюидов, а также с учетом текущего состояния разработки и разбуренности объектов. Максимальный уровень добычи газа в целом по газоконденсатным объектам достигается в 2020 году в объеме 745 млн.м<sup>3</sup> при темпе отбора от начальных запасов 0,6 %, проектный уровень добычи конденсата – 92,9 млн.т. За расчетный период в 69 лет накопленная добыча газа составит 20909 млн.м<sup>3</sup>, конденсата – 2815 тыс.т. На конец расчетного периода накопленная добыча газа составит 62187 млн.м<sup>3</sup>, конденсата – 8628 тыс.т. Отбор от начальных геологических запасов свободного газа и газа газовых шапок – 47 %, КИК – 0,306. В целом по месторождению, с учетом добычи свободного газа газового объекта ПК1, накопленная добыча газа на конец расчетного периода составит 276292,0 млн.м<sup>3</sup>, конденсата – 9156 тыс.т. Накопленный отбор от начальных геологических запасов свободного газа и газа газовых шапок составит 68,3 %, КИК – 0,300.

Ключевые слова: газ, валанжинские отложения, добыча углеводородов, месторождение, скважина.

## SUBSTANTIATION OF DEVELOPMENT OPTIONS FOR THE EAST-TARKOSALINSKOYE FIELD

Sepyk O.Y., Serov K.V., Ivanov A.M.

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

In the gas condensate part of the Vostochno-Tarkosalinskoye field, three production facilities have been identified - BP12-14, BP15, BP17. The main one by the number of wells is the BP12-14 facility. The BP15 and BP17 facilities are developed by single wells. The choice of options for calculating and predicting technological indicators of the development of objects was justified based on the state of knowledge, geological structure, reservoir properties of reservoirs, productivity of wells obtained on the basis of field research and physical and chemical properties of saturating fluids, as well as taking into account the current state of development and drilling of objects ... The maximum level of gas production as a whole for gas condensate facilities is achieved in 2020 in the amount of 745 million m<sup>3</sup> at a rate of extraction from initial reserves of 0.6%, the design level of condensate production is 92.9 million tons. For a calculated period of 69 years, the cumulative gas production will amount to 20909 million m<sup>3</sup>, condensate - 2815 thousand tons. At the end of the accounting period, cumulative gas production will amount to 62187 million m<sup>3</sup>, condensate - 8628 thousand tons. The selection from the initial geological reserves of free gas and gas from gas caps - 47%, condensate recovery - 0.306. In general, for the field, taking into account free gas production at the PK1 gas facility, cumulative gas production at the end of the calculation period will amount to 276292.0 million m<sup>3</sup>, condensate - 9156 thousand tons. The accumulated withdrawal from the initial geological reserves of free gas and gas from gas caps will be 68.3%, condensate recovery - 0.300.

Keywords: gas, Valanginian deposits, hydrocarbon production, field, well.

В административном отношении Восточно-Таркосалинское месторождение расположено в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Ближайшими населенными пунктами являются г. Тарко-Сале (административный центр Пуровского района), расположенный приблизительно в 3 км от западной границы участка, и в 10 км расположены поселки Пуровск и Сывдарма.

В разрезе Восточно-Таркосалинского месторождения выделен один газовый, три газоконденсатных и пять нефтяных эксплуатационных объектов, отличающихся друг от друга геолого-физическими и фильтрационно-емкостными характеристиками:

- газовый объект ПК<sub>1</sub>;
- газоконденсатные объекты БП<sub>12-14</sub>, БП<sub>15</sub> и БП<sub>17</sub>;
- нефтяные объекты БП<sub>12</sub>, БП<sub>14</sub>, БП<sub>15</sub>, БП<sub>16</sub> и БП<sub>17</sub>.

Выбор вариантов расчета и прогнозирования технологических показателей разработки объектов обосновывался исходя из состояния изученности, геологического строения, фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, продуктивности скважин, полученных на основе промысловых исследований и физико-химических свойств насыщающих флюидов, а также с учетом текущего состояния разработки и разбуренности объектов.

При моделировании прогнозных вариантов разработки, задавались следующие ограничения на работу скважин:

Для газовых и газоконденсатных скважин: контроль по устьевому давлению. Динамика устьевого давления унаследована с исторического периода. Минимальное устьевое давление 24 атм.

Для нефтяных скважин: контроль по забойному давлению – соответствует расчетному на последнюю дату исторического периода. Минимальный предел значения забойного давления ниже давления насыщения на 40-50 %.

Дополнительное экономическое ограничение для газовых и газоконденсатных скважин – остановка скважины при снижении дебита газа до 30000 м<sup>3</sup>/сут, либо достижение водогазового фактора 0,00001 см<sup>3</sup>/см<sup>3</sup>.

Дополнительное экономическое ограничение для нефтяных скважин – закрытие перфорации при обводненности свыше 98 %, либо дебита нефти менее 0,5 т/сут.

Характеристика вариантов разработки объектов Восточно-Таркосалинского месторождения

***Газоконденсатный объект БП<sub>12-14</sub>***

Объект находится в промышленной разработке с 1999 г. Запасы свободного газа, газа газовой шапки и конденсата оценены по категориям АВ<sub>1</sub> и В<sub>2</sub>. Объем геологических запасов свободного газа – 120999 млн.м<sup>3</sup>, конденсата (геол./извл.) – 25411 / 17436 тыс.т.

По объекту рассмотрено два варианта разработки.

### **Вариант 1**

Реализация решений действующего проектного документа. Предусматривается вовлечение в разработку запасов УВ неохваченных выработкой, бурением боковых стволов из существующих скважин.

Предусматривается бурение двух новых скважин на залежь р-н скв. 137р (пласт БП<sub>12</sub><sup>3</sup>), запасы которой отнесены к категории В<sub>2</sub>, а также вовлечение в разработку запасов УВ пластов БП<sub>12</sub><sup>3</sup> и БП<sub>14</sub><sup>2</sup> неохваченных выработкой, бурением боковых стволов из существующих скважин.

Схема размещения скважин – избирательная.

Общий фонд скважин – 37, в т.ч. добывающих газовых – 35 (из них 15 горизонтальных), контрольных – 2.

Фонд скважин для бурения – две наклонно-направленные скважины.

Ввод скважин из освоения прошлых лет – одна (№ 21к).

Перевод скважин с других объектов – две (№№ 128р, 51к).

Бурение БГС – пять (скв. №№ 31к, 44к, 51к, 244к, 128р).

Накопленный объем добычи свободного газа и газа газовой шапки на конец расчетного периода – 54176 млн.м<sup>3</sup>, конденсата – 7236,9 тыс.т. Достижение КИК на конец расчетного периода – 0,285 д.ед. Схема размещения проектного фонда скважин по объекту представлена на рисунке 1.

### **Вариант 2**

Предусматривается вовлечение в разработку запасов УВ неохваченных выработкой, с использованием скважин нижележащих объектов.

Схема размещения скважин – избирательная.

Общий фонд скважин – 43, в т.ч. добывающих газовых – 41 (из них 16 горизонтальных), контрольных – 2.

Фонд скважин для бурения – две наклонно-направленные скважины.

Ввод скважин из освоения прошлых лет – одна (№ 21к).

Перевод скважин с других объектов – две (№№ 128р, 51к).

Бурение БГС – пять (скв. №№ 31к, 44к, 51к, 244к, 128р).

Приобщение пластов БП<sub>12</sub><sup>3</sup> и БП<sub>14</sub><sup>2</sup> – 8 (скв. №№ 91к, 103к, 21к, 113к, 112к, 92к, 70р, 72к).

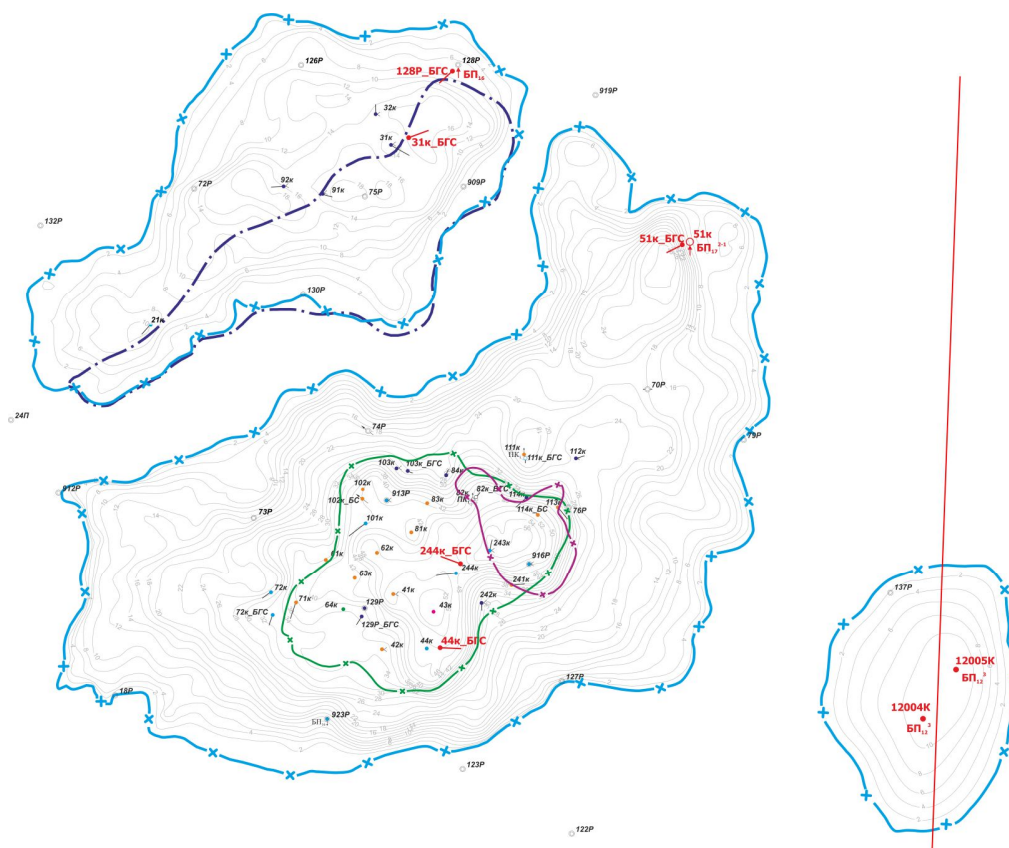


Рисунок 1 – Проектный фонд. Объект БП<sub>12-14</sub>. Вариант 1

Для довыработки запасов предусматривается перевод скважин объекта БП<sub>16</sub>, выполнивших свое проектное назначение.

Реализация программы ГТМ по оптимизации режима работы скважин.

Накопленный объем добычи свободного газа и газа газовой шапки на конец расчетного периода – 56789 млн.м<sup>3</sup>, конденсата – 7778 тыс.т. Достижение КИК на конец расчетного периода – 0,305 д.ед. Схема размещения проектного фонда скважин по объекту представлена на рисунке 2.

#### ***Газоконденсатный объект БП<sub>15</sub>***

Объект разрабатывается с 2002 г. одной (№ 64к) совместной скважиной с пластами БП<sub>12</sub><sup>3</sup> и БП<sub>14</sub><sup>2</sup>. Запасы свободного газа, газа газовой шапки и конденсата оценены по категориям В<sub>1</sub> и В<sub>2</sub>. Объем геологических запасов свободного газа и газа газовых шапок – 9634 млн.м<sup>3</sup>, конденсата (геол./извл.) – 2460 / 693 тыс.т.

По объекту рассмотрен один вариант – предусматривающий реализацию решений действующего проектного документа.

#### **Вариант 1**

Предусматривается вовлечение в разработку запасов УВ пласта БП<sub>15</sub> неохваченных выработкой, бурением боковых стволов из скважин, выполнивших свое проектное назначение на вышележащем газоконденсатном объекте БП<sub>12-14</sub>.

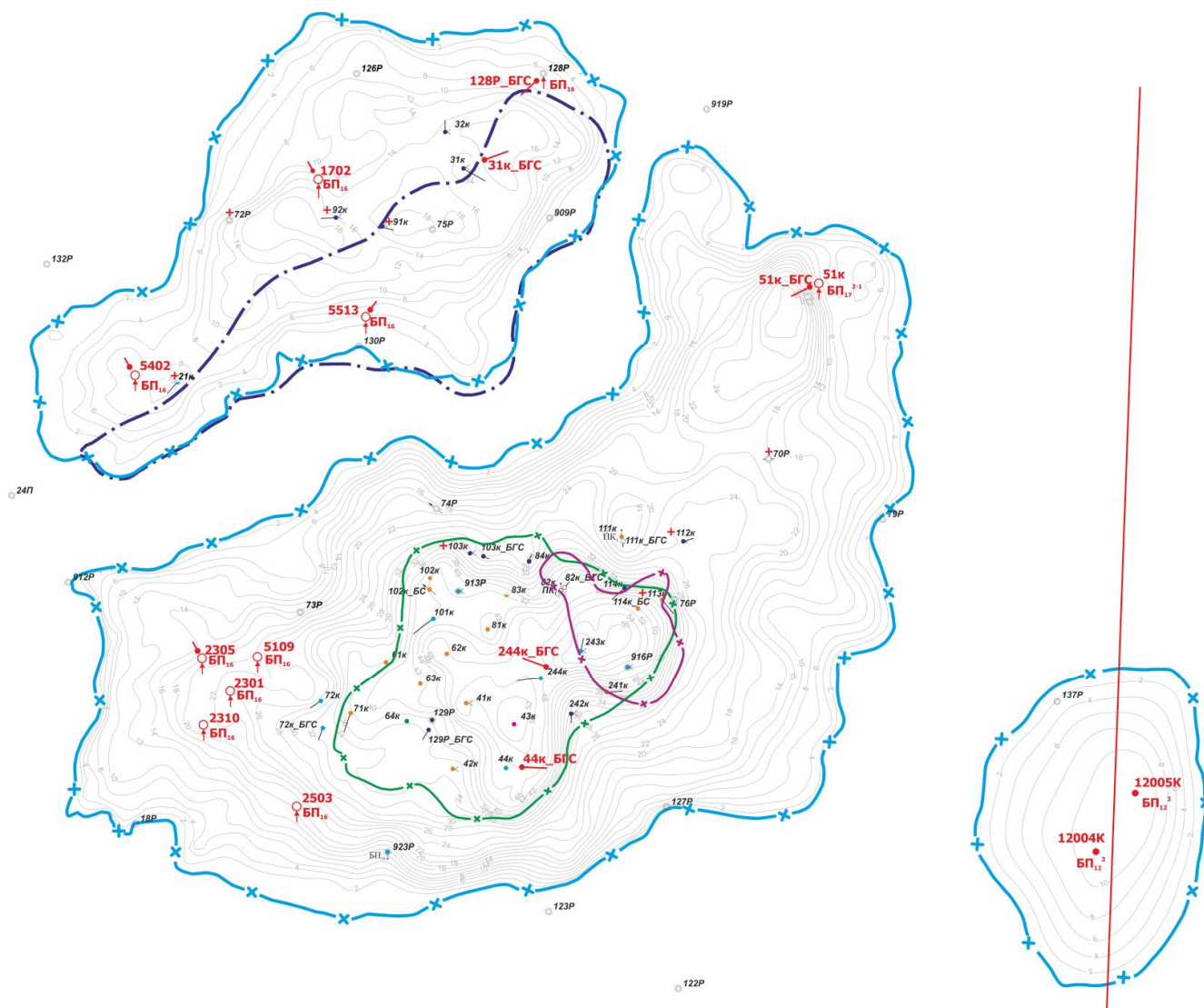


Рисунок 2 – Проектный фонд. Объект БП<sub>12-14</sub>. Вариант 2

Схема размещения скважин – избирательная.

Общий фонд скважин – 15.

Приобщение пласта к объекту ГК (пласты БП<sub>12-14</sub>) в 8 скважинах (№№ 32к, 21к, 61к, 83к, 84к, 92к, 101к, 128р).

Перевод на пласт бурением БГС – 6 скважины (№№ 243к, 244к, 114к, 44к, 41к, 63к).

Накопленный объем добычи свободного газа и газа газовой шапки на конец расчетного периода – 44238 млн.м<sup>3</sup>, конденсата – 693 тыс.т.

Достижение КИК на конец расчетного периода – 0,282 д.ед.

Схема размещения проектного фонда скважин представлена рисунке 3.

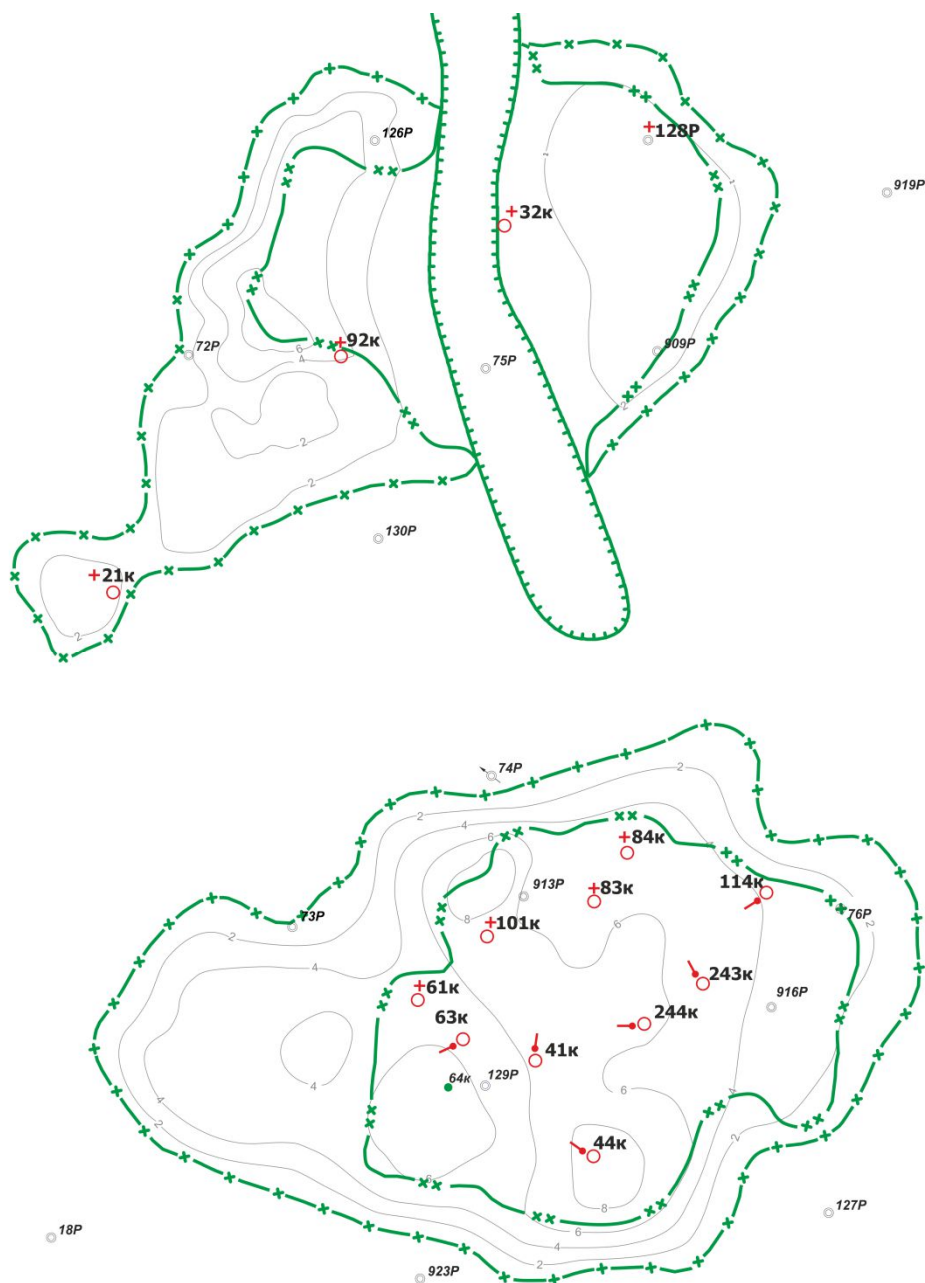


Рисунок 3 – Проектный фонд. Объект БП<sub>15</sub>. Вариант 1

### ***Газоконденсатный объект БП<sub>17</sub>***

Разработка объекта начата в 2012 году вводом в эксплуатацию скважины № 51к. Запасы газа газовой шапки и конденсата оценены по категориям В<sub>1</sub> и В<sub>2</sub>. Объем геологических запасов газа – 1309 млн.м<sup>3</sup>, конденсата (геол./извл.) – 344 / 157 тыс.т.

По объекту рассмотрен один вариант – предусматривающий реализацию решений действующего проектного документа.

### **Вариант 1**

Предусматривается вовлечение в разработку запасов УВ пласта БП<sub>17</sub><sup>2-1</sup> неохваченных выработкой, бурением боковых стволов из скважин, выполнивших свое проектное назначение на других объектах.

Схема размещения скважин – избирательная.

Общий фонд скважин – 3, в т.ч. добывающих газовых – 2, контрольных – 1.

Перевод скважин с других объектов – две (№№ 70р, 77р).

Бурение БГС – два (скв. №№ 70р, 77р).

Накопленный объем добычи газа газовой шапки на конец расчетного периода – 960 млн.м<sup>3</sup>, конденсата – 157 тыс.т.

Достижение КИК на конец расчетного периода – 0,456 д.ед.

Схема размещения проектного фонда скважин представлена на рисунке 7.

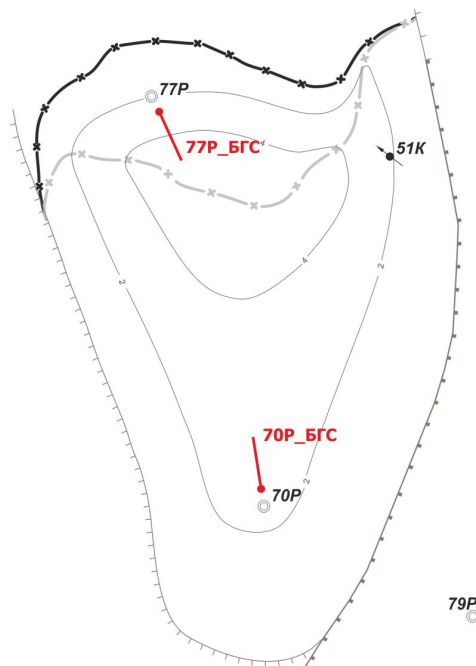


Рисунок 7 – Проектный фонд. Объект БП17. Вариант 1

Максимальный уровень добычи газа в целом по газоконденсатным объектам достигается в 2020 году в объеме 745 млн.м<sup>3</sup> при темпе отбора от начальных запасов 0,6 %, проектный уровень добычи конденсата – 92,9 млн.т. За расчетный период в 69 лет накопленная добыча газа составит 20909 млн.м<sup>3</sup>, конденсата – 2815 тыс.т. На конец расчетного периода накопленная добыча газа составит 62187 млн.м<sup>3</sup>, конденсата – 8628 тыс.т. Отбор от начальных геологических запасов свободного газа и газа газовых шапок – 47 %, КИК – 0,306.

В целом по месторождению, с учетом добычи свободного газа газового объекта ПК<sub>1</sub>, накопленная добыча газа на конец расчетного периода составит 276292,0 млн.м<sup>3</sup>, конденсата – 9156 тыс.т. Накопленный отбор от начальных геологических запасов свободного газа и газа газовых шапок составит 68,3 %, КИК – 0,300.

## Литература

1. Мальцев А.И. Особенности проектирования разработки Восточно-Таркосалинского нефтегазоконденсатного месторождения в условиях ограниченного отбора газа. Геология, география и глобальная энергия, № 3, 2010.
2. Паникаровский Е.В., Мальцев А.И., Кустышев А.В., Шепотько Н.В., Глущенко Т.В., Магомедова М.К. Технология удаления жидкости с забоев горизонтальных скважин Восточно-Таркосалинского месторождения. Наука и ТЭК, № 7, 2011.
3. Отчет ООО «Ойл-Геоцентр» «Проект разработки Восточно-Таркосалинского месторождения» – Москва, 2007 г.
4. Авторский надзор за реализацией проектных решений «Проекта разработки Восточно-Таркосалинского месторождения (ООО «ТюменНИИГипрогаз»), протокол ТО ЦКР Роснедра по ЯНАО № 44-08 от 16.12.2008 г.
5. Авторский надзор за реализацией проектных решений «Проекта разработки Восточно-Таркосалинского месторождения» (ООО «Ойл-Геоцентр»), протокол ТО ЦКР по ЯНАО № 45-09 от 17.12.2009 г.