

*Мезеровский А.В.  
студент  
Тюменский государственный университет,  
Россия, г. Тюмень  
e-mail: mezerovski@gmail.com*

## **ОПТИМАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ РАЗРАБОТКИ БЛОКА А4 УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

***Аннотация:** В данной работе на основе статистических данных предлагается оптимальная стратегия разработки блока А4 Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.*

**Ключевые слова:** оптимальный вариант разработки, конденсат, газ.

*Mezerovsky A. V.  
student  
Tyumen State University,  
Russia, Tyumen*

## **OPTIMAL OPTION FOR DEVELOPMENT OF BLOCK A4 OF THE URENGOY OIL AND GAS CONDENSATE FIELD**

***Abstract:** In this paper, based on statistical data, an optimal strategy for the development of block A4 of the Urengoyskoye oil and gas condensate field is proposed.*

**Key words:** optimal development option, condensate, gas.

### **1. Общие сведения о месторождении и блоке А4**

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в северной части Западно-Сибирской низменности в Ямало-Ненецком Автономном округе Пуровском районе недалеко от города г.Новый Уренгой. Это месторождение относится к классу уникальных газовых месторождений.

Территория месторождения это заболоченная с редкими холмами равнина. Почти половину площади занимают болота, это сильно затрудняет проходимость местности. Район работ находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород. Климат Пуровского района резко континентальный, средняя температура июня составляет +14 °С, в январе температура может упасть до -56 °С.

Географические факторы и климатические факторы сильно усложняют

разработку месторождения и поэтому нахождение оптимального варианта разработки для недропользователя и государства особенно актуально.

## **2. Особенности геологического строения**

Уренгойский лицензионный участок в силу своей протяженности разделен на шесть эксплуатационных участков: 1А, 2А, 3А, 4А, 5А, 6А, но в настоящее время разрабатываются только участки 1А и 2А. Участок 4А, который является объектом исследования данной статьи, не разрабатывается. На участке 4А выявлены нефтегазоконденсатные отложения ачимовской свиты.

Толщина ачимовских отложений варьируется от 80 до 418 м. К ачимовской толще приурочены продуктивные пласты  $Aч_1^2$ ,  $Aч_1^3$ ,  $Aч_1^4$ ,  $Aч_1^5$ ,  $Aч_2$ ,  $Aч_2^2$ ,  $Aч_3$ ,  $Aч_4$ ,  $Aч_3-4^1$ ,  $Aч_3-4^2$ ,  $Aч_5^1$ ,  $Aч_5^{2-3}$ ,  $Aч_6^{01}$ ,  $Aч_6^{02}$ ,  $Aч_6^1$ ,  $Aч_6^2$ . Строение ачимовской толщи крайне неоднородное, в ее состав входят ряд песчаных пластов, имеющих линзовидный характер залегания. В этих пластах обнаружены залежи газоконденсата и нефти залежи.

Фильтрационно-емкостные свойства ачимовского комплекса обычно низкие, проницаемость составляет от  $10^{-15} м^2$  до  $10 \cdot 10^{-15} м^2$ , открытая пористость 16-20 %, цемент коллекторов глинисто-карбонатный. По керну и данным испытаний дебиты газа больше 300 тыс.м<sup>3</sup>/сут, дебиты конденсата больше 100 м<sup>3</sup>/сут. Кроме порового коллектора присутствует и трещинный тип коллекторов и смешанный порово-трещинный.

На Уренгойском лицензионном участке Уренгойского месторождения начальные запасы газа ачимовского комплекса, утвержденные Роснедра по состоянию на 01.01.2015, составляют 1671.8 млрд. м<sup>3</sup>, в т.ч. по категории В1 – 1389.5 млрд. м<sup>3</sup>, по категории В2 – 282.3 млрд. м<sup>3</sup>, накопленная добыча составляет – 20.7 млн. м<sup>3</sup>; начальные запасы конденсата (геологические /извлекаемые) – 507.8 / 265.2 млн. т, в т.ч. по категории В1 – 423.9 / 221.0 млн.т, по категории В2 – 83.9/44.2 млн. т, накопленная добыча составляет – 6.9 тыс. т; начальные запасы нефти (геологические/извлекаемые) – 202.5/41.5 млн. т, в т.ч. по категории В1 – 71.3 / 15,0 млн. т, по категории В2 – 131.3 / 26.5 млн. т.

## **3. Варианты размещения скважин**

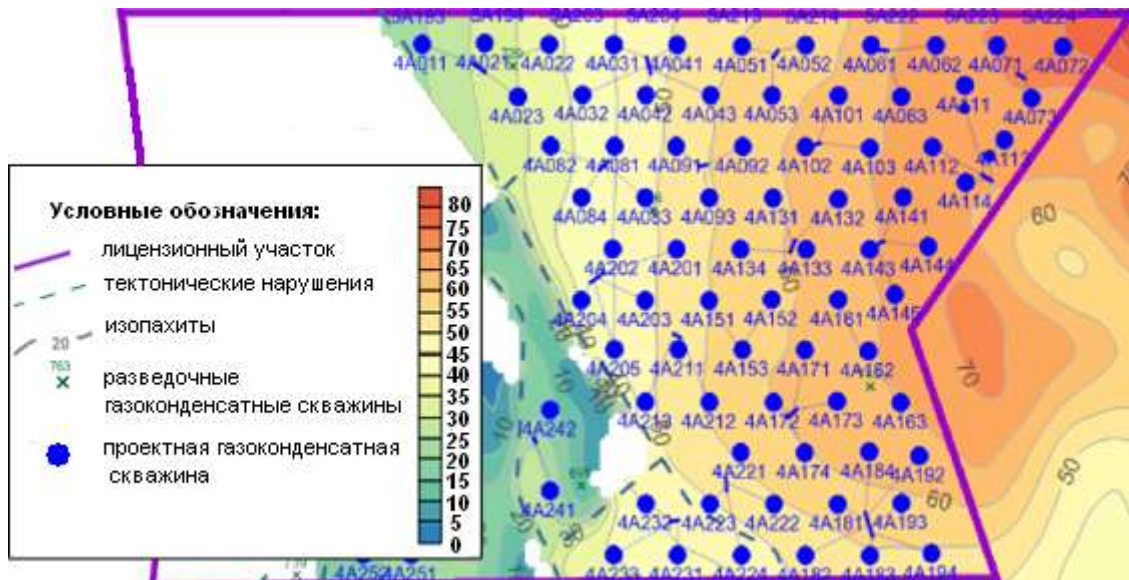
В проектом документе, предложенном в работах [1-2] и утвержденном ЦКР Роснедра, зона размещения проектных скважин в пределах контура распространения коллекторов со средним значением параметра гидропроводности  $k \cdot h > 10$  мД·м (**ВАРИАНТ 1-базовый**), рисунок 1.

Однако после создания «Единой технологической схемы разработки» на ачимовскую толщу Уренгойского НГКМ пробурено более ста новых скважин. На основании исследований на керне и гидродинамических исследований скважин, [3-4] мною предложена граница размещения скважины - среднее значение параметра  $k \cdot h > 20$  мД·м (**ВАРИАНТ 2-альтернативный**), рисунок 2.

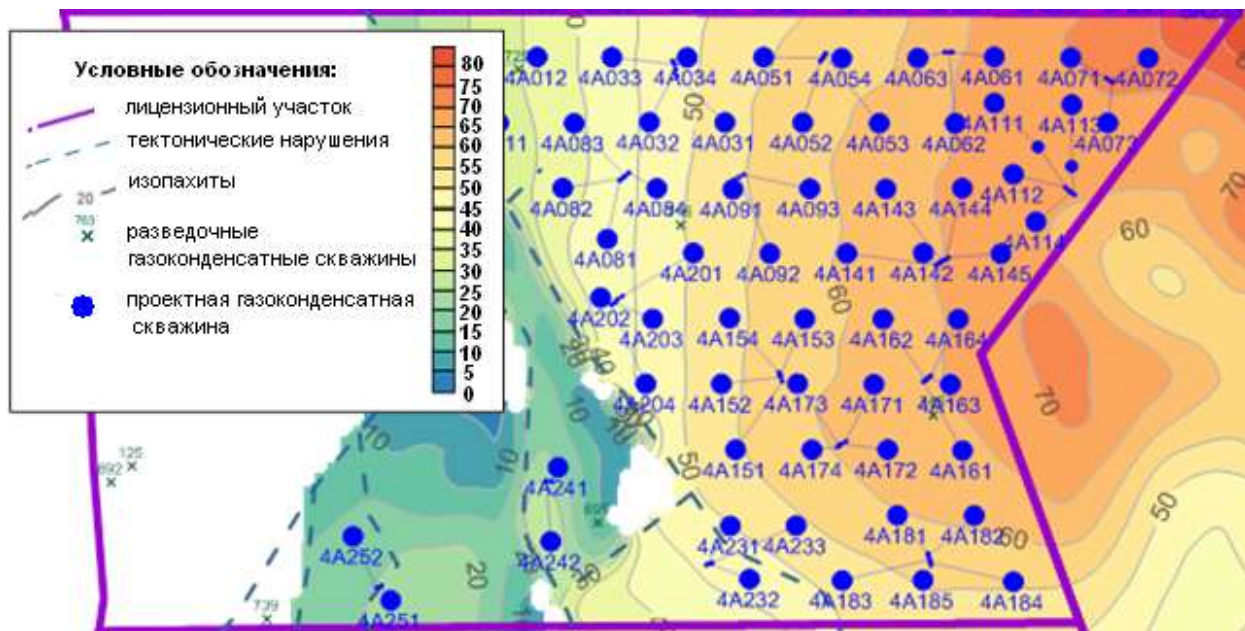
В таблице 1 приведены основные технологические показатели разработки вариантов 1 и 2, которые были получены после гидродинамического моделирования. Основные показатели разработки эксплуатационного участка 4А приведены на рисунке 3. Из таблицы и рисунка видно, что эти два варианта различаются по накопленным показателям незначительно.

**Таблица 1. Технологические параметры вариантов**

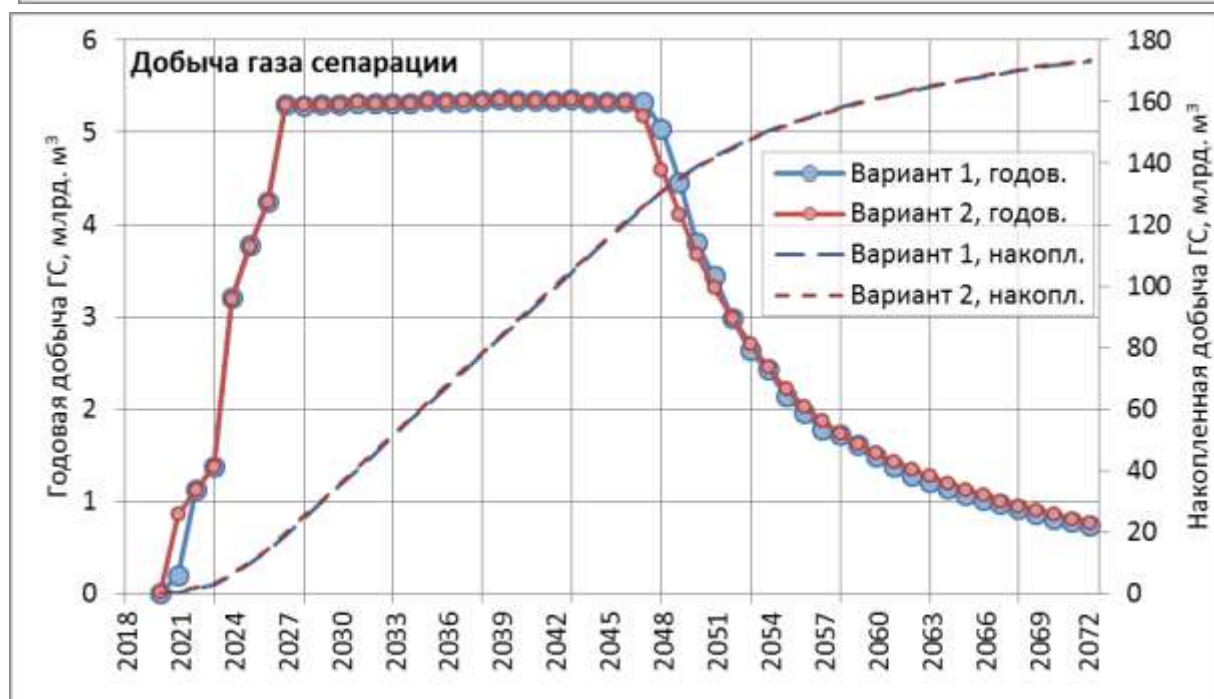
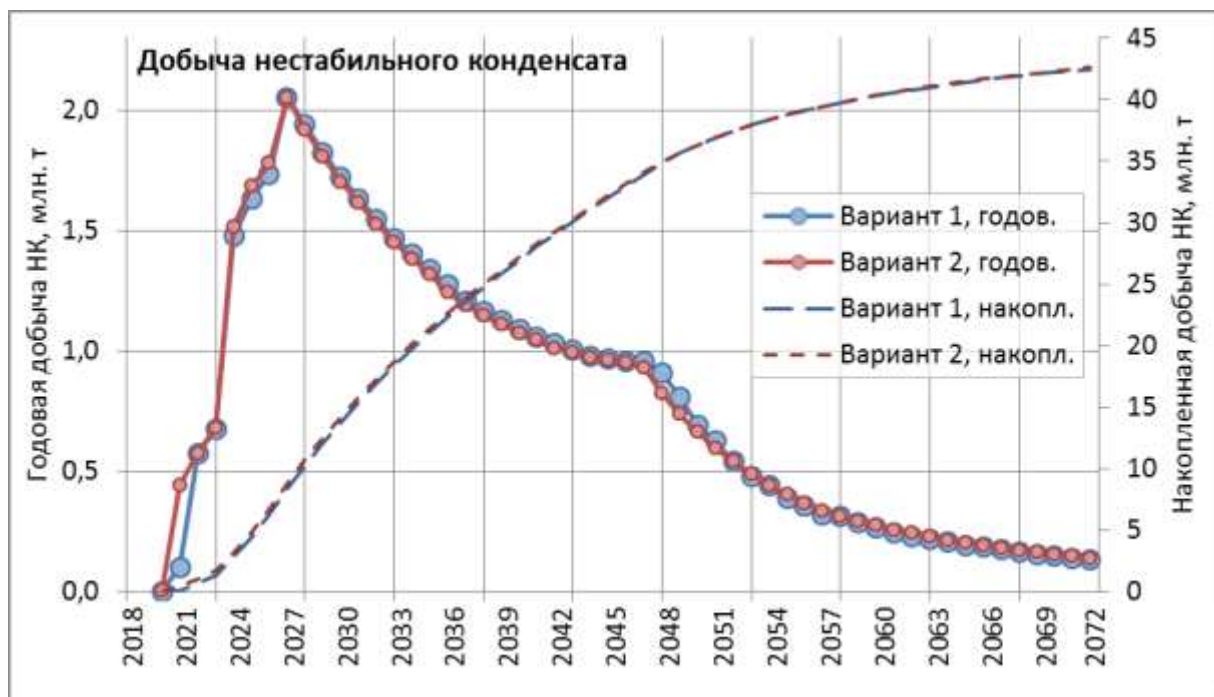
| <b>Показатель</b>                                | <b>Вариант 1</b>           | <b>Вариант 2</b>           |
|--------------------------------------------------|----------------------------|----------------------------|
| Суммарный фонд проектных добывающих скважин      | 77                         | 61                         |
| Уровень годовой добычи пластового газа           | 5.2 млрд. м <sup>3</sup>   | 5.2 млрд. м <sup>3</sup>   |
| Продолжительность периода постоянной добычи газа | 21 год                     | 20                         |
| Накопленная добыча газа сепарации                | 173.2 млрд. м <sup>3</sup> | 173.0 млрд. м <sup>3</sup> |
| Накопленная добыча нестабильного конденсата      | 42.5 млн. т                | 42.4 млн. т                |



*Рисунок 1. Размещение скважин на карте эффективных газонасыщенных толщин по пластам, вариант 1 [1].*



*Рисунок 2. Размещение скважин на карте эффективных газонасыщенных толщин по пластам, вариант 2.*



**Рисунок 3. Сопоставление графиков добычи углеводородов по вариантам разработки, участок 4А.**

#### 4. Выводы

В пределах эксплуатационного участка 4А Уренгойского месторождения рассмотрены два варианта, различающиеся фондом скважин. К реализации рекомендуется вариант 2, который предполагает сокращение фонда по сравнению с вариантом 1 эксплуатационных скважин до 61 ед., а кустовых

площадок до 17 ед. На мой взгляд, явное преимущество у варианта 2, этот вариант характеризуется уменьшением фонда проектных скважин более чем на 20 %, при этом добыча газа и конденсата примерно соответствует варианту 1.

### **Список литературы:**

1. Единая технологическая схема разработки залежей углеводородного сырья ачимовских отложений Уренгойского месторождения (протокол ЦКР Роснедра по УВС № 22-11 от 21.07.2011). 2011. 73 с.

2. Авторское сопровождение опытно-промышленной эксплуатации, уточнение геолого-гидродинамической модели и проектных решений для полномасштабной разработки первого опытного участка ачимовских отложений Уренгойского месторождения: Отчет о НИР / ООО «ТюменНИИгипрогаз» / под. ред. Нестеренко А.Н. Тюмень, 2011. 287 с.

3. Оперативный подсчет запасов газа, конденсата и нефти Самбургского лицензионного участка (Уренгойское НГКМ): ОАО «СибНАЦ», ОАО «Арктикгаз» / под. ред. Пенягин П.В., Михайлова Н.А., Ульянова В.П. Тюмень, 2012. 692 с.

4. Оперативный подсчет запасов газа, конденсата и нефти Уренгойского месторождения Самбургского и Ево-Яхинского лицензионных участков ОАО «Арктикгаз»: ОАО «СибНАЦ», ОАО «Арктикгаз» / под. ред. Михайлова Н.А., Ульянова В.П. Тюмень, 2013. 881 с.