

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

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ БЛОКА А4 УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

***Аннотация:** Данная работа посвящена анализу возможных технологий разработки блока А4 Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. В работе рассмотрены варианты разработки на естественном и водонапорном режиме, а также сайклинг процесс.*

Ключевые слова: выбор технологии разработки, конденсат, газ.

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

ANALYSIS OF TECHNOLOGIES FOR DEVELOPMENT OF BLOCK A4 OF THE URENGOY DEPOSIT

***Abstract:** This work is devoted to the analysis of possible technologies for the development of block A4 of the Urengoy oil and gas condensate field. The work considers the options for development in natural and water pressure regimes, as well as the cycling process.*

Key words: choice of development technology, condensate, gas.

1. Введение

В настоящее время нефтяная отрасль России испытывает ряд проблем, это и низкие цены на нефть и высокое налоговое бремя и истощение легкоизвлекаемых запасов нефти. Нефть добывать все труднее и достижение коэффициента извлечения нефти (КИН) оказывается все проблематичнее. С другой стороны газовая отрасль России сталкивается с необходимостью добычи конденсата, а конденсат это фактически легкая нефть. Конденсат - побочный продукт разработки газовых месторождений. Увеличение конденсатоотдачи это получение дополнительной нефти, что весьма актуально в нынешних условиях.

В данной работе на основе средств гидродинамического моделирования решается вопрос повышения конденсатоотдачи одного из месторождений Западной Сибири.

2.Блок А4 Уренгойского месторождения

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение это уникальное месторождение. Оно расположено в Ямало-Ненецком Автономном округе Пуровском районе.

Почти половину площади месторождения занимают болота с редкими всхолмлениями. Пуровский район расположен в зоне распространения многолетнемерзлых пород, это сильно затрудняет проходимость местности и осложняет разработку месторождения. Климат Пуровского района резко континентальный, средняя температура июня составляет +14 °С, в январе температура может упасть до -56 °С.

Климатические, географические и демографические факторы резко удорожают добычу нефти и газа и поэтому анализ возможных технологий разработки очень актуален.

Уренгойский лицензионный участок поделен на шесть эксплуатационных участков: 1А, 2А, 3А, 4А, 5А, 6А, в настоящее время разрабатываются участки 1А и 2А. Участок 4А не разрабатывается, геологические исследования показали наличие на участке 4А продуктивных отложений ачимовского комплекса. К ачимовской толще приурочены продуктивные пласты Ач₁², Ач₁³, Ач₁⁴, Ач₁⁵, Ач₂, Ач₂², Ач₃, Ач₄, Ач₃₋₄¹, Ач₃₋₄², Ач₅¹, Ач₅²⁻³ Ач₆⁰¹, Ач₆⁰², Ач₆¹, Ач₆². Характер насыщения в разных залежах различный, обнаружены отдельные залежи нефти и конденсата. В таблице 1 приведены фильтрационно-емкостные и продуктивные свойства по блоку 4А.

Таблица 1. Фильтрационно-емкостные и продуктивные свойства по блоку 4А.

Показатель	Значение
Газонасыщенная толщина, м	10-80
Пористость, д.ед	0.16-0.2

Показатель	Значение
Проницаемость, м ²	10 ⁻¹⁵ ...10*10 ⁻¹⁵
Дебиты газа, тыс.м ³ /сут.	>300
Дебиты конденсата, м ³ /сут.	>100

Геологические запасы газа и конденсата блока 4А, утвержденные Роснедра по состоянию на 01.01.2015 [1-2] приведены в таблице 2.

Таблица 2. Запасы блока А4.

Показатель	Значение
Геологические запасы газа, млрд. м ³	224.1
Геологические запасы конденсата, млн.м ³	115.8

3. Технологии разработки участка 4А

При разработке газоконденсатных месторождений используется 3 основные технологии:

1. Разработка залежи на естественном режиме без поддержания пластового давления (ППД), данная оптимальна при разработке залежей без конденсата, в этой технологии коэффициент извлечения конденсата или КИК(отношение извлеченного конденсата к геологическим запасам конденсата) в пределах 0.2-0.35;

2. Поддержание ППД с помощью закачки воды, данный способ более сложен для реализации, однако позволяет добыть существенно больше конденсата;

3. Поддержание ППД с помощью закачки газа, из которого был выделен конденсат [3-4]. Такой режим разработки, обеспечивающий отбор пластового газа с начальным высоким содержанием конденсата получил название сайклинг-процесс. Этот способ начал применяться в США еще во Вторую мировую войну, в нашей стране данный процесс используется очень редко. Сайклинг-процесс довольно сложен в технической реализации. При использовании данной технологии КИК достигает 0.6-0.8.

Ниже рассмотрены три варианта, которые соответствуют трем разным технологиям разработки.

ВАРИАНТ 1. В ЦКР Роснедра была утверждена технологическая схема разработки без поддержания пластового давления, скважины были расположены в пределах зоны коллекторов со средним значением параметра гидропроводности $k \cdot h > 10$ мД·м (**ВАРИАНТ 1-базовый**), рисунок 1.

ВАРИАНТ 2. Для увеличения конденсатоотдачи мною был проведен вычислительный эксперимент. В гидродинамическом симуляторе была использована другая сетка скважин с границей размещения скважины - среднее значение параметра $k \cdot h > 20$ мД·м и 12 скважин через 10 лет после начала разработки переводились под нагнетание воды, рисунок 2.

ВАРИАНТ 3. Сетка размещения скважины такая же, как в варианте 2, но часть скважин переводятся под нагнетание сухого газа сразу после бурения, рисунок 2, при этом закачивается часть добытого газа (частичный сайклинг-процесс).

В таблице 3 приведены основные технологические показатели разработки вариантов 1-3, показатели по вариантам 2 и 3 были получены при гидродинамическом моделировании, а показатели по варианту 1 были взяты из проектного документа [1-2]. Основные показатели разработки для разных вариантов приведены на рисунках 3-6, на рисунках для варианта 3 приведена добыча газа с учетом газа закачки. Из таблицы и рисунков, очевидно, что наилучшим является вариант 3. Вариант 2 хуже варианта 1 это, объясняется наличием трещиновато-пористого коллектора, вода в этом случае распространяется почти исключительно по трещинам и почти не заходит в поры, это приводит к опережающему обводнению некоторых добывающих скважин и в конечном счете к выбытию этих скважин из действующего фонда.

Таблица 1. Технологические параметры вариантов

Показатель	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Суммарный фонд проектных добывающих скважин	77 добывающих	49 добывающих, 12 нагнетательных	49 добывающих, 12 нагнетательных
Уровень годовой добычи пластового газа, млрд. м ³	5.2	5.2	5.2 /3.2
Продолжительность периода постоянной добычи газа	21 год	5 лет	50 лет
Накопленная добыча газа сепарации, млрд. м ³	173.2	169.6	177.5
Накопленная добыча конденсата, млн. м ³	42.5	56.7	77.4

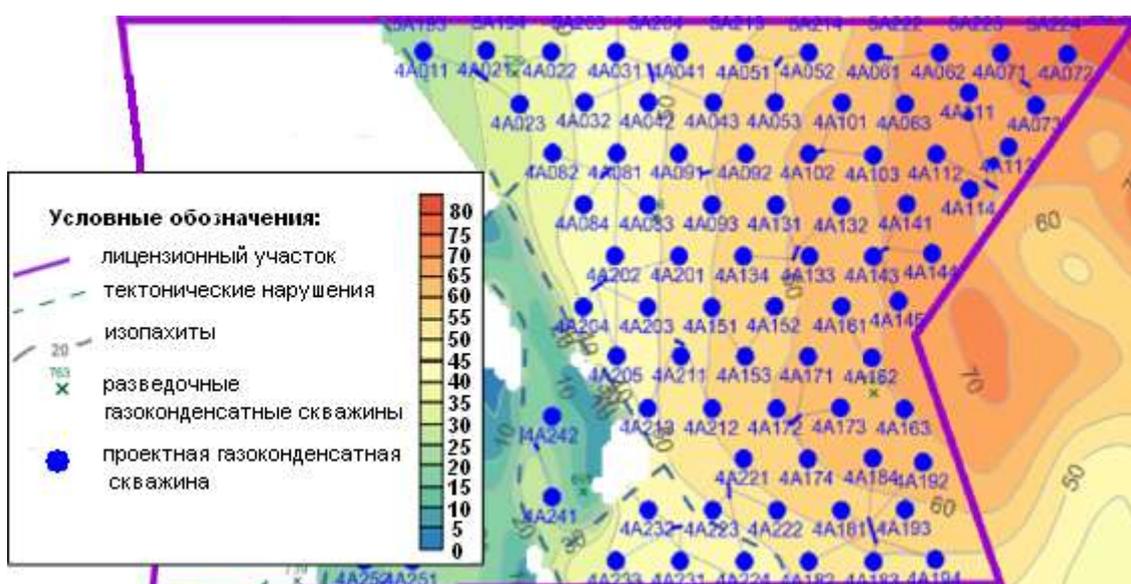


Рисунок 1. Размещение скважин на карте эффективных газонасыщенных толщин по пластам, вариант 1 [1].

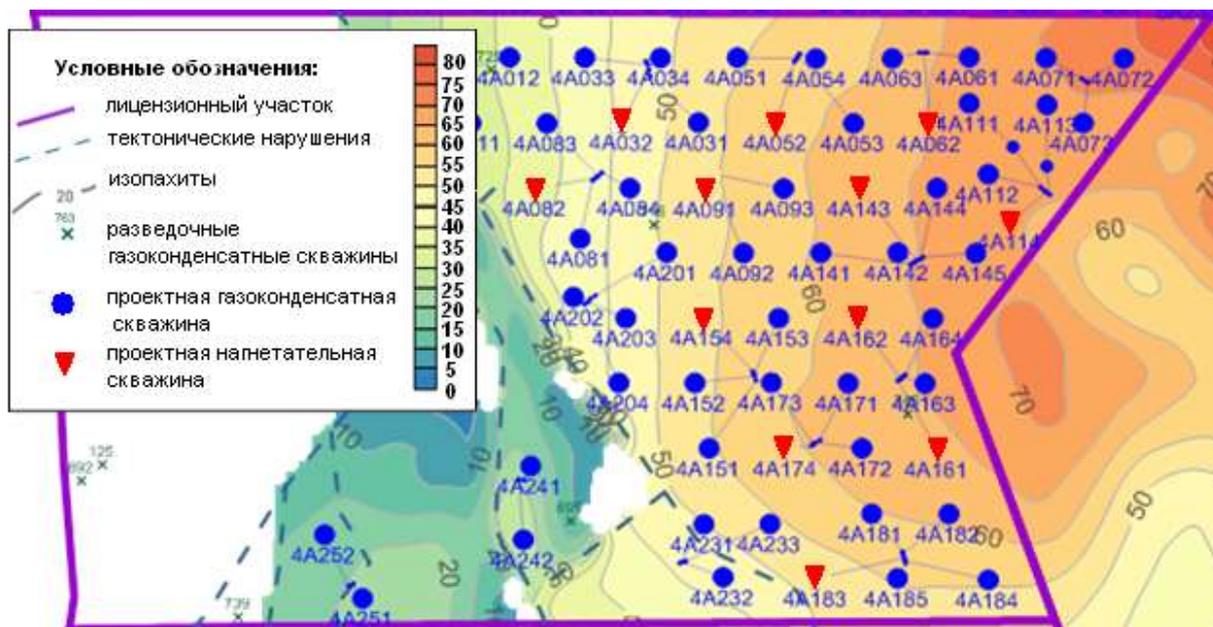


Рисунок 2. Размещение скважин на карте эффективных газонасыщенных толщин по пластам, варианты 2 и 3.

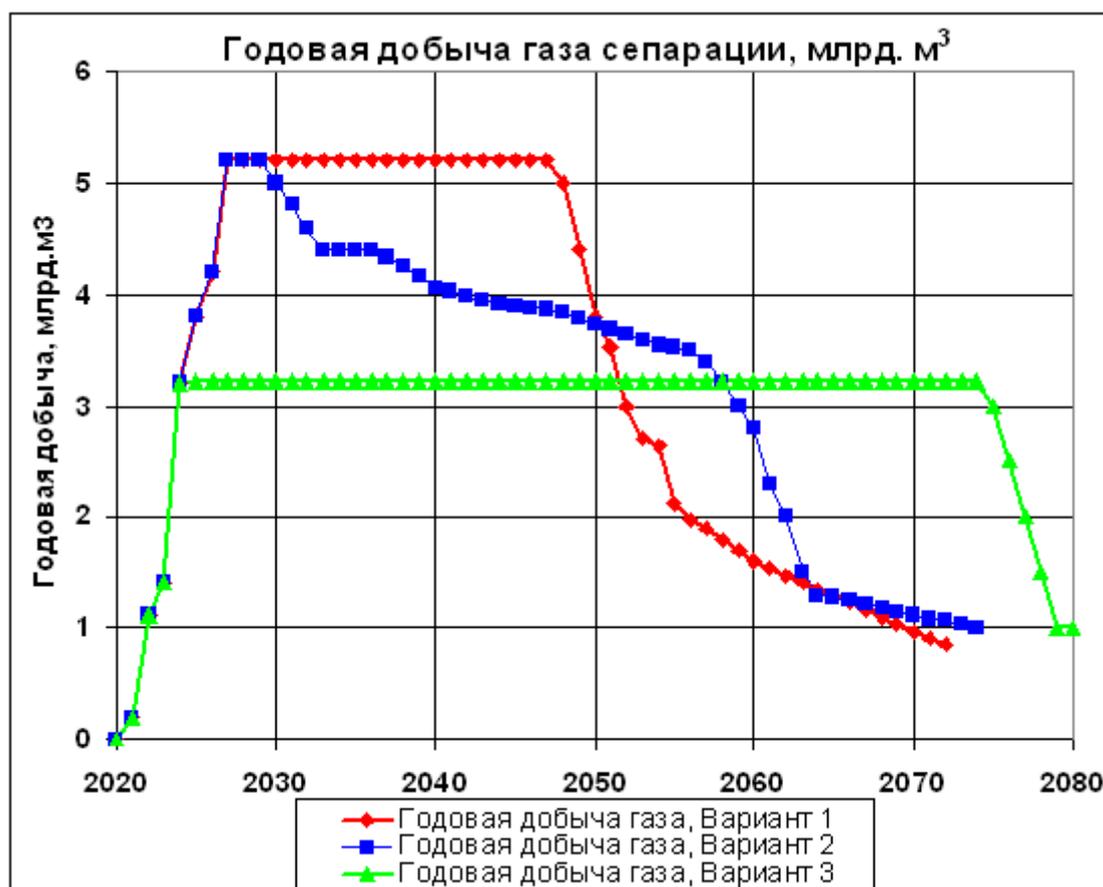


Рисунок 3. Добыча газа по годам.

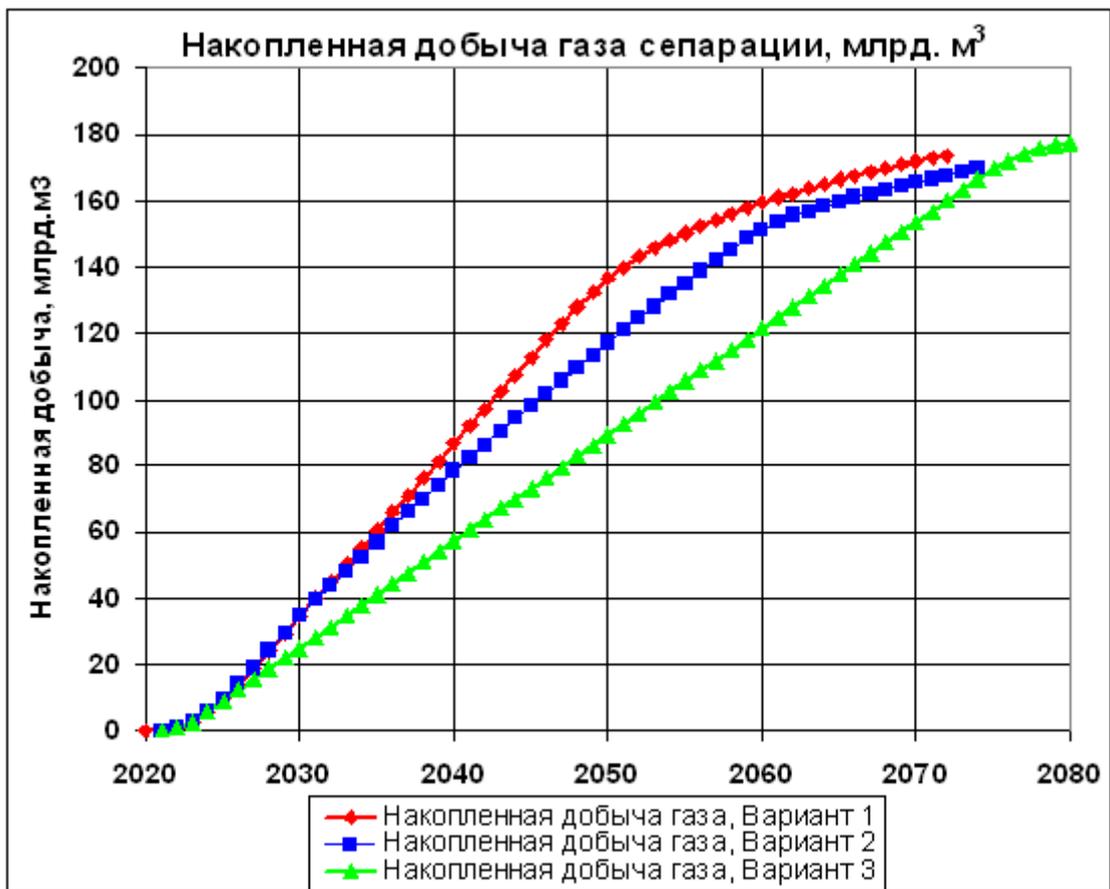


Рисунок 4. Накопленная добыча газа.

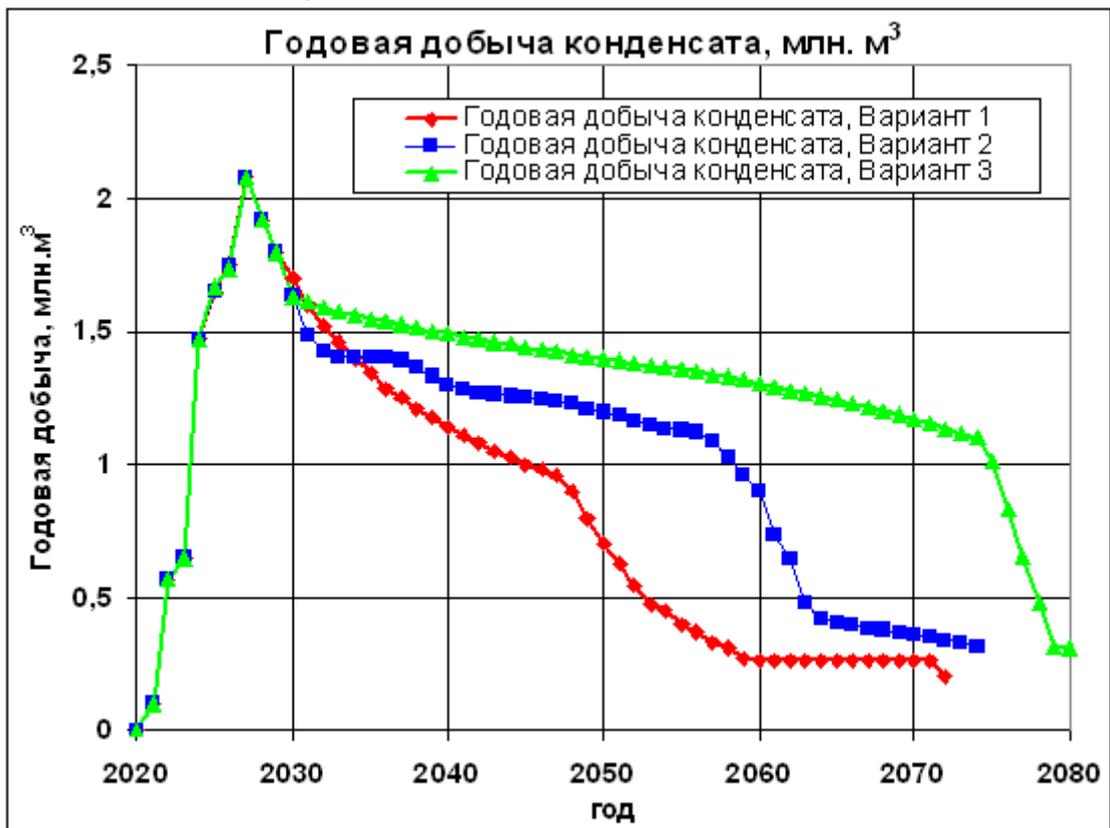


Рисунок 5. Годовая добыча конденсата по вариантам разработки.

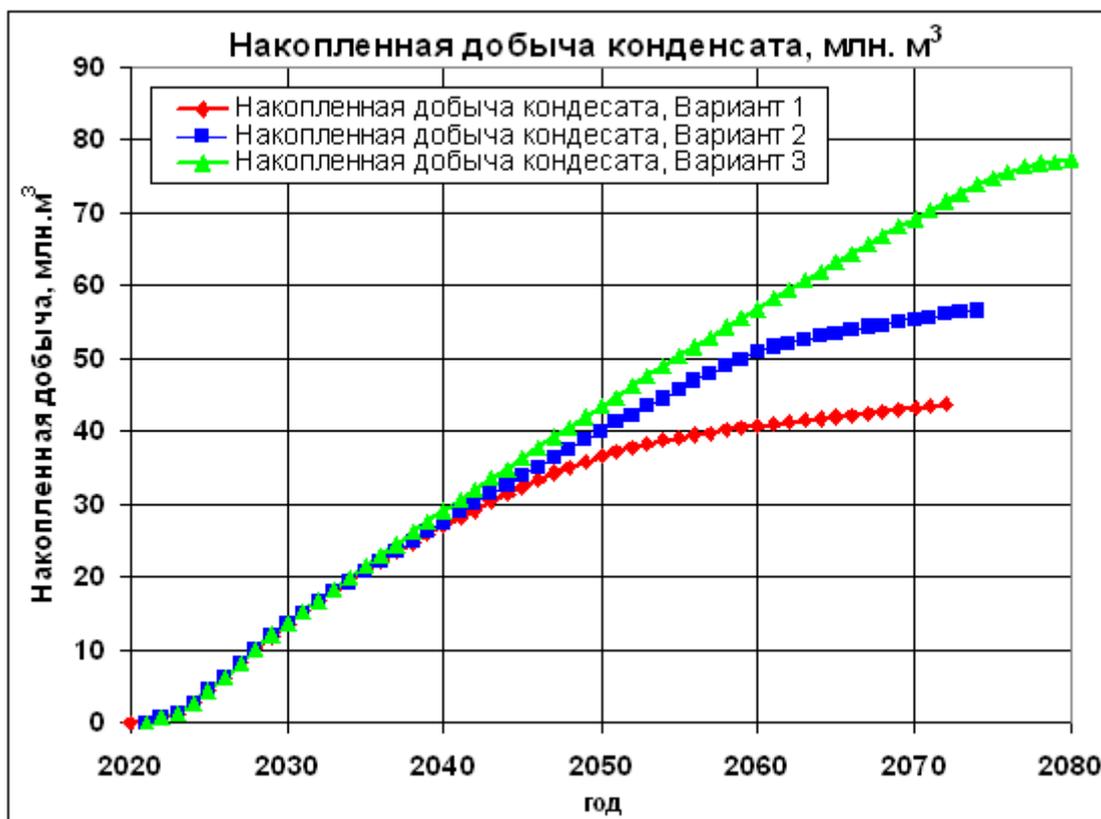


Рисунок 6. Накопленная добыча конденсата по вариантам разработки.

4. Выводы

Для одного из участков Уренгойского месторождения с помощью гидродинамического моделирования был изучен вопрос оптимального выбора технологии разработки, при этом были рассмотрены 3 варианта. Результаты моделирования, показали, что лучшим является вариант 3 с использованием сайклинг-процесса, в этом варианте дополнительно добывается 34.9 млн.м³ конденсата, это эквивалентно разработке среднего нефтяного месторождения. Однако этот вариант довольно сложен для технической реализации и вполне возможно, что данный вариант будет рассмотрен ЦКР Роснедра только при росте цены на нефть и газ.

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. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.

4. Whitson, Hoier, Miscibility Variation in Compositionally Grading Reservoirs / SPE 49269. 1998. 15 p.