

УДК 622.276

## АНАЛИЗ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ВАЛАНЖИНСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ

**Марганова К.П., Пономарева Д.В.**

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

Лицензионный участок в последние годы активно разбурируется. За счет постоянного ввода новых скважин годовая добыча газа и конденсата продолжает расти. В 2011 году, несмотря на продолжающийся ввод в эксплуатацию новых скважин, добыча газа и конденсата по объекту немного снизилась, падение составило 1 %. Особенностью разработки продуктивных пластов объекта I является неравномерность их выработки. Пластовое давление по залежи характеризуется трендом на понижение. Изменение давления происходит довольно равномерно. Характер распределения пластового давления свидетельствует о хорошей газодинамической связи продуктивных отложений по всей площади газоносности пласта и позволяет рассматривать процесс разработки залежи как единой газодинамической системы. Величину дренируемых запасов по объекту I действующим фондом скважин с достаточной долей вероятности можно оценить в диапазоне от 26,2 до 27,3 млрд. м<sup>3</sup> (66 % от геологических запасов объекта). Существующей сеткой скважин проблематично вовлечь в разработку все геологические запасы, отнесенные к категории C1. Для улучшения состояния разработки необходимо бурение и ввод в эксплуатацию проектных скважин и проведение мероприятий по интенсификации профилей притока в действующих эксплуатационных скважинах.

Ключевые слова: газ, газоконденсат, месторождение, пласт, разработка

## ANALYSIS OF THE RESERVES DEVELOPMENT OF GAS CONDENSATE VALANGINIAN DEPOSITS

**Marganova K.P., Ponomareva D.V.**

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

The license area in recent years is actively drilled. Due to the constant introduction of new wells, the annual production of gas and condensate continues to grow. In 2011, despite the ongoing commissioning of new wells, gas and condensate production at the facility fell slightly, falling by 1%. A feature of the development of productive layers of the object I is the unevenness of their production. Reservoir pressure on the reservoir is characterized by a downward trend. The change in pressure occurs fairly evenly. The nature of the distribution of reservoir pressure indicates a good gas-dynamic connection of productive sediments over the entire area of gas-bearing formation and allows us to consider the development of the reservoir as a single gas-dynamic system. The amount of drained reserves for facility I by the existing well stock can be estimated with sufficient probability in the range from 26.2 to 27.3 billion m<sup>3</sup> (66% of the geological reserves of the facility). The existing grid of wells is problematic to engage in the development of all geological reserves classified as C1. To improve the state of development, it is necessary to drill and commission project wells and take measures to intensify the flow profiles in existing production wells.

Keywords: gas, gas condensate, deposit, reservoir, development

Объект I является основным по объемам запасов и добычи газа и конденсата на Лицензионном участке.

Объект I находится в эксплуатации с 2002 года. Общий эксплуатационный фонд на сегодняшний день по объекту составляет 28 скважин, из них три совместных с объектом II. На долю объекта I приходится 97,3 % от суммарной добычи газа и конденсата.

Лицензионный участок в последние годы активно разбурируется [1-5]. За счет постоянного ввода новых скважин годовая добыча газа и конденсата продолжает расти. В 2011 году, несмотря на продолжающийся ввод в эксплуатацию новых скважин, добыча газа и конденсата по объекту немного снизилась, падение составило 1 %. В 2012 году добыча газа стабилизировалась и в 2013 году был достигнут максимальный уровень – 830,3 млн. м<sup>3</sup>. Графики изменения основных показателей по объекту I приведены на рисунке 1.

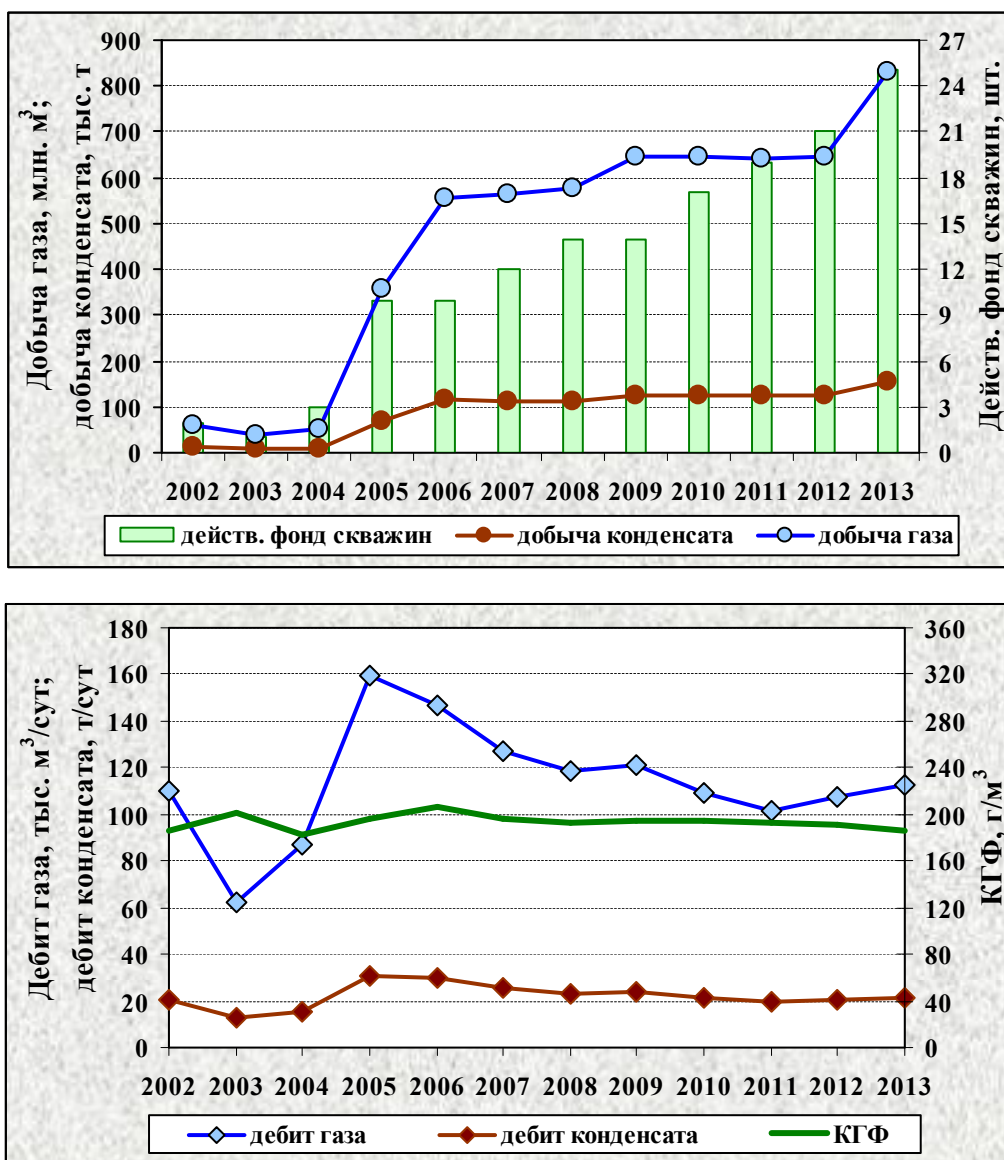


Рисунок 1 - Динамика основных показателей разработки месторождения в пределах Лицензионного участка. Объект I

На 01.01.2014 г. в действующем эксплуатационном фонде объекта I числится 25 скважин. Накопленная добыча газа составила 5609,0 млн. м<sup>3</sup>. Отобрано 13,7 % геологических запасов газа категории C<sub>1</sub>. Темп отбора от начальных геологических запасов – 2,0 %. Суммарная добыча стабильного конденсата – 1091,0 тыс. т. Текущий КИК – 0,128. Отбор от начальных извлекаемых запасов составил – 19,7 %. Темп отбора от НИЗ – 2,8 %.

За весь период разработки на объекте I Лицензионного участка месторождения в добыче газа и конденсата участвовало 29 скважин. В среднем на одну газовую скважину, участвовавшую в добыче, приходится 193,4 млн. м<sup>3</sup> газа и 37,6 тыс. т конденсата.

Средний дебит газа по объекту составил 112,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут на скважину. Более половины скважин (52 %) эксплуатируются с дебитами ниже 100 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Одиннадцать скважин (44 %) эксплуатируются с дебитами от 100 до 200 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Высокодебитной является одна скважина (скв. № 2102ses), ее дебит – 221,9 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Особенностью разработки продуктивных пластов объекта I является неравномерность их выработки. На сегодняшний день минимальный объем запасов газа отобран из нижнего пласта - БУ<sub>17</sub><sup>1-2</sup>, его величина составляет 5,0 %. Максимальный объем геологических запасов газа отобран из пласта БУ<sub>16</sub><sup>1-4</sup>, его величина – 20,2 %.

Можно отметить, что выработка запасов по площади также осуществляется неравномерно. Практически половина суммарной добычи газа и конденсата приходится на скважины, расположенные в северо-западной части лицензионного участка: №№ 210ses, 2100ses, 2102ses, 2103ses, 4074zjar. Добыча, в основном, ведется из пласта БУ<sub>16</sub><sup>1-4</sup>, лишь 17,2 % добычи скважин приходится на пласт БУ<sub>17</sub><sup>1-2</sup>. Скважины, расположенные за пределами внутреннего контура газоносности характеризуются меньшими показателями отбора от НГЗ.

Разработка пластов ведется на режиме истощения. Начальное пластовое давление пласта БУ<sub>16</sub><sup>1-4</sup> составляет 32,8 МПа, пласта БУ<sub>17</sub><sup>1-2</sup> – 33,3 МПа. По данным, замеров пластового давления по скважинам, средняя величина пластового давления в 2013 году составила по пласту БУ<sub>16</sub><sup>1-4</sup> – 24,1 МПа, по пласту БУ<sub>17</sub><sup>1-2</sup> – 23,9 МПа. Динамика пластового давления представлена на рисунках 2, 3.

Как видно из представленных графиков, пластовое давление по залежи характеризуется трендом на понижение. Изменение давления происходит довольно равномерно. Небольшое увеличение пластового давления в 2005, 2007 и 2010 годах связано с вводом в разработку новых скважин, пластовое давление которых близко к первоначальному.

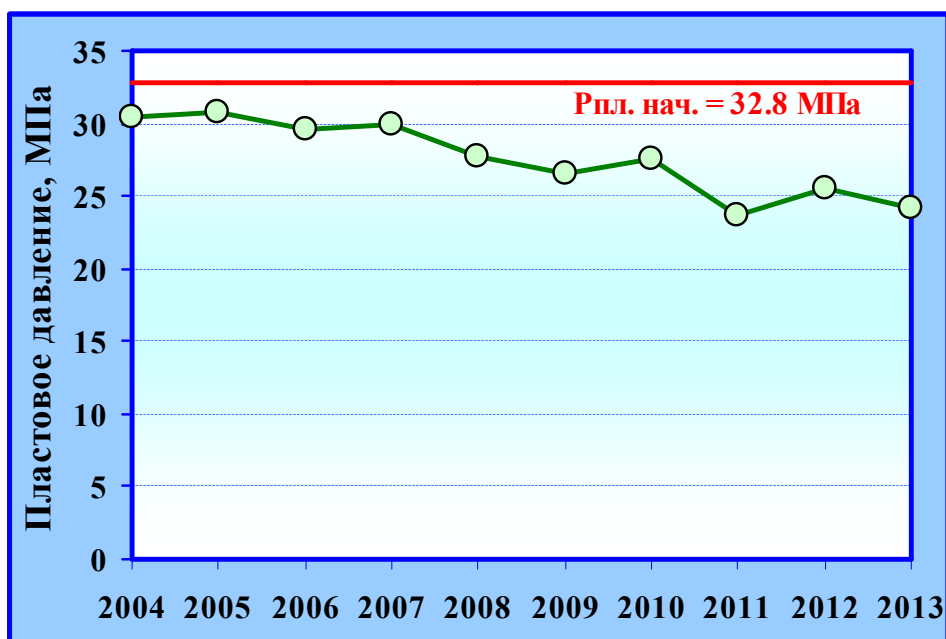


Рисунок 2 - Пласт БУ<sub>16</sub><sup>1-4</sup>. Динамика пластового давления

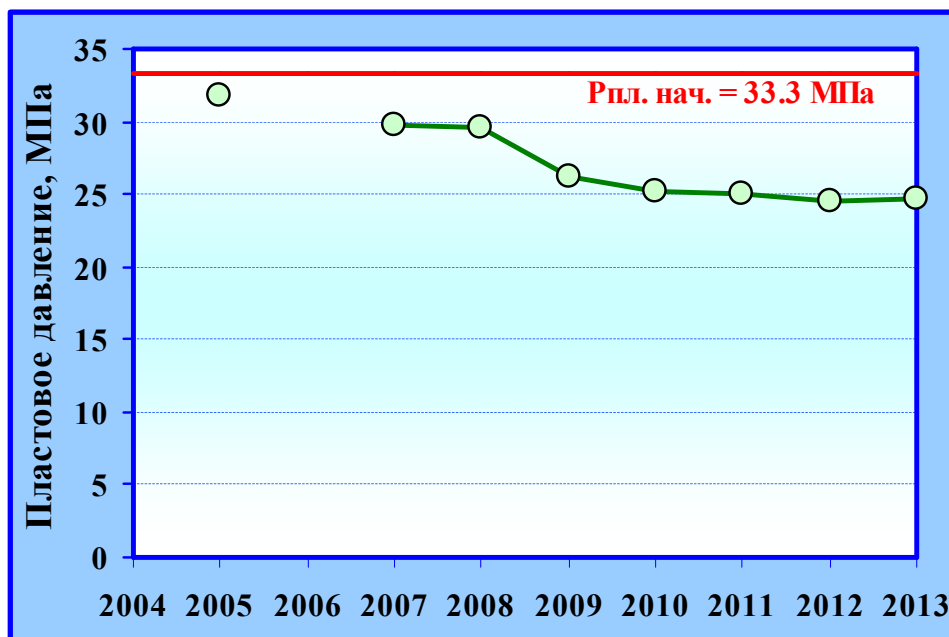


Рисунок 3 - Пласт БУ<sub>17</sub><sup>1-2</sup>. Динамика пластового давления

В среднем по пластам БУ<sub>16</sub><sup>1-4</sup> и БУ<sub>17</sub><sup>1-2</sup> пластовое давление упало на 30 % относительно первоначального. Однако, в связи с тем, что замеры текущего пластового давления имеются только по скважинам Лицензионного участка, судить о снижении пластового давления всей залежи можно лишь по косвенным признакам.

Характер разработки пластов обусловил формирование текущего поля пластовых давлений. Зона низких давлений сформировалась в районе скважин, характеризующихся максимальными отборами, что способствовало более быстрому темпу падения пластового

давления. Минимальная величина текущего пластового давления отмечена в районе скважин №№ 210ses, 2101\_4ses, 2104ses, 4061ses, 4062ses и составила 22 МПа.

Приведенный на рисунке 4 профиль пластового давления, построенный по пласту БУ<sub>16</sub><sup>1-4</sup> с юга на север (по линии скважин №№ 401-4011-4133-4131-4061-4071-4074-2103) показывает, что в залежи сформирована единая пьезометрическая воронка.

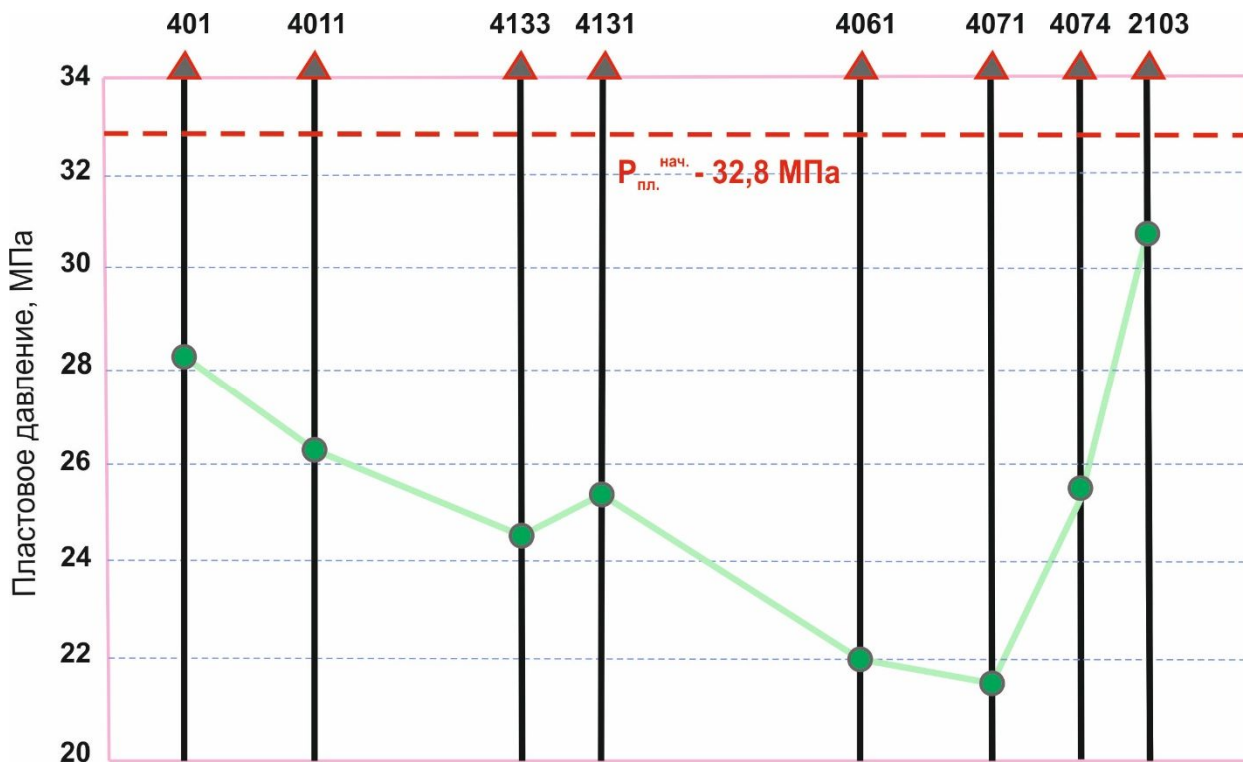


Рисунок 4 – Профиль пластового давления по пласту БУ<sub>16</sub><sup>1-4</sup>

Необходимо отметить, что из-за отсутствия замеров пластового давления в 2012 году по скв. № 4074zjar для построения профиля давлений взят более ранний замер.

Таким образом, характер распределения пластового давления свидетельствует о хорошей газодинамической связи продуктивных отложений по всей площади газоносности пласта БУ<sub>16</sub><sup>1-4</sup> и позволяет рассматривать процесс разработки залежи как единой газодинамической системы.

С целью изучения состояния выработки запасов газа по разрезу продуктивных пластов были проанализированы результаты промыслово-геофизических исследований, проведенных в скважинах с 2005 по 2013 годы. За этот период были исследованы 26 скважин. В них выполнено 42 исследования. Исследовались скважины методами РГД, СТД, термометрии и шумометрии. Строились профили притока, оценивалось наличие внутрислоевых и заколонных перегородок газа, выявлялись источники обводнения. Следует

отметить, что не все комплексы ПГИ были выполнены в полном объеме по техническим причинам (прихват приборов и др.).

По результатам проведенных исследований, нарушение целостности эксплуатационных колонн, наличие внутрислоевых и заколонных перетоков газа было выявлено лишь в трех скважинах (15 % исследуемого фонда), таким образом, техническое состояние скважин можно признать удовлетворительным.

Изучение процесса выработки запасов газа в разрезе пластов методами потокометрии позволяет определить не только характер подключения вскрытых перфорацией пропластков в работу и интенсивность выработки того или иного продуктивного интервала, но и получить численную характеристику - коэффициент работающей толщины (Кр.т.), которая является аналогом статической составляющей коэффициента охвата. Величина коэффициента находится как частное от деления суммы толщин всех работающих интервалов на перфорированную газонасыщенную толщину исследуемого разреза пласта.

По результатам ПГИ, проведенным в скважинах, которые эксплуатируют пласты БУ<sub>16</sub><sup>1-4</sup> и БУ<sub>17</sub><sup>1-2</sup> определено, что основная доля, работающих интервалов приходится на верхний пласт БУ<sub>16</sub><sup>1-4</sup> (от 66 % до 78 %), лишь в скважине № 4072zjaг пласты имеют практически равные доли притока.

Средняя величина коэффициента работающих толщин по пласту БУ<sub>16</sub><sup>1-4</sup> составляет 0,61, по пласту БУ<sub>17</sub><sup>1-2</sup> – 0,75.

На объекте I три скважины осуществляют совместную эксплуатацию с объектом II, была проведена оценка интенсивности притока пластов, относящихся к разным объектам.

Так, например, скв. № 4092zjaг первоначально эксплуатировалась на пласт БУ<sub>16</sub><sup>1-4</sup> (объект I), в 2011 году был приобщен пласт БУ<sub>17</sub><sup>2</sup> (объект II). Основной приток в скважину происходит из пласта БУ<sub>16</sub><sup>1-4</sup> в интервале 3712.0 - 3714.2 м, его вклад в работу скважины составляет 89 %. Из интервала 3714.2 - 3715.0 м притока не отмечается (перекрыт застойной жидкостью). Характеристика работы пласта БУ<sub>17</sub><sup>2</sup> проведена оценочно, так как интервал перфорации 3803.0 - 3812.0 м находится в зоне остановки прибора вследствие загрязненности, интервал 3805.0 - 3806.0 м отмечается как слаборботающий. Ниже остановки прибора интервал перфорации 3807.0 - 3812.0 м засыпан, поэтому оценить его работу не представляется возможным. Результаты исследования согласуются с промысловыми показателями добычи, средний дебит газа по пласту БУ<sub>16</sub><sup>1-4</sup> составляет 50,9 тыс. м<sup>3</sup>/сут, по пласту БУ<sub>17</sub><sup>2</sup> – 7,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Зная величину коэффициентов работающих толщин можно оценить объем дренируемых запасов, который по пласту БУ<sub>16</sub><sup>1-4</sup> оценивается в объеме 14,2 млрд. м<sup>3</sup>, по

БУ<sub>17</sub><sup>1-2</sup> – 13,1 млрд. м<sup>3</sup>. В целом по объекту I объем дренируемых запасов составляет 27,3 млрд. м<sup>3</sup> (геологические запасы объекта 40,9 млрд. м<sup>3</sup>).

Оценку дренируемых запасов можно выполнить еще одним методом – методом падения давления. Для оценки дренируемых запасов объекта I построена зависимость приведенного средневзвешенного пластового давления от накопленного отбора пластового газа. Зависимость представлена на рисунке 5, из которого видно, что на настоящий момент времени дренируемые запасы пластового газа по объекту I составляют порядка 26,2 млрд. м<sup>3</sup>.

Сравнивая величину дренируемых запасов, полученную по методу падения давления и определенную через коэффициенты работающих толщин, видим, что разница между полученными значениями составляет 1,1 млрд. м<sup>3</sup>. Относительная погрешность -4,2 %.

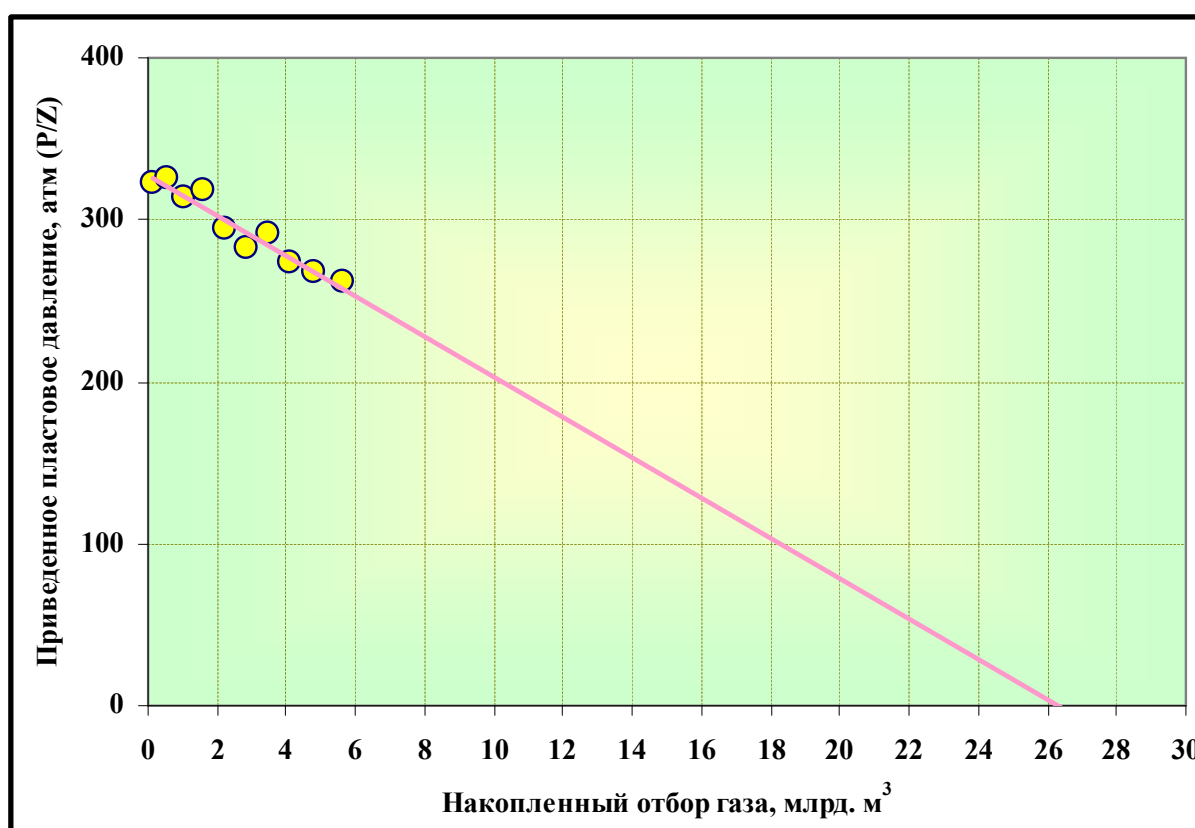


Рисунок 5 – Зависимость приведенного пластового давления от накопленных отборов пластового газа по объекту I

Таким образом, величину дренируемых запасов по объекту I действующим фондом скважин с достаточной долей вероятности можно оценить в диапазоне от 26,2 до 27,3 млрд. м<sup>3</sup> (66 % от геологических запасов объекта).

*Проведенный анализ показал, что существующей сеткой скважин проблематично вовлечь в разработку все геологические запасы, отнесенные к категории С<sub>1</sub>. Для улучшения состояния разработки необходимо бурение и ввод в эксплуатацию проектных скважин и*

*проведение мероприятий по интенсификации профилей притока в действующих эксплуатационных скважинах.*

Литература.

1. Марганова К.П. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ВАЛАНЖИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ // European Student Scientific Journal. – 2018. – № 3.; URL: <http://sjes.esrae.ru/ru/article/view?id=429> (дата обращения: 28.10.2018).

2. Щеколдин А.А., Пономарева Д.В., Павлова А.А., Нестерец А.А. АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПУРОВСКОМ РАЙОНЕ ЯНАО // Международный студенческий научный вестник. – 2017. – № 5.; URL: <http://www.eduherald.ru/ru/article/view?id=17340> (дата обращения: 28.10.2018).

3. Калиманова Н.П., Пономарева Д.В., Павлова А.А., Нестерец А.А. ПОДГОТОВКА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ К ПРОМЫШЛЕННОЙ РАЗРАБОТКЕ // Международный студенческий научный вестник. – 2017. – № 5.; URL: <http://www.eduherald.ru/ru/article/view?id=17337> (дата обращения: 28.10.2018)

4. Кашапов А.Р., Пономарева Д.В., Павлова А.А., Нестерец А.А. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ // Международный студенческий научный вестник. – 2017. – № 5.; URL: <http://www.eduherald.ru/ru/article/view?id=17330> (дата обращения: 28.10.2018).

5. Валиев Д.Р., Урванцев Р.В., Линцер С.А. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕБОЛЬШОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЯНАО // Международный студенческий научный вестник. – 2018. – № 5.; URL: <http://www.eduherald.ru/ru/article/view?id=18549> (дата обращения: 28.10.2018).