

УДК 622.276

## **АНАЛИЗ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОГО КУПОЛА МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**Лёвкин О.О.**

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

Нижнемеловые отложения месторождения представляют собой два купола (Западный и Восточный), не имеющих гидродинамически связанных между собой залежей. Добыча газа и конденсата на Восточном куполе проводится из четырех эксплуатационных объектов - II, III, IV, V. Накопленный отбор газа и конденсата на Восточном куполе месторождения составил 6880 млн.м<sup>3</sup> «сухого» газа и 855 тыс. т. стабильного конденсата, эксплуатационный фонд составил 32 скважины. Самые высокие коэффициенты извлечения отмечались для объекта IV. Дренируемые запасы газа по объекту II оцениваются в 15,5 млрд.м<sup>3</sup> или 73% от начальных запасов, то есть в разработку вовлечены практически все запасы, остаточные запасы газа могут быть отобраны существующим фондом скважин. По объекту III всего отобран 1% «сухого» газа от геологических запасов, согласно зависимости давления от отборов, дренируемые запасы газа по объекту оцениваются в 15 млрд.м<sup>3</sup> или 27% от начальных запасов. По объекту IV всего отобрано 5,8% «сухого» газа от запасов, дренируемые запасы газа по объекту оцениваются в 43,3 млрд.м<sup>3</sup> или 51,7% от начальных запасов. По объекту V всего отобрано 1,1% «сухого» газа от запасов, дренируемые запасы газа по объекту оцениваются в 3,4 млрд. м<sup>3</sup> или 7% от начальных запасов.

Ключевые слова: газ, нижнемеловые отложения, выработка запасов газа, показатели разработки, добыча газа

## **ANALYSIS OF THE RESERVES DEVELOPMENT OF THE LOWER CRETACEOUS DEPOSITS OF THE EASTERN DOME FIELD**

**Levkin O.O.**

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

The Lower Cretaceous deposits of the field are two domes (Western and Eastern) that do not have hydrodynamically interconnected deposits. Gas and condensate production at the Eastern dome is carried out from four production facilities - II, III, IV, V. The accumulated gas and condensate extraction at the Eastern dome of the field amounted to 6880 million m<sup>3</sup> of “dry” gas and 855 thousand tons of stable condensate, operating fund amounted to 32 wells. The highest recovery rates were noted for facility IV. Drainable gas reserves for facility II are estimated at 15.5 billion m<sup>3</sup> or 73% of the initial reserves, that is, almost all reserves are involved in the development, residual gas reserves can be selected by the existing well stock. For facility III, a total of 1% of “dry” gas from geological reserves was selected, according to the dependence of pressure on sampling, the drained gas reserves of the facility are estimated at 15 billion m<sup>3</sup> or 27% of the initial reserves. For facility IV, a total of 5.8% of “dry” gas was taken from reserves; the drained gas reserves for the facility are estimated at 43.3 billion m<sup>3</sup> or 51.7% of the initial reserves. For facility V, a total of 1.1% of “dry” gas from reserves was selected; the drained gas reserves for the facility are estimated at 3.4 billion m<sup>3</sup> or 7% of the initial reserves.

Keywords: gas, Lower Cretaceous sediments, reserves development, development indices, gas production

Промышленная эксплуатация Восточного купола началась в октябре 2013 года [1-5].

Темпы отбора «сухого» газа от утвержденных начальных извлекаемых запасов по категории  $C_1+C_2$  в 2014г. для объектов Восточного купола составили II – 3,6 % , III – 1%, IV – 5%, V-1,04%. II и IV объекту разработки характеризуются высокими темпами отбора НИЗ «сухого» газа.

Разработка нефтяных оторочек до данного времени не велась.

Изменение темпов отбора от утвержденных начальных извлекаемых запасов «сухого» газа по годам для объектов месторождения представлено на рисунке 1.



Рисунок 1 - Восточный купол. Темпы отбора НИЗ «сухого» газа по годам

Текущие КИГ и КИК по Восточному на 01.01.2015г. составляют 0,029 и 0,026 д.ед.

- КИГ на 01.01.2015г. для объектов II – 0,039, III – 0,011, IV – 0,058, V – 0,012 д.ед.
- КИК на 01.01.2015г. для объектов II – 0,033, III – 0,008, IV – 0,047, V – 0,011 д.ед.

На 01.01.2015г. самые высокие КИГ и КИК отмечались для объекта IV. Для оценки эффективности разработки пластов построены графические зависимости КИГ от накопленной добычи «сухого» газа (рисунок 2).

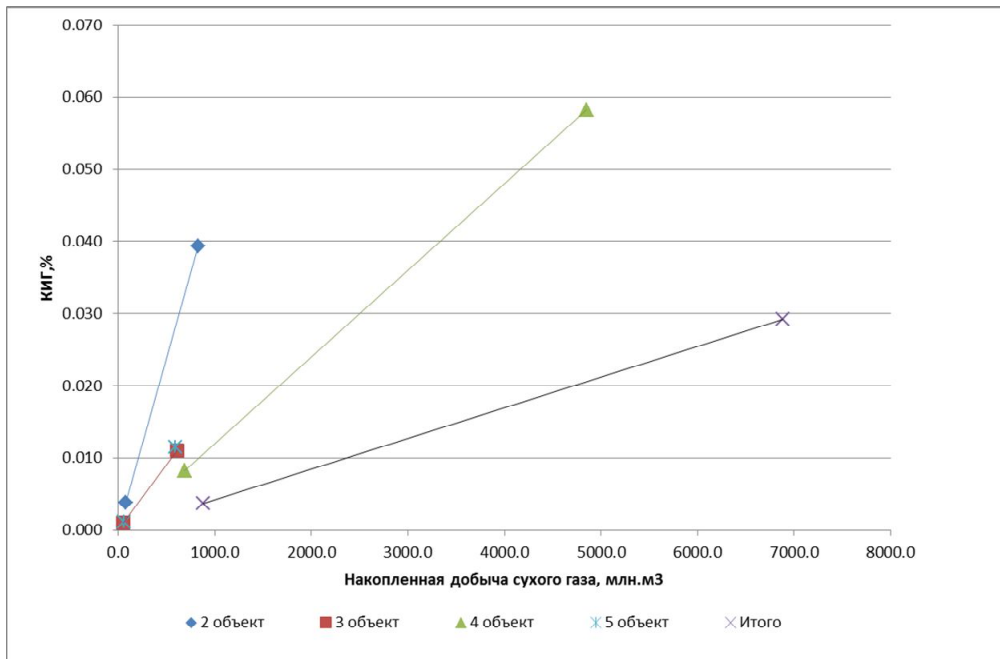


Рисунок 2 - Характеристики вытеснения по объектам Восточного купола. Зависимость КИГ от накопленной добычи «сухого» газа.

Анализ выработки запасов, проведенный по объектам Восточного купола месторождения, позволил установить очередность пластов по продуктивности от запасов:

**Объект II** содержит 9% и 8% утвержденных начальных геологических запасов «сухого» газа и стабильного конденсата (рисунки 3, 4). По состоянию на 01.01.2015г из пласта добыто 828,7 млн.м<sup>3</sup> «сухого» газа и 89 тыс. тн. стабильного конденсата, что составляет 12% и 10% добычи. Текущий КИГ и КИК – 0,039 и 0,033 д.ед.



Рисунок 3 - Запасы «сухого» газа по объектам разработки Восточного купола



Рисунок 4 - Запасы стабильного конденсата по объектам разработки Восточного купола

Отбор извлекаемых запасов «сухого» газа 3,9%. Карта изобар и накопленных отборов, текущего состояния разработки объекта II представлены на рисунке 5, максимальная выработка запасов приходится на зону расположения забоев скважин куста №207. Анализ распределения полей давления показывает относительно равномерную выработку запасов газа из объекта эксплуатации. Наибольшие значения пластового давления наблюдаются на скважинах, расположенных в периферийных зонах объекта. Карта остаточных запасов и накопленных отборов объекта II представлены на рисунке 6, максимальные запасы сосредоточены в центральной части залежи.

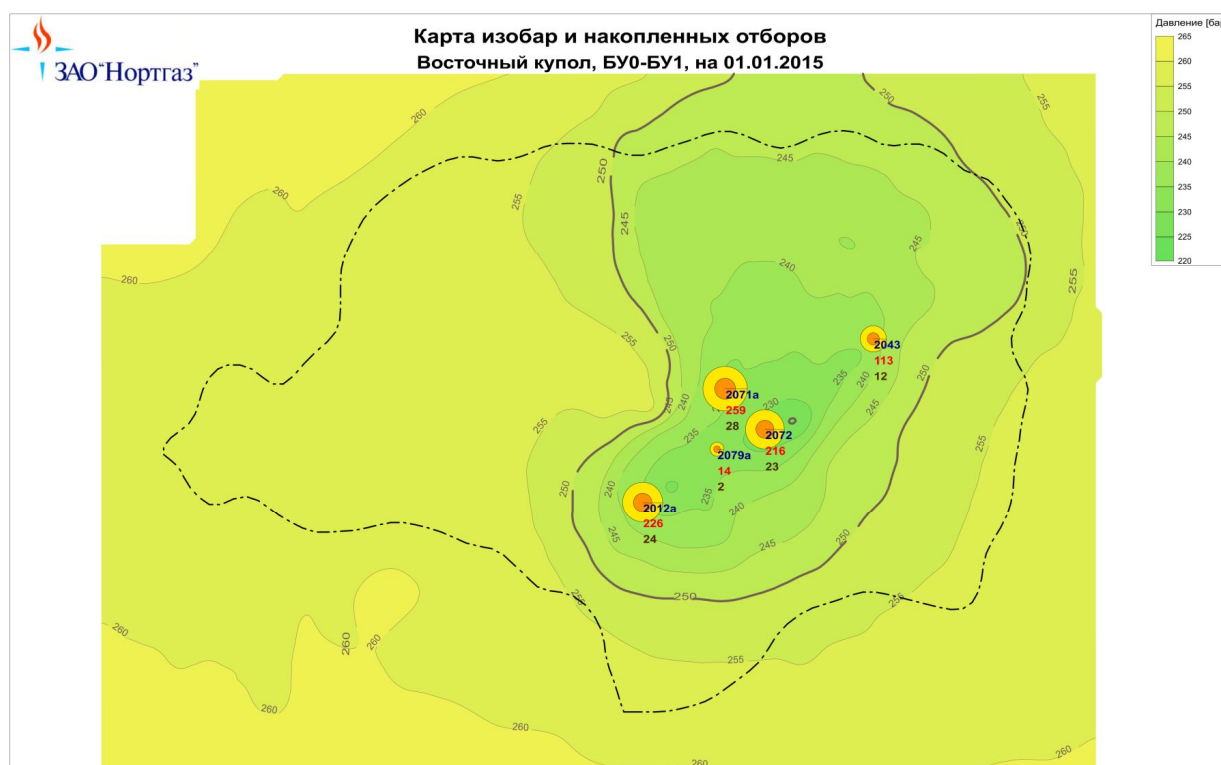


Рисунок 5 - Фрагмент карты изобар и накопленных отборов объекта II

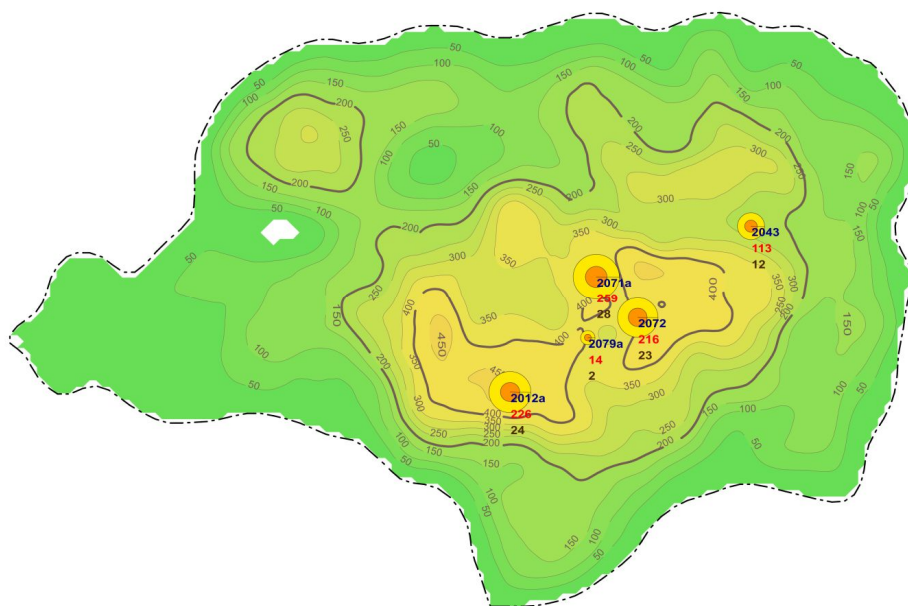


Рисунок 6 - Фрагмент карты остаточных запасов и накопленных отборов объекта II

Удельный отбор газа с начала разработки составил  $0,047$  млрд.  $\text{м}^3 / 1$  атм. снижения пластового давления. Таким образом, по объекту всего отобрано  $3,9\%$  «сухого» газа от НГЗ, согласно зависимости  $p/z=f(Qg)$ , дренируемые запасы газа по объекту оцениваются в  $15,5$  млрд. $\text{м}^3$  или  $73\%$  от начальных запасов, то есть в разработку вовлечены практически все запасы, остаточные запасы газа могут быть отобраны существующим фондом скважин. Но поскольку отбор от НГЗ газа небольшой и составляет  $3,9\%$ , при темпе отбора  $3,5\%$ , то говорить о конечной выработке запасов газа пока рано из-за малого периода работы скважин на объекте. Наблюдается газовый режим работы объекта (рисунок 7).

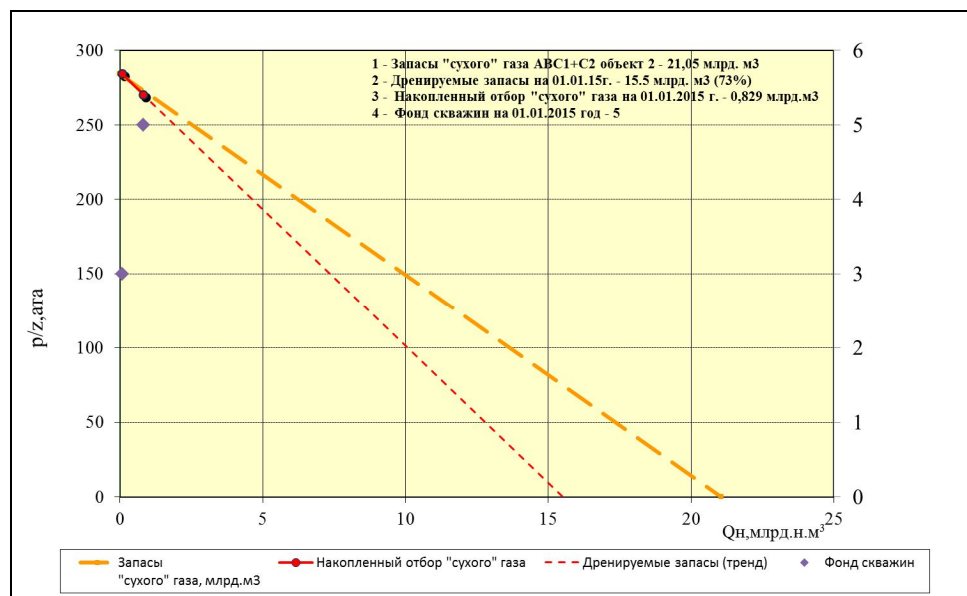


Рисунок 7 - График P-Z от Q. Восточный купол II объект

**Объект III** содержит  $23\%$  и  $25\%$  утвержденных начальных геологических запасов «сухого» газа и стабильного конденсата категории  $C_1+C_2$ . По состоянию на 01.01.2015г из

пласта добыто 607,2 млн.м<sup>3</sup> «сухого» газа и 67,1 тыс.тн. стабильного конденсата, что составляет 9% и 8% добычи из Восточного купола. Текущий КИГ и КИК – 0,011 и 0,008 д.ед. Отбор извлекаемых запасов «сухого» газа 1,01%. Максимальная выработка запасов приходится на зону расположения забоев скважин №№2022, 2064, 2013. Наибольшие значения пластового давления наблюдаются на скважинах, расположенных в периферийных зонах объекта.

Удельный отбор газа с начала разработки составил 0,052 млрд. м<sup>3</sup>/1 атм. снижения пластового давления.

Таким образом, по объекту всего отобран 1% «сухого» газа от НГЗ (ABC<sub>1</sub>), согласно зависимости  $p/z=f(Qг)$ , дренируемые запасы газа по объекту оцениваются в 15 млрд.м<sup>3</sup> или 27% от начальных запасов. Это связано с двумя причинами: 1) с тем, что в разработку объекта III не вовлечены все пласты, числившиеся на балансе; 2) тем, что отбор от НГЗ газа небольшой и составляет 1,1%, при темпе отбора 1% говорить о конечной выработке запасов газа пока рано из-за малого периода работы скважин на объекте. Наблюдается газовый режим работы объекта (рисунок 8).

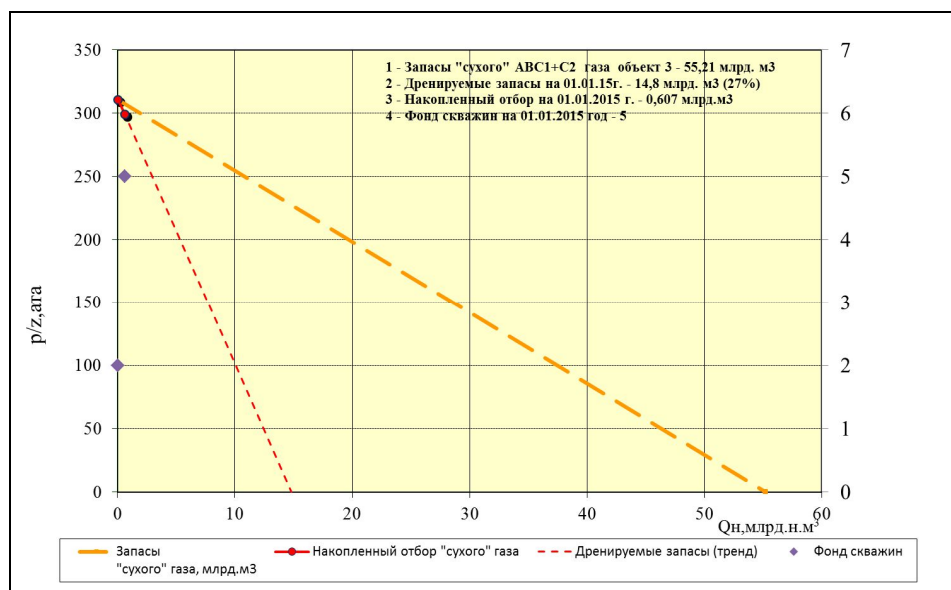


Рисунок 8 - График P-Z от Q. Восточный купол III объект

**Объект IV** содержит 36% и 41% утвержденных начальных геологических запасов «сухого» газа и стабильного конденсата категории C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>. По состоянию на 01.01.2015г из пласта добыто 4852,7 млн.м<sup>3</sup> «сухого» газа и 635,7 тыс.тн. стабильного конденсата, что составляет 70% и 74% добычи из Восточного купола. Текущий КИГ и КИК – 0,058 и 0,047 д.ед. Отбор извлекаемых запасов «сухого» газа составил 5,8%. Карта изобар и накопленных отборов, текущего состояния разработки объекта IV представлены на рисунке 4.3.42, максимальная выработка запасов приходится на зону расположения забоев скважин №№2065, 2055, 2011, 2042, 2041a. Анализ распределения полей давления показывает

относительно равномерную выработку запасов газа из объекта эксплуатации. Наибольшие значения пластового давления наблюдаются на скважинах, расположенных в периферийных зонах объекта. Максимальные запасы сосредоточены в центральной части залежи. Удельный отбор газа с начала разработки составил 0,203 млрд. м<sup>3</sup>/1 атм. снижения пластового давления.

Таким образом, по объекту всего отобрано 5,8% «сухого» газа от НГЗ (АВС<sub>1</sub>), согласно зависимости  $p/z=f(Qg)$ , дренируемые запасы газа по объекту оцениваются в 43,3 млрд.м<sup>3</sup> или 51,7% от начальных запасов. Поскольку отбор газа от НГЗ составляет 5,8% и с текущим темпом отбора от НГЗ объект проработал только год, окончательный вывод об объеме дренируемых запасов газа делать преждевременно. Наблюдается газовый режим работы объекта (рисунок 9).

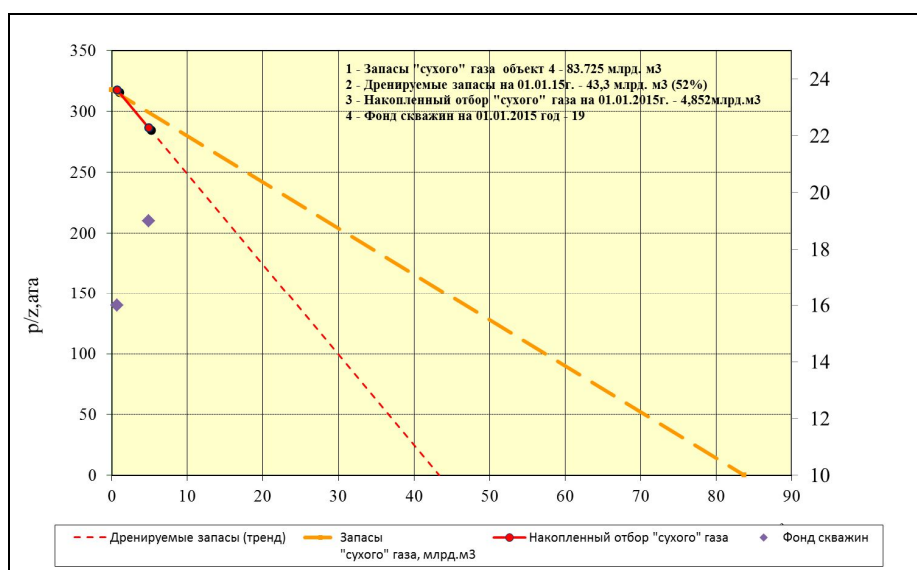


Рисунок 9 - График P-Z от Q. Восточный купол IV объект

**Объект V** содержит 22% и 18% утвержденных начальных геологических запасов «сухого» газа и стабильного конденсата категории C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>. По состоянию на 01.01.2015г из пласта добыто 591,1 млн.м<sup>3</sup> «сухого» газа и 63,5 тыс.тн. стабильного конденсата, что составляет 9% и 8% добычи из Восточного купола. Текущий КИГ и КИК – 0,012 и 0,011 д.ед. Отбор извлекаемых запасов «сухого» газа 1,15%. Максимальная выработка запасов приходится на зону расположения забоев скважин №№2035, 2074. Отбор газа из газоконденсатного объекта осуществляется на режиме истощения и сопровождается закономерным падением пластового давления.

Максимальные запасы сосредоточены в районе скважин №№ 2035, 2074. Удельный отбор газа с начала разработки составил 0,01 млрд. м<sup>3</sup>/1 атм. снижения пластового давления.

Таким образом, по объекту всего отобрано 1,1% «сухого» газа от НГЗ, согласно зависимости  $p/z=f(Qg)$ , дренируемые запасы газа по объекту оцениваются в 3,4 млрд. м<sup>3</sup> или

7% от начальных запасов. Это связано в первую очередь с низким охватом фонда расположенном на данном объекте и не вовлечены все пласты, числившиеся на балансе. На 01.01.2015г действующий фонд скважин составляет 5 единиц. Необходимо проработать программу для вовлечения в разработку остаточных запасов. Наблюдается газовый режим работы объекта (рисунок 10).

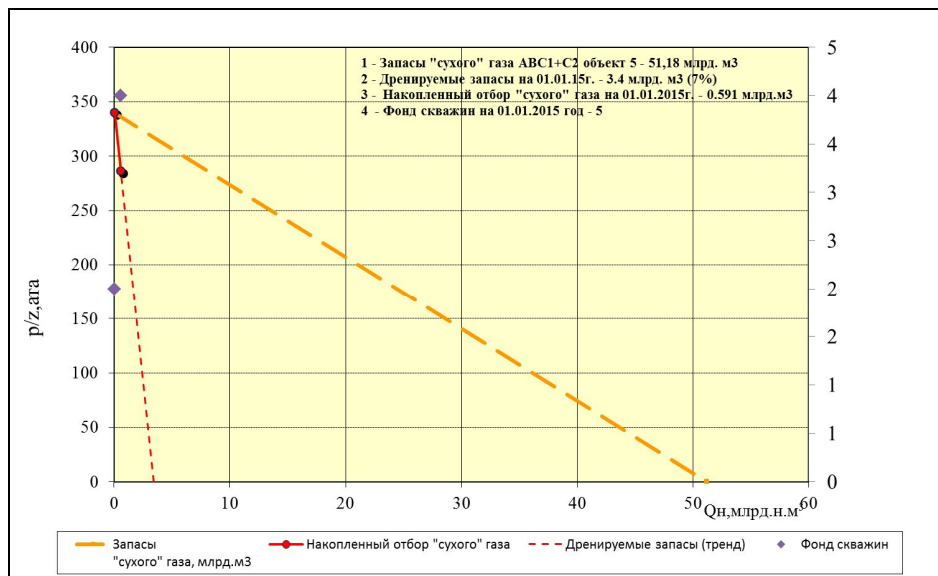


Рисунок 10 - График P-Z от Q. Восточный купол V объект

#### Литература

1. Проект опытно-промышленной эксплуатации Восточного купола Северо-Уренгойского месторождения [текст]: Отчет о НИР /ЗАО «СибНАЦ»; Руководитель Балин В.П. –Тюмень, 2005.
2. Проект разработки газоконденсатных залежей Западного купола Северо-Уренгойского месторождения [текст]: Отчет о НИР /ООО «ТюменНИИгипрогаз»; Руководитель Юшков Ю.Ф. –Тюмень, 2006.
3. Авторское сопровождение «Проекта разработки нефтегазоконденсатных залежей Западного купола Северо-Уренгойского месторождения» [текст]: Отчет о НИР /ООО «ТюменНИИгипрогаз»; Руководитель Юшков Ю.Ф. –Тюмень, 2007.
4. Подсчет запасов нефти, конденсата и газа по Северо-Уренгойскому месторождению Ямало-Ненецкого национального округа Тюменской области по состоянию на 01.01.1990 [текст]: Отчет о НИР /«Тюменьгеология»; Руководитель Островская К.В. – Тюмень, 1990.
5. Отчет по переоценке запасов нефти, газа и конденсата Восточного купола Северо-Уренгойского месторождения по состоянию на 01.01.2003 [текст]: Отчет о НИР /ОАО «СибНАЦ»; Руководитель Плесовских И.А. – Тюмень, 2003.