

УДК 622.276

АНАЛИЗ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ВАЛАНЖИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Носырев Н.С.

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

В целом по I-IV объектам эксплуатации Уренгойского месторождения дренируемые запасы газа составили 1309 млрд. м³ пластового газа или 79,6 % от утвержденных запасов газа. В пределах каждого объекта по зонам установки комплексной подготовки газа степень вовлечения запасов газа в активную разработку различная. Сопоставление запасов утвержденных и оцененных методом материального баланса свидетельствуют, что, не смотря на достаточно большой объем информации полученной в результате разведочного и эксплуатационного разбуривания месторождения, утвержденные запасы газа (и, соответственно, конденсата) в дальнейшем требуют значительной корректировки. Глубокий анализ причин несоответствия утвержденных запасов и оцененных методом материального баланса при последующих подсчетах запасов, приведет к уточнению подсчетных параметров по газоконденсатным залежам, что в свою очередь также позволит скорректировать геологические запасы нефти. Стоит отметить, что неверная оценка запасов углеводородов приводит к значительной погрешности при проектировании разработки месторождения, которая приводит к неверной оценки распределения пластового давления, как по разрезу, так и по площади, а также внедрения пластовой воды в залежи углеводородов в процессе разработки.

Ключевые слова: газ, газоконденсат, валанжинские отложения, Уренгойское месторождение, анализ разработки.

ANALYSIS OF THE ENERGY CHARACTERISTICS AND DEVELOPMENT OF THE URENGOYSKOYE FIELD VALANGINIAN DEPOSITS

Nosyrev N.S.

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

In general, for the I-IV facilities of the Urengoy field, the drained gas reserves amounted to 1,309 billion m³ of reservoir gas, or 79.6% of the approved gas reserves. Within each facility, by zones, the degree of involvement of gas reserves in active development is different. Comparison of reserves approved and assessed by the material balance method shows that, despite the sufficiently large amount of information obtained as a result of exploration and production drilling of the field, the approved gas reserves (and, accordingly, condensate) further require significant adjustments. In-depth analysis of the causes of non-compliance of the approved reserves and estimated using the material balance method at subsequent reserve estimates will lead to a refinement of the estimated parameters for gas condensate deposits, which in turn will also allow for the correction of geological reserves of oil. It is worth noting that an incorrect assessment of hydrocarbon reserves leads to a significant error in the design of field development, which leads to an incorrect assessment of reservoir pressure distribution, both in the section and in area, as well as the introduction of reservoir water in hydrocarbon deposits during the development process.

Keywords: gas, gas condensate, Valanginian deposits, Urengoy field, development analysis.

Нижнемеловой продуктивный комплекс Уренгойского месторождения, открытый в 1966 г., представлен 22 продуктивными пластами в западной части, залегающими в диапазоне глубин от 1700 до 3200 м, в которых предполагается наличие 75 залежей углеводородов, различных по фазовому состоянию, простирающихся на 220 км, является уникальным по запасам углеводородов и сложным с точки зрения геологического строения объектом [1,2] По состоянию на 01.10.2017 накопленный отбор пластового газа с начала промышленной разработки объектов добычи нижнемелового комплекса Уренгойского НГКМ достиг 894,3 млрд. м³, из которых газоконденсатным фондом добыто 873,9 млрд. м³, нефтяными скважинами соответственно 20,4 млрд. м³. Таким образом, текущий коэффициент извлечения газа составляет 54,4 % от начальных запасов, утвержденных в ГКЗ Роснедра. С целью оценки степени вовлеченности остаточных запасов газа в процесс фильтрации, в настоящем разделе, методом материального баланса, выполнен анализ динамики снижения пластового давления в результате выработки запасов углеводородной продукции.

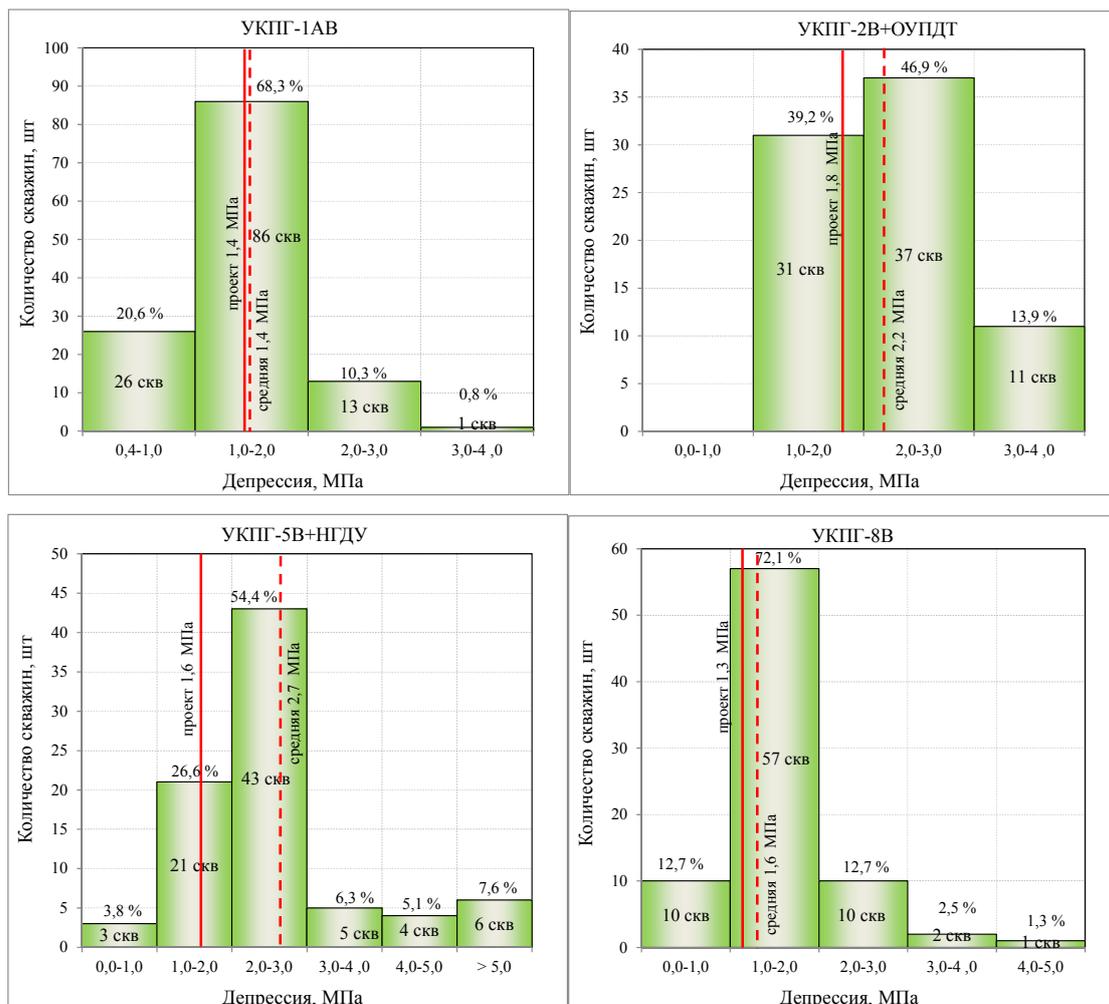


Рисунок 1 – Распределение фактической депрессии на пласт по скважинам УКПГ-1АВ, УКПГ-2В+ОУПДТ, УКПГ-5В+НГДУ, УКПГ-8В

I объект

В соответствии с существующими представлениями о геологическом строении УНГКМ [3,4,5], на долю I эксплуатационного объекта приходится 205,6 млрд. м³ начальных запасов конденсатосодержащего газа, что составляет 12,5 % от общих запасов месторождения.

В соответствии с решениями проектного документа, в состав I эксплуатационного объекта входят два подобъекта, включающие в себя залежи 10 продуктивных пластов:

- Ia объект (пласты ПК₁₆, ПК₁₈, ПК₁₉, ПК₂₁⁰, ПК₂₁, АУ₉, АУ₁₀¹);

В настоящее время промышленная выработка запасов осуществляется скважинами УКПГ-1АВ и УКПГ-8В.

В районе расположения скважин УКПГ-1АВ газоконденсатные залежи выделены в продуктивных пластах ПК₁₆, ПК₁₈, ПК₂₁, АУ₁₀¹ (Ia объект) и БУ₁₋₂, БУ₅ (Iб объект) в которых сосредоточено 69,1 млрд. м³ пластового газа, что составляет 33,6 % от начальных утвержденных запасов I эксплуатационного объекта, из них в активную разработку вовлечено 38,8 млрд. м³ (рисунок 2).

Следует отметить достаточно низкую вовлеченность в процесс фильтрации залежей объекта Iб (БУ₁₋₂, БУ₅), на который приходится 26,8 % от начальных запасов в пределах УКПГ-1АВ.

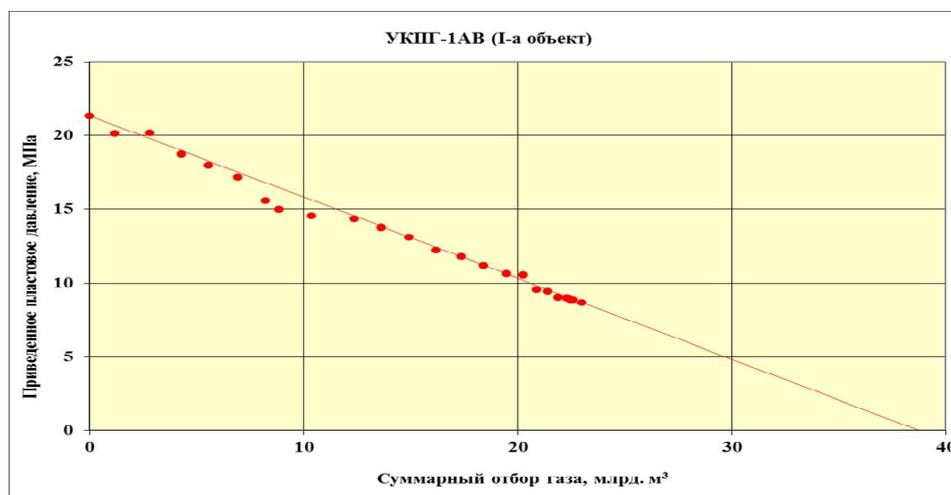


Рисунок 2 - Зависимость приведенного пластового давления от суммарного отбора газа по I эксплуатационному объекту УКПГ-1АВ

В настоящее время выработка газоконденсатных залежей объекта Iб осуществляется скважиной 1580, вскрывающей помимо пласта БУ₁₋₂ также залежи Ia объекта (ПК₁₈, ПК₂₁), и скважиной 1587 переведенной с вышележащих горизонтов в 2016 г. на пласт БУ₅. Учитывая не продолжительный период работы скв. 1587 и совместную эксплуатацию нескольких продуктивных горизонтов в скв.1580, оценка запасов методом материального баланса Iб объекта затруднена.

По Ia объекту дренируемые запасы газа составляют около 75 % от начальных.

Расхождение дренируемых запасов газа с начальными утвержденными по Ia объекту связано, вероятней всего, с неверной оценкой геологических запасов газа. Так как выработка запасов газа в настоящее время осуществляется в зоне с максимальными эффективными газонасыщенными толщинами (пласты ПК₁₈ и ПК₂₁), где, соответственно, сосредоточены основные запасы и учитывая что, продуктивные пласты обладают достаточно высокими коллекторскими свойствами.

Всего с начала разработки из залежей I объекта скважинами УКПГ-1АВ отобрано 23,0 млрд. м³ пластового газа, что составляет 33,2 % от начальных запасов.

В районе расположения скважин УКПГ-8В газоконденсатные залежи выделены в продуктивных пластах ПК₁₉, ПК₂₁⁰, ПК₂₁, АУ₉, АУ₁₀¹ (Ia объект) и БУ₁₋₂, БУ₅ (Iб объект) на которые приходится суммарно 126,0 млрд.м³ пластового газа, что составляет 61,3 % от утвержденных начальных запасов I объекта. Согласно выполненной оценке (рисунок 3) объем вовлеченных в промышленную разработку запасов составляет 133,8 млрд. м³, что превышает утвержденные запасы на 7,5 % или на 9,5 млрд. м³.

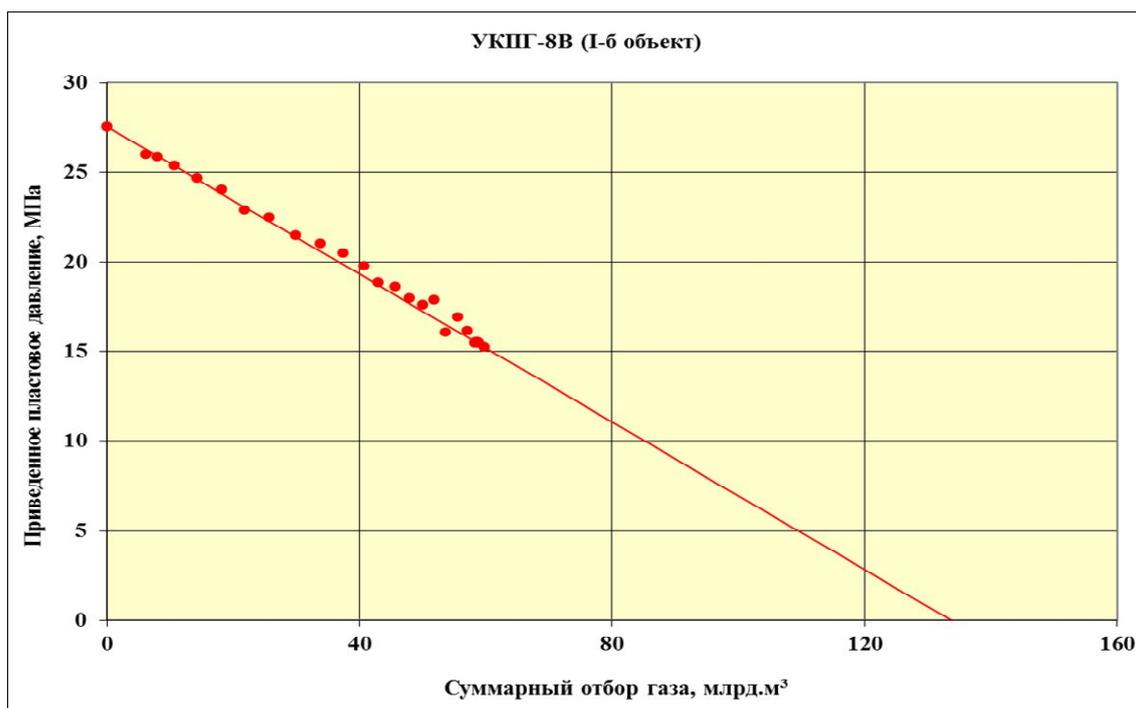


Рисунок 3 – Зависимость приведенного пластового давления от суммарного отбора газа по I эксплуатационному объекту УКПГ-8В

С начала разработки из залежей I объекта скважинами УКПГ-8В отобрано 59,7 млрд. м³ пластового газа, что составляет 47,4 % от начальных запасов.

II объект

Второй эксплуатационный объект включает в себя залежи пластов БУ₈⁰, БУ₈, БУ₉, в которых сосредоточено 736,0 млрд. м³, что составляет 44,8 % от общих начальных запасов

нижнемеловых отложений, из которых в активную разработку вовлечено 543,1 млрд. м³ пластового газа или 73,8 %.

Низкая степень вовлечения запасов газа в активную разработку можно объяснить с одной стороны сложным геологическим строением, существенным различием ФЕС коллекторов, как по разрезу, так и по площади объекта. С другой стороны степень вовлечения запасов газа в пределах каждого УКПГ значительно отличается между собой. Так по УКПГ-1АВ дренируемые запасы составляют 148,9 млрд. м³ или 73,8 % от начальных, по УКПГ-2В и 5В составляют 64,5 % и 62,5 % от начальных, при величинах, соответственно, 120,3 и 123,0 млрд. м³, в то время как по УКПГ-8В оценка дренируемых запасов, выполненная аналогичным способом как и по другим участкам объекта, указывает на полное вовлечение запасов газа в активную разработку, которые составили 161,2 млрд. м³ или 106,8 % от начальных утвержденных (рисунок 4).

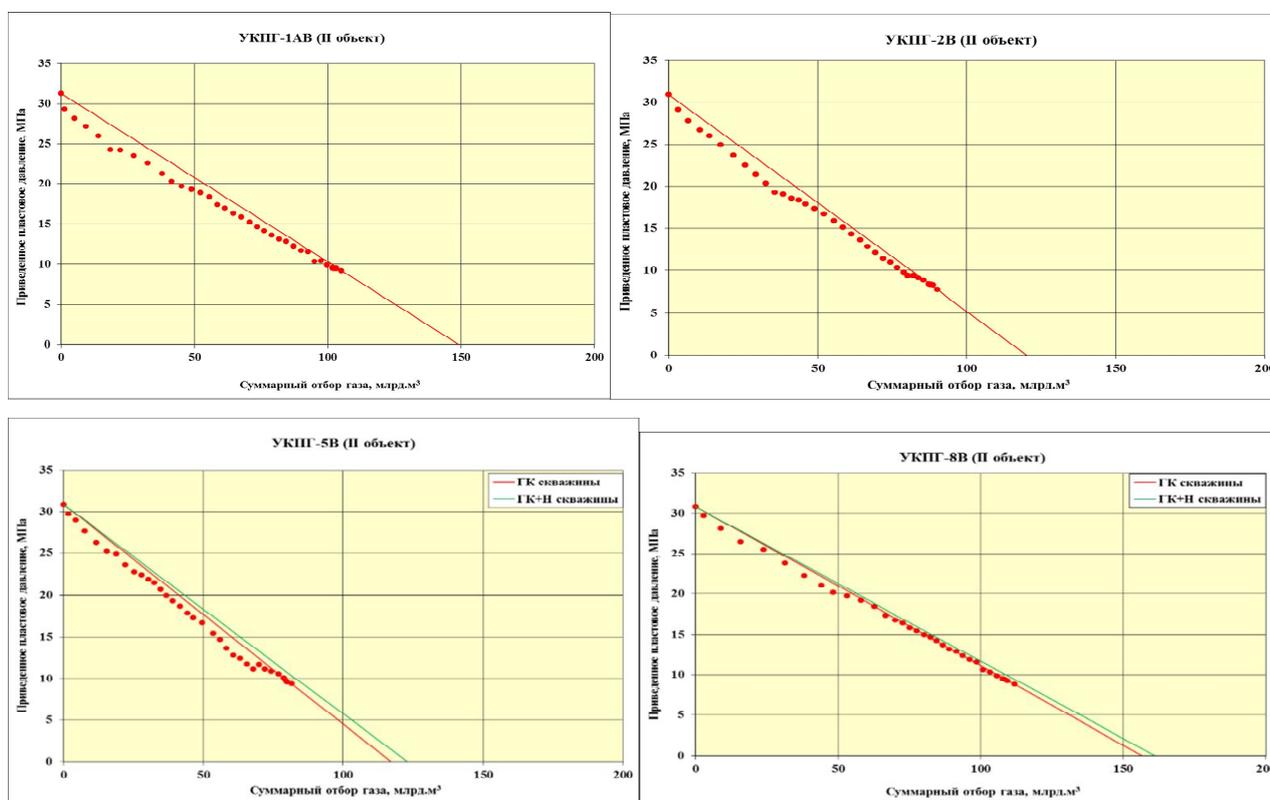


Рисунок 4 – Зависимости приведенного пластового давления от суммарного отбора газа по II эксплуатационному объекту

III объект

В состав III объекта эксплуатации входят продуктивные пласты БУ₁₀, БУ₁₁¹, БУ₁₁², БУ₁₁³, БУ₁₂¹ суммарные запасы которых составляют 476,4 млрд.м³. Всего с начала разработки из объекта отобрано 299,0 млрд. м³ газа или 62,8 % от начальных утвержденных.

Несмотря на то, что в целом по III объекту величины дренируемых запасов (418,5 млрд. м³ или 87,8 %) сопоставимы с утвержденными, в пределах каждого УКПГ доля

вовлеченных в активную разработку запасов изменяется в достаточно широком диапазоне от 72,6 % по УКПГ-2В до 113,7 % по УКПГ-8В (рисунок 5).

Стоит отметить, что утвержденные в ГКЗ Роснедра (протокол № 1975-деп от 21.10.2009) запасы растворенного в нефти газа по III объекту составляют 74,4 млрд. м³. Что оказывает существенное влияние на темп снижения пластового давления в газоконденсатных частях залежей.

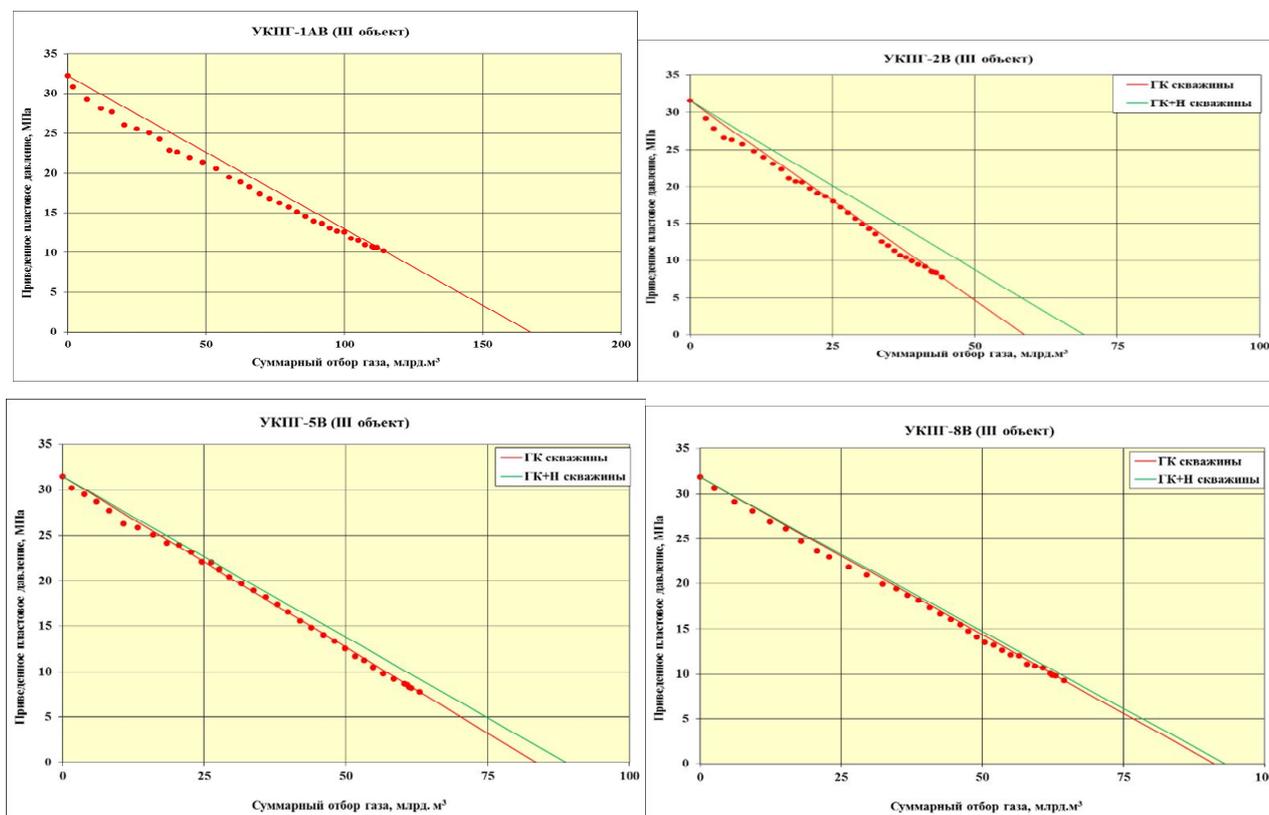


Рисунок 5 – Зависимости приведенного пластового давления от суммарного отбора газа по III эксплуатационному объекту

IV объект

В состав IV эксплуатационного объекта входят залежи 5 продуктивных пластов (БУ₁₂², БУ₁₃, БУ₁₄¹, БУ₁₄²) суммарные запасы которых составляют 225,5 млрд. м³ пластового газа. Накопленный отбор пластового газа по состоянию на 01.10.2017 составил 116,8 млрд. м³ или 51,8 % от начальных запасов.

Дренируемые запасы по объекту составляют 164,5 млрд. м³, которые по зонам УКПГ - 1АВ, 2В и 5В распределены в количестве 98,1, 46,9 и 19,5 млрд. м³, что соответствует 88,8 %, 59,9 % и 53,1 % от начальных утвержденных запасов (рисунок 6). Небольшая степень вовлечения в активную разработку запасов газа в пределах УКПГ-2В и 5В связана с низкой выработкой запасов из продуктивных пластов БУ₁₂² и БУ₁₄². Тем не менее, по IV объекту эксплуатации неопределенность в оценке начальных запасов газа, как и по другим объектам эксплуатации все же остается.

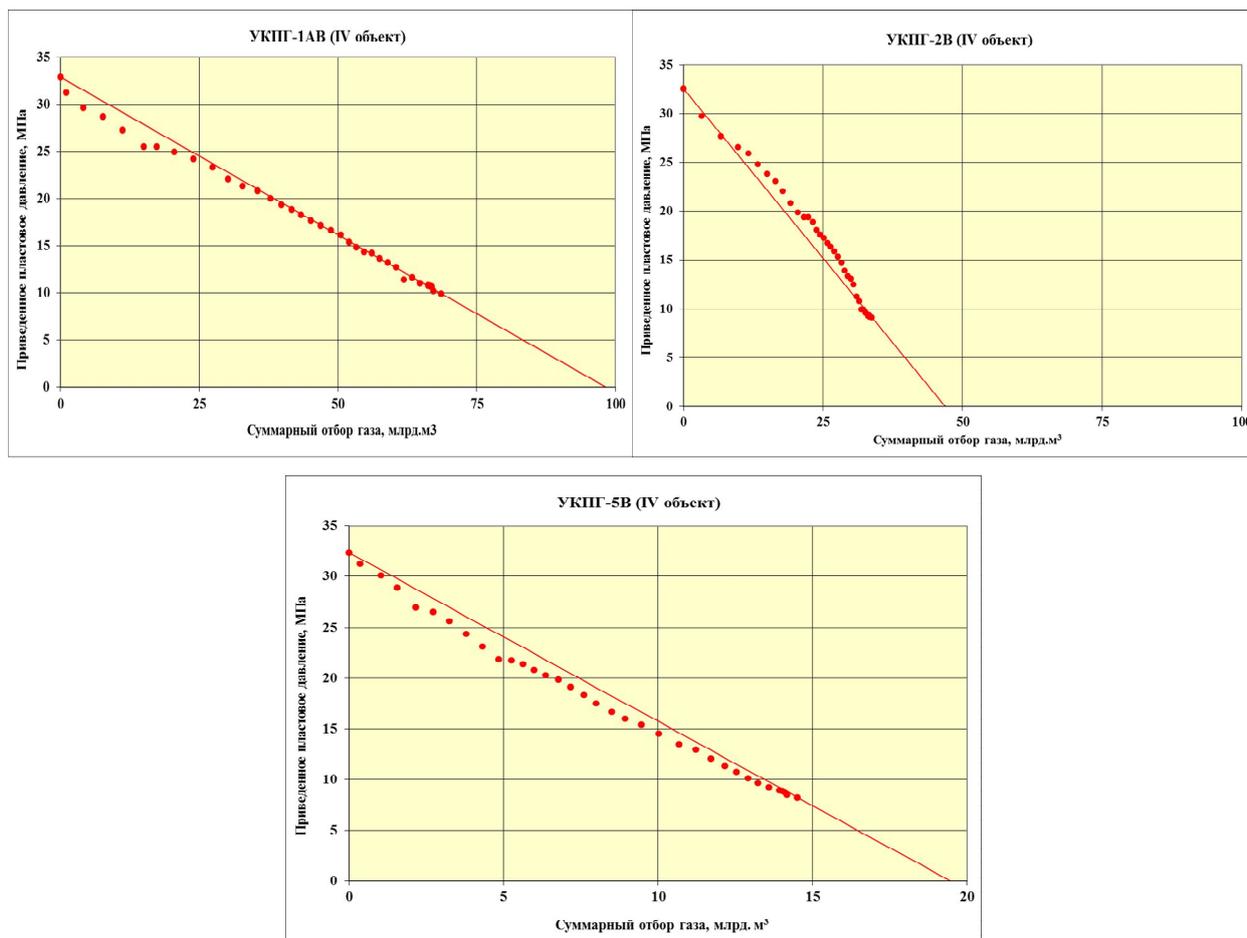


Рисунок 6 – Зависимости приведенного пластового давления от суммарного отбора газа по IV эксплуатационному объекту

В целом по I-IV объектам эксплуатации дренируемые запасы газа составили 1309,0 млрд. м³ пластового газа или 79,6 % от утвержденных запасов газа. Как уже было отмечено выше в пределах каждого объекта по зонам УКПГ степень вовлечения запасов газа в активную разработку различная. Сопоставление запасов утвержденных в ГКЗ Роснедра (протокол № 1975-дсп от 21.10.2009) и оцененных методом материального баланса свидетельствуют, что, не смотря на достаточно большой объем информации полученной в результате разведочного и эксплуатационного разбуривания месторождения, утвержденные запасы газа (и, соответственно, конденсата) в дальнейшем требуют значительной корректировки.

Глубокий анализ причин несоответствия утвержденных запасов и оцененных методом материального баланса при последующих подсчетах запасов, приведет к уточнению подсчетных параметров по газоконденсатным залежам, что в свою очередь также позволит скорректировать геологические запасы нефти. Стоит отметить, что неверная оценка запасов углеводородов приводит к значительной погрешности при проектировании разработки месторождения, которая приводит к неверной оценки распределения пластового давления,

как по разрезу, так и по площади, а также внедрения пластовой воды в залежи УВ в процессе разработки.

Литература

1. Протокол ЦКР Роснедра по ЯНАО № 34-08 от 09.12.2008.
2. Проект разработки газоконденсатных залежей и нефтяных оторочек нижнемеловых отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения на полное развитие: Отчет о НИР /ООО «ТюменНИИгипрогаз»; Отв. исполнители Лютомский С.М., Нестеренко А.Н. – Тюмень, 2008.
3. Протокол ГКЗ Роснедра от 17.07.2009 № 1975-дсп.
4. Протокол ГКЗ Роснедра от 30.10.2012 № 2909-дсп.
5. Проект детального разведочного бурения на Уренгойской площади: Отчет о НИР (закл.)/ Руководители Власов А.А., Волкова А.З. – Салехард, 1967.