

УДК 553.98.044

Прогноз подсчетных параметров, определяемых составом и свойствами пластового газа, для месторождений полуострова Ямал

А.В. Ершов¹, Н.М. Залетова¹, О.М. Биктимирова^{1*}

¹ ООО «Газпром геологоразведка», Российская Федерация, 625000, г. Тюмень, ул. Герцена, д. 70

* E-mail: o.biktimirova@ggr.gazprom.ru

Ключевые слова: подсчет запасов газа, конденсат, потенциальное содержание конденсата, газоконденсатная характеристика.

Тезисы. Большинство месторождений п-ова Ямал, разведка которых проводилась в конце 1980-х – начале 1990-х гг., характеризуются отсутствием качественных результатов испытаний пластов и исследований проб пластовых флюидов, а также недостаточной изученностью газоконденсатной составляющей залежей. Поэтому обоснование потенциального содержания конденсата и других подсчетных параметров, зависящих от физико-химических свойств пластовых углеводородов, является актуальной задачей при подсчете запасов газа и конденсата месторождений п-ова Ямал.

В настоящее время на ряде месторождений пробурены новые скважины, испытания которых позволили значительно расширить представления о геологическом строении залежей углеводородов, петрофизических свойствах коллекторов и физико-химических свойствах насыщающих их флюидов. На практике для месторождений, где не получено достоверных результатов промысловых и лабораторных газоконденсатных исследований (ГКИ), используется графоаналитический метод определения газоконденсатной характеристики залежей, основанный на данных о групповом углеводородном составе стабильного конденсата. Однако данные, полученные этим методом по месторождениям п-ова Ямал, не согласуются с результатами кондиционных ГКИ. Установлена непригодность графоаналитического метода для условий Ямала, обусловившая необходимость разработки собственной прогнозной статистической методики оценки подсчетных параметров, связанных со свойствами газа и конденсата.

Авторами разработана методика прогноза подсчетных параметров, основанная на статистически установленных зависимостях их от состава газа и конденсата и глубин залегания залежей. Прогноз подсчетных параметров, связанных с составом и свойствами газа и конденсата на ряде месторождений п-ова Ямал, позволит значительно пополнить информационную базу и повысит достоверность оценки запасов газа и конденсата.

Месторождения северной части п-ова Ямал отличаются большим этажом газоносности и изменчивостью состава углеводородов (УВ), что затрудняет оценку подсчетных параметров, связанных со свойствами пластового газа. Газовые и газоконденсатные залежи приурочены к широкому интервалу меловых и юрских отложений.

В настоящей работе рассмотрены отложения таноупчинской (аптский ярус), малышевской (батский ярус) и вымской свит (байосский ярус) Тамбейского месторождения (Северо-Тамбейского, Тасийского и Западно-Тамбейского лицензионных участков). Лицензии на разведку и эксплуатацию Северо-Тамбейского, Западно-Тамбейского и Тасийского участков недр принадлежат ПАО «Газпром».

Как и для большинства месторождений п-ова Ямал, разведка которых выполнялась в конце 1980-х – начале 1990-х гг., газоконденсатная характеристика Тамбейского месторождения изучена слабо. Кондиционными лабораторными исследованиями газа и конденсата охарактеризованы лишь шесть пластов на Северо-Тамбейском участке, тогда как Государственным балансом полезных ископаемых учтены 35 залежей по Тасийскому, 59 залежей по Северо-Тамбейскому и 32 залежи по Западно-Тамбейскому участкам.

По состоянию на 01.01.2018 на Тамбейском месторождении пробурены 12 новых скважин (42, 43, 45, 123, 124 на Западно-Тамбейском; 201, 202, 203, 204, 205 на Северо-Тамбейском; 159, 160 на Тасийском участках). Выполнен комплекс лабораторных газоконденсатных исследований (ЛабГКИ) по ряду объектов испытания. На Западно-Тамбейском участке в скв. 42, 45 и 124 проведены опробования пластов ЮЯ₂₋₄ и ЮЯ₆ с применением модульного динамического испытателя пластов на кабеле MDT.

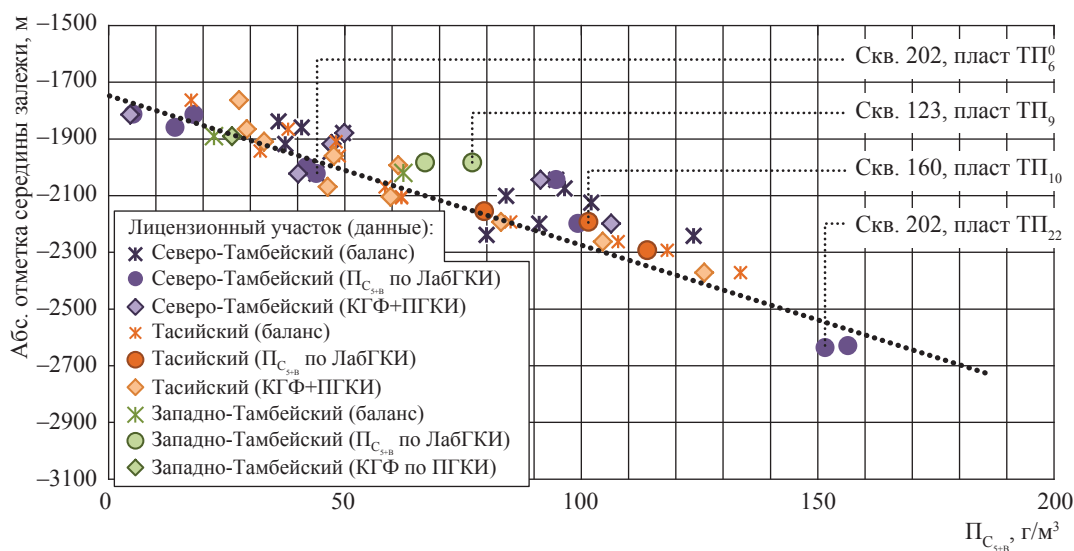


Рис. 1. Взаимосвязь потенциального содержания конденсата в газе и глубин залегания залежей

Имеющейся на сегодняшний день информации недостаточно для определения физико-химических характеристик УВ, поэтому для оценки запасов газа и конденсата были использованы аналитические и статистические подходы. На практике для месторождений, где не получено достоверной информации в результате промысловых газоконденсатных исследований (ПГКИ) и ЛаБГКИ, используется графоаналитический подход к определению газоконденсатной характеристики залежей¹. Данному методу посвящены работы А.И. Гриценко, Т.Д. Островской, В.В. Юшкина и др. [1].

Проверка применимости графоаналитической методики выполнялась тестированием на фактических результатах кондиционных лабораторных исследований пластового газа Северо-Тамбейского участка. В результате установлена ее непригодность для условий месторождений п-ова Ямал, что указало на необходимость разработки собственной прогнозной статистической методики оценки подсчетных параметров, связанных со свойствами газа и конденсата.

В основе прогнозной методики лежит представление о единой гидродинамически связанной системе (в геологическом времени) отложений таношчинской свиты, в пределах которой формировались залежи УВ, а также о едином источнике УВ. Аналогичных представлений о формировании газоконденсатных залежей

придерживаются исследователи геологического строения и нефтегазоносности п-ова Ямал А.А. Нежданов, А.Д. Авраменко и др. [2].

При постановке на Государственный баланс запасов конденсата в оперативном порядке в конце 1980-х – начале 1990-х гг. для большей части объектов Тамбейского месторождения потенциальное содержание конденсата было принято равным выходу стабильного конденсата при ПГКИ, зачастую некондиционных. Для ряда газоконденсатных залежей потенциальное содержание конденсата в ходе ПГКИ не было установлено, а запасы конденсата не были оценены и, следовательно, не учтены Государственным балансом запасов. В результате в соседних пластах принятыкратно отличающиеся значения потенциального содержания конденсата ($P_{C_{s+кб}}$), а взаимосвязь между значениями $P_{C_{s+кб}}$ и глубинами залежей практически полностью отсутствует. Однако в ходе анализа кондиционных результатов ПГКИ и ЛаБГКИ авторами установлено закономерное увеличение содержания конденсата в пластовом газе с увеличением глубины залегания залежей (рис. 1).

Для обоснования значений $P_{C_{s+кб}}$, используемых при подсчете запасов конденсата, построена зависимость $P_{C_{s+кб}}$ от глубины залегания залежи. Для ее построения использовались результаты выполненных на Тамбейском месторождении кондиционных ЛаБГКИ и ПГКИ (по старым и новым скважинам). Данные, полученные по новым скважинам, не противоречат данным, полученным ранее. Отдельно

¹ См. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Т. 1. – М.: Газпром экспло, 2011.

на графике выделены числящиеся на государственном балансе значения $P_{C_{5+B}}$, принятые по кондиционным ПГКИ (подсчет запасов 1983–1994 гг.). Полученная зависимость хорошо аппроксимируется линейным трендом и может использоваться для прогноза $P_{C_{5+B}}$ залежей на глубинах до 2600 м.

Особенный интерес при анализе новых данных вызывают юрские отложения, характеризующиеся высокой аномальностью пластовых давлений (коэффициент аномальности изменяется от 1,61 до 1,90). Фактические значения $P_{C_{5+B}}$ по новым скважинам варьируют в пределах от 139,2 до 396,7 г/м³. Широкий диапазон изменения этого параметра, возможно, объясняется тем, что большая часть ПГКИ выполнена с нарушением требований Р Газпром 086-2010. При проведении ЛабГКИ в скв. 160 (пласты ЮЯ₆ и ЮЯ₉) на Тасийском участке депрессия на пласт составляла 76,4 и 81,9 % соответственно, а скорость потока не превышала 0,5 м/с, что не обеспечивает необходимых условий полного выноса конденсата. Полученные значения $P_{C_{5+B}}$, равные 139,2 (ЮЯ₆) и 187,6 г/м³ (ЮЯ₉), были отнесены к некачественным. Значения $P_{C_{5+B}}$, равные 396,7 и 280,3 г/м³ соответственно и полученные в результате МДТ-исследований в скв. 45 (пласт ЮЯ₂₋₄) и скв. 124 (пласт ЮЯ₆) Западно-Тамбейского участка, также вызывают сомнения: они значительно превышают показатели

в других скважинах соответствующих пластов (рис. 2).

Обобщая данные, полученные по результатам качественных ЛабГКИ (скв. 160, пласт ЮЯ₂₋₄ и скв. 42, 123, пласт ЮЯ₆) и МДТ (скв. 43 пласт ЮЯ₂₋₄ и скв. 124, пласт ЮЯ₆), можно сделать вывод, что принятые ранее Государственным балансом значения $P_{C_{5+B}}$ на участках Тамбейского месторождения занижены. Однако имеющуюся на данный момент информацию следует считать ориентировочной. Более уверенные выводы можно будет сделать по завершении полного комплекса газоконденсатных исследований новых скважин.

Относительная плотность газа по воздуху также является важным параметром пластового газа, который используется при определении подсчетных параметров: начального и конечного пластовых давлений. Кроме того, существуют общепринятые методы определения критических значений давления и температуры, необходимых для расчета поправок на свойства и на температуру газа¹. Поскольку на плотность газа наибольшее влияние оказывает количество содержащихся в нем тяжелых УВ (C_{5+B}), построена графическая зависимость этих параметров (рис. 3). Исходными данными послужили результаты лабораторных исследований проб пластовых флюидов, отобранных из залежей Северо-Тамбейского участка (1983–1994 гг.), данные (в том числе МДТ),

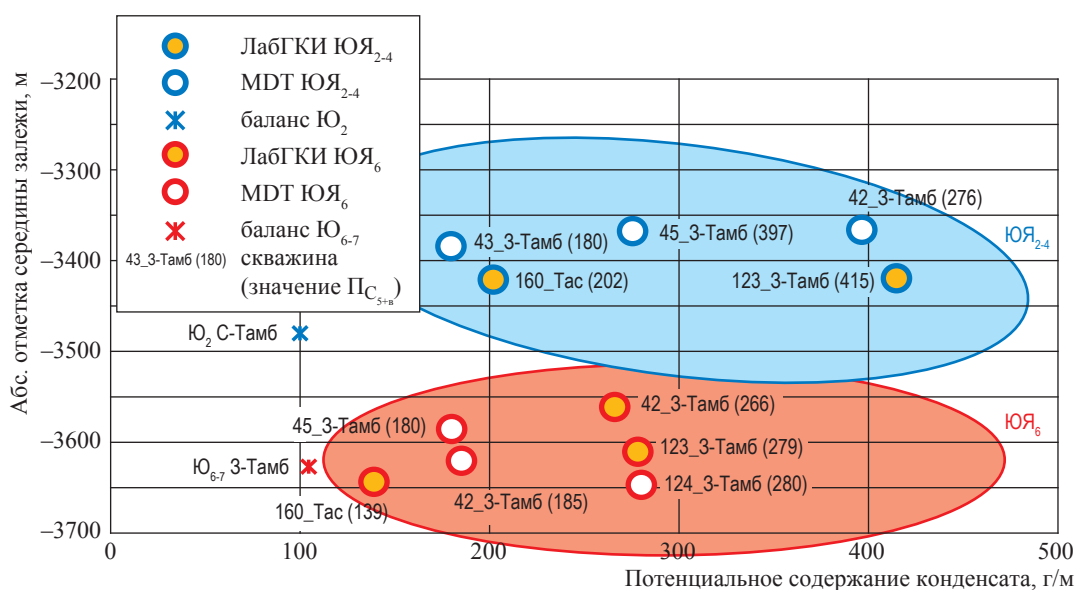


Рис. 2. Взаимосвязь потенциального содержания конденсата и глубин залегания залежей для пластов ЮЯ₂₋₄ (см. синий контур) и ЮЯ₆ (см. красный контур) Тамбейского месторождения (новые скважины)

полученные при испытании новых скважин на Западно-Тамбейском, Тасийском и Северо-Тамбейском участках Тамбейского месторождения и расположенного рядом Бованенковского месторождения.

Мольную долю сухого газа в пластовом газе ($МД_{сух}$), согласно Р Газпром 086-2010, определяют по формуле

$$МД_{сух} = \frac{1 - \sum_{i=C_n}^{C_n+n'} y_i}{100},$$

где y_i – мольная доля i -го углеводородного компонента C_n пластового газа, %.

В связи с тем что газ большинства залежей Тамбейского месторождения в лабораторных условиях не исследовался, для определения $МД_{сух}$ использовалась ее эмпирическая зависимость от $\rho_{отн}$ (рис. 4), в качестве исходных данных для построения которой были использованы результаты всех кондиционных лабораторных исследований проб пластовых флюидов Северо-Тамбейского, Тасийского, Западно-Тамбейского участков (в том числе MDT-исследования) и Бованенковского месторождения.

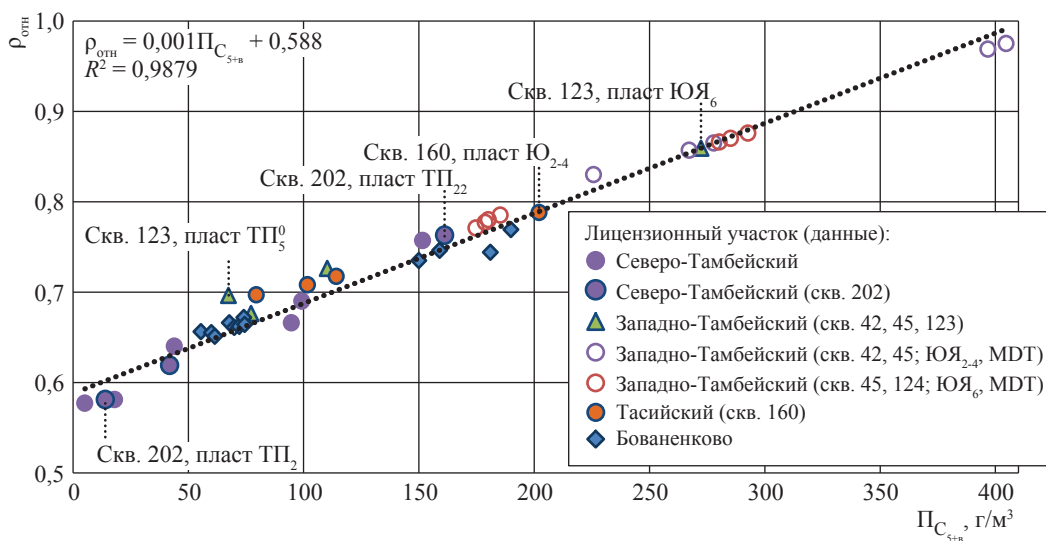


Рис. 3. Взаимосвязь относительной плотности пластового газа по воздуху ($\rho_{отн}$) и потенциального содержания конденсата: R^2 – коэффициент детерминации

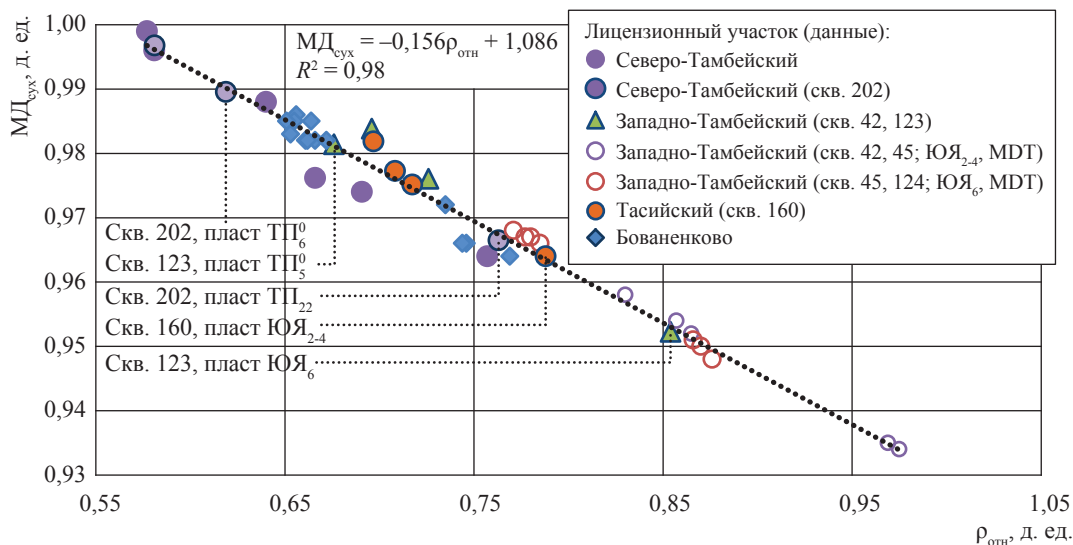


Рис. 4. Зависимость мольной доли сухого газа от относительной плотности пластового газа по воздуху

Таким образом, месторождения северной части п-ова Ямал являются многопластовыми, отличаются большим этажом газоносности, изменчивостью состава УВ по разрезу и недостаточной изученностью газоконденсатной характеристики залежей Северо-Тамбейского, Тасийского и Западно-Тамбейского лицензионных участков ПАО «Газпром», что затрудняет оценку подсчетных параметров, связанных со свойствами пластового газа.

На основании статистически установленных зависимостей подсчетных параметров от состава газа и конденсата и глубин залегания залежей разработана методика прогноза этих параметров, которая обеспечит значительное пополнение информационной базы и повышение достоверности оценки запасов газа и конденсата.

В настоящее время Тамбейская зона газонакопления разбурена сеткой разведочных скважин, и значительная часть запасов

танопчинской свиты уже переведена в категорию C_1 . Однако проектные разведочные скважины не позволят установить газоконденсатную характеристику в отношении всех залежей этой зоны. Использование разработанного авторами метода косвенной оценки потенциального содержания конденсата и других необходимых подсчетных параметров позволит восполнить недостающую информацию.

Список литературы

1. Гриценко А.И. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа / А.И. Гриценко, Т.Д. Островская, В.В. Юшкин. – М.: Недра, 1983. – 264 с.
2. Нежданов А.А. Роль дегазации Земли в формировании месторождений УВ севера Западной Сибири / А.А. Нежданов, А.Д. Авраменко, И.И. Халиулин // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы: материалы Всероссийской конференции. – М.: ГЕОС, 2008. – С. 340–342.

Prediction of volumetric parameters determined by composition and properties of bedded gas for the fields of the Yamal Peninsular

A.V. Yershov¹, N.M. Zaletova¹, O.M. Biktimirova^{1*}

¹ Gazprom Geologorazvedka LLC, Bld. 70, Gertsena street, Tyumen, 625000, Russian Federation

* E-mail: o.biktimirova@ggr.gazprom.ru

Abstract. For most of the Yamal Peninsular fields, which prospecting was carried out in the end of 1980s – the beginning of 1990s, there are no good-quality results of strata and fluid samples tests, and a gas-condensate component of their deposits is poorly studied. That's why substantiation of potential gas condensate yield and other volumetrics which depend on the physical-chemical properties of bedded hydrocarbons is topical when gas and gas-condensate reserves of the Yamal fields are calculated.

Nowadays, the new wells have been drilled at some Yamal fields. Tests of these wells have considerably expanded knowledge of geological structure of hydrocarbon fields, petrophysical properties of reservoirs, and physical-chemical properties of fluids saturating these reservoirs. In practice, in case of lack of reliable field and laboratory gas-condensate studies, a semigraphical method for determination of a deposit gas-condensate characteristic is used. This method is based on the information about the group hydrocarbon-type content of stable condensate. Nevertheless, in regard of the Yamal fields the semigraphical data haven't correspond with the results of conditioned gas-condensate tests. So, impropriety of the semigraphical method for Yamal conditions has been stated, and it has driven necessity to develop own predictive statistical procedure for assessment of volumetrics determined by gas and gas-condensate properties.

Authors have developed a procedure for prediction of field volumetrics based on their statistically ascertained dependencies on gas and gas-condensate composition and depths of deposit burial. Forecast of volumetric parameters for several Yamal fields will enrich information base and improve validity of gas and gas condensate reserves assessments.

Keywords: estimation of gas reserves, condensate, potential condensate content, characteristic of gas condensate.

References

1. GRITSENKO, A.I., T.D. OSTROVSKAYA, V.V. YUSHKIN. *Hydrocarbon condensates of natural gas fields* [Uglevodorodnyye kondensaty mestorozhdeniy prirodnogo gaza]. Moscow: Nedra, 1983. (Russ.).
2. NEZH DANOV, A.A., A.D. AVRAMENKO, I.I. KHALIULIN. A role of Earth degassing in forming of hydrocarbon fields at the north of Western Siberia [Rol degazatsii Zemli v formirovaniy mestorozhdeniy UV severa Zapadnoy Sibiri]. In: *Proc. of the All-Russian conference "Degassing of the Earth: geodynamics, geofluids, oil, gas and their paragenesis*. Moscow: GEOS, 2008, pp. 340–342. (Russ.).