



УДК 553.045.2, 553.981.6

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ СВОЙСТВ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАМБЕЙСКОЙ ГРУППЫ

О.М.Биктимирова, Н.М.Залетова, А.В.Ершов (ООО "Газпром геологоразведка"), **Т.В.Вотинова** (ПАО "Газпром")

Разработана методика оценки параметров, основанная на их взаимосвязи с физико-химическими свойствами газа, конденсата и глубиной залегания залежей.

Ключевые слова: подсчетные параметры; потенциальное содержание конденсата; физико-химические свойства газа и конденсата.

Месторождения северной части п-ова Ямал характеризуются большим этажом газоносности. В частности, на месторождениях Тамбейской группы, к которой относятся Северо-Тамбейское, Западно-Тамбейское, Тасийское, Южно-Тамбейское, открыты залежи газа, газоконденсата и нефти в 46 пластах меловых и юрских отложений.

Рассмотрим отложения танопчинской свиты месторождений Тамбейской группы (за исключением Южно-Тамбейского) и Малыгинского месторождения.

Низкая изученность газоконденсатной характеристики месторождений Тамбейской группы характерна и для других северных месторождений, разведка которых выполнялась в конце 80-х — начале 90-х гг. прошлого столетия. Кондиционными лабораторными исследованиями газа и конденсата охарактеризованы лишь отдельные залежи, тогда как на Государственном балансе полезных ископаемых числится 35 залежей по Тасийскому, 59 — по Северо-Тамбейскому и 32 — по Западно-Тамбейскому месторождениям.

Приведем объем данных по выполненным исследованиям на этих месторождениях с учетом депрессии на пласт и скоростей восходящего потока пластового флюида в башмаке насосно-компрессорных труб (НКТ), являющимися критериями качества промысловых газоконденсатных исследований (рис. 1). Приемлемые к использованию (согласно инструкции [1]) исследования составляют лишь незначительную часть — около 36 % общего объема выборки. Это те исследования, которые получены при депрессиях на пласт не более 10 % величины пластового давления и скоростях восходящего потока более 2,5 м/с.

Кондиционными лабораторными исследованиями проб пластовых флюидов с определением состава и физико-химических свойств газа и конденсата охарактеризовано шесть пластов на Северо-Тамбейском мес-

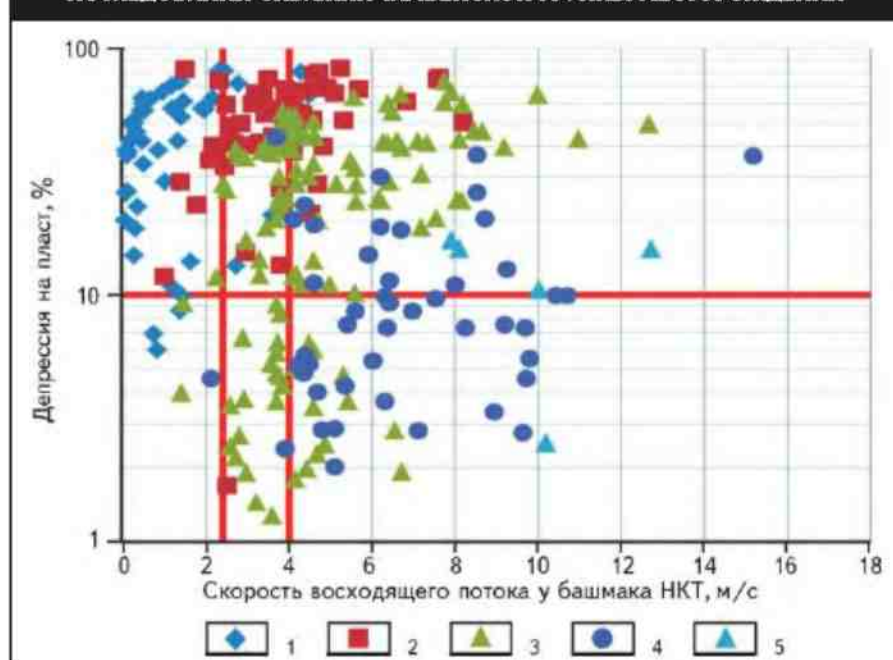
орождениях. Лабораторные газоконденсатные исследования для Западно-Тамбейского и Тасийского месторождений не проводились. Следует отметить, что для достоверного определения газоконденсатных характеристик газоконденсатнонефтяной залежи необходимы как минимум результаты полных лабораторных исследований проб пластовых флюидов трех объектов. Для газоконденсатных однофазных залежей с большой высотой предусматриваются исследования одного объекта на каждые 150 м высоты залежи.

Для месторождений, где по тем или иным причинам не получено достоверной информации по промысловым и лабораторным исследованиям, в [2] рекомендуется графоаналитический подход определения газоконденсатной характеристики залежей. Этот метод позволяет определить потенциальное содержание конденсата, коэффициент его извлечения и давление начала конденсации по данным о групповом УВ-составе газового стабильного конденсата, т.е. о количестве ароматических, нафтеновых и метановых УВ, степени недонасыщенности системы и термобарических условий залежей.

Авторами настоящей статьи расчеты были выполнены по этой методике с использованием результатов кондиционных лабораторных исследований пластового газа Северо-Тамбейского месторождения. В результате тестирования установлена ее неприменимость к условиям месторождений Тамбейской группы. В связи с этим возникла необходимость разработки альтернативной методики для оценки подсчетных параметров, определяемых по свойствам газа и конденсата.

В основе такой методики лежит представление о единой гидродинамически связанной системе отложений танопчинской свиты, в пределах которой формировались залежи УВ, а также о едином источнике УВ. Ряд исследователей п-ова Ямал [3] отмечает относительно

Рис. 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМЫСЛОВЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ТАМБЕЙСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



$Q_{г\text{сет}}$, тыс. м³/сут: 1 – до 50; 2 – 50-100; 3 – 100-200; 4 – 200-300; 5 – > 300

небольшой возраст газоконденсатных залежей этих месторождений и вероятно продолжающееся в настоящее время формирование залежей. Наличие единого источника УВ для залежей танопчинской свиты подтверждается закономерным снижением потенциального содержания конденсата в пластовом газе в процессе его миграции вверх по разрезу. Так, в нижних пластах потенциальное содержание конденсата выше, чем в верхнем – ТП₁, где газ имеет низкое содержание конденсата.

Для создания методики авторы статьи проанализировали результаты исследований газоконденсатной характеристики на рассматриваемых месторождениях, а также использовали данные по Бованенковскому месторождению, которое расположено поблизости и лучше изучено. Бованенковское месторождение не может быть полным аналогом, поскольку меловые отложения на его территории расположены на меньшей глубине, но газ залежей танопчинской свиты имеет состав, близкий к газам месторождений Тамбейской группы.

Потенциальное содержание конденсата

Как отмечалось, кондиционные лабораторные газоконденсатные исследования проведены только по шести пластам Северо-Тамбейского месторождения. При постановке на Государственный баланс запасов конденсата в оперативном порядке для большей части объектов потенциальное содержание конденсата было принято равным выходу стабильного конденсата при

промысловых газоконденсатных исследованиях. Для ряда газоконденсатных залежей потенциальное содержание конденсата не было установлено и запасы конденсата не оценивались. В результате в соседних пластах принималиськратно отличающиеся значения потенциального содержания конденсата, а взаимосвязь между потенциальным содержанием конденсата и глубиной залежей практически полностью отсутствует. Примером физически не обоснованной оценки потенциального содержания конденсата могут служить пласты ТП₁₃ и ХМ₆ Тасийского месторождения. Так, по пласту ТП₁₃ на балансе числится значение потенциального содержания 34,6 г/м³, а по расположенному на 500 м выше пласту ХМ₆ – 71,2 г/м³, т.е. в газе нижележащего пласта с большим давлением содержание тяжелых УВ ниже, чем в вышележащем. Следует еще раз

обратить внимание, что по результатам кондиционных лабораторных газоконденсатных исследований отмечается тесная взаимосвязь: с увеличением глубины залегания залежей фиксируется увеличение содержания конденсата в пластовом газе (рис. 2).

Таким образом, некорректные оценки потенциального содержания конденсата пластов танопчинской свиты привели к тому, что в Государственном балансе учтены недостоверные запасы конденсата.

Для повышения обоснованности значений потенциального содержания конденсата (P_{C_5+v}), авторами статьи получена зависимость начального потенциального содержания C_5+v от глубины залегания залежи с использованием:

начального потенциального содержания конденсата, определенного при лабораторных газоконденсатных исследованиях проб флюидов;

начального потенциального содержания конденсата, числящегося на Государственном балансе запасов УВ месторождений (при построении учитывались только значения, принятые на баланс по результатам промысловых газоконденсатных исследований, выполненных без нарушений требований инструкции [1]);

конденсатогазовый фактор стабильного конденсата (г/м³), определенный по результатам промысловых газоконденсатных исследований (при построении учитывались только те скважины, в которых промысловые газоконденсатные исследования выполнялись без нарушений требований инструкции).

Основная масса точек сформировала тесное облако, наблюдается увеличение потенциального содержания конденсата с глубиной залегания залежей. Данная взаимосвязь хорошо аппроксимируется линейным трендом для абсолютных отметок глубин от -1700 до -2500 м. Прогнозировать изменение содержания конденсата для залежей, залегающих глубже -2500 м, в настоящее время невозможно в связи с отсутствием кондиционных результатов исследований.

Относительная плотность газа по воздуху

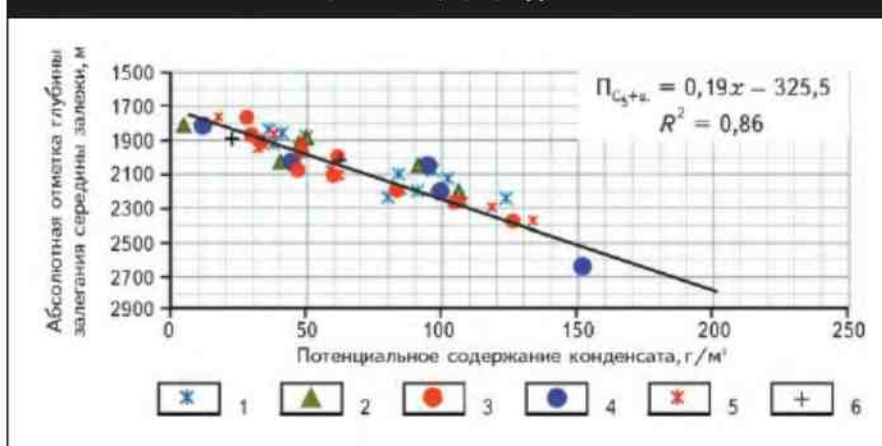
Относительная плотность газа по воздуху является очень важным свойством пластового газа, которое используется при расчете подсчетных параметров: приведенного начального и конечного пластового давления. Кроме того, существуют общепринятые методики для определения графическим способом критических значений давления и температуры, необходимых для расчета коэффициента сверхсжимаемости газа [1].

Учитывая, что на плотность газа значительно влияет количество жидких УВ C₅+в., содержащихся в пластовом газе, был построен график взаимосвязи двух параметров. За исходные данные взяты результаты лабораторных исследований проб пластовых флюидов, отобранных из залежей Бованенковского и Северо-Тамбейского месторождений (рис. 3).

Молярная доля «сухого» газа

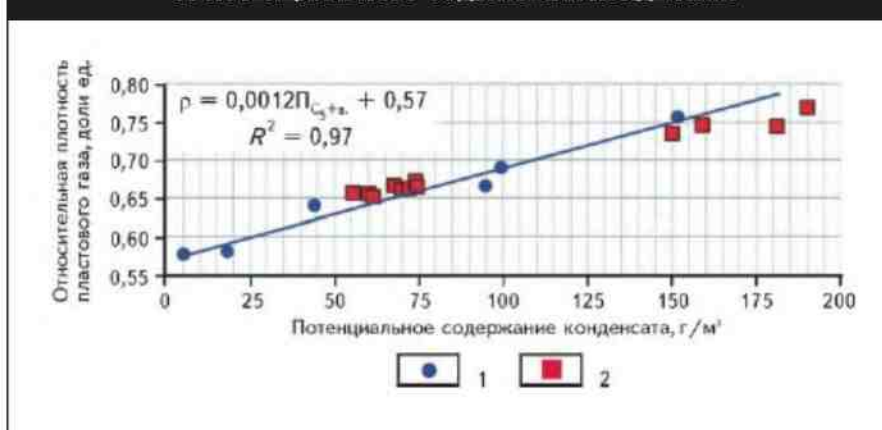
Для определения молярной доли «сухого» газа использовалась ее эмпирическая зависимость от относительной плотности пластового газа по воздуху (рис. 4). В качестве исходных данных для построения графика зависимости также были использованы результаты всех кондиционных лабораторных исследований проб пластового газа Северо-Тамбейского и Бованенковского месторождений.

Рис. 2. ЗАВИСИМОСТЬ НАЧАЛЬНОГО ПОТЕНЦИАЛЬНОГО СОДЕРЖАНИЯ C₅+в. И АБСОЛЮТНЫХ ОТМЕТОК ГЛУБИН ЗАЛЕГАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ ДЛЯ ТАМБЕЙСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



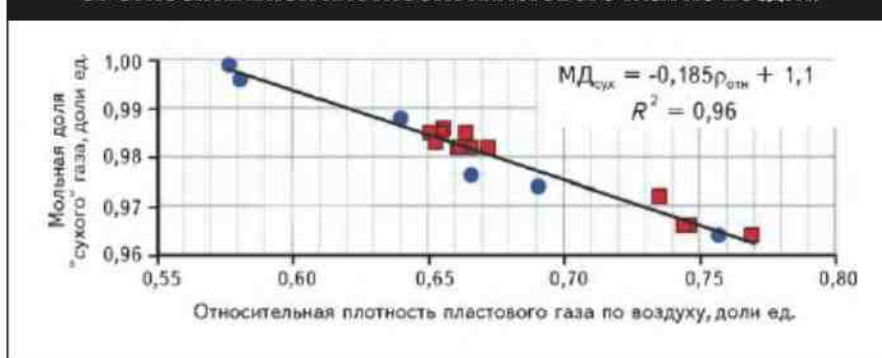
Месторождения: Северо-Тамбейское: (1 – баланс, 2 – промысловые газоконденсатные исследования), 3 – Тасийское (промысловые газоконденсатные исследования), 4 – Северо-Тамбейское (лабораторные газоконденсатные исследования), 5 – Тасийское (баланс), 6 – Западно-Тамбейское (баланс)

Рис. 3. ЗАВИСИМОСТЬ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПЛОТНОСТИ ПЛАСТОВОГО ГАЗА ОТ ПОТЕНЦИАЛЬНОГО СОДЕРЖАНИЯ КОНДЕНСАТА



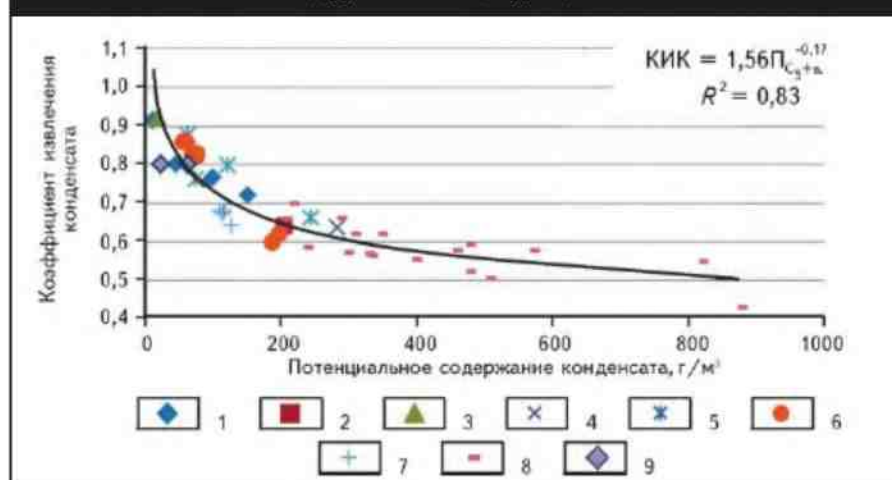
Месторождения: 1 – Северо-Тамбейское, 2 – Бованенковское

Рис. 4. ЗАВИСИМОСТЬ МОЛЯРНОЙ ДОЛИ «СУХОГО» ГАЗА ОТ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПЛОТНОСТИ ПЛАСТОВОГО ГАЗА ПО ВОЗДУХУ



Усл. обозначения см. на рис. 3

Рис. 5. ЗАВИСИМОСТЬ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ КОНДЕНСАТА ПРИ КОНЕЧНОМ ДАВЛЕНИИ 0,1 МПа ОТ НАЧАЛЬНОГО ПОТЕНЦИАЛЬНОГО СОДЕРЖАНИЯ КОНДЕНСАТА



Месторождения (пласт): 1 – Северо-Тамбейское (ТП), 2 – Харвугинское (Ю), 3 – Северо-Парусовое (ТП), 4 – Песцовое (Ю), 5 – Малыгинское, 6 – Бованенковское (ТП-Ю), 7 – Ямбургское (БУ), 8 – Уренгойское (Ач), 9 – Западно-Тамбейское (баланс)

Коэффициент извлечения конденсата при конечном давлении 0,1 МПа

При обосновании значения коэффициента извлечения конденсата на месторождениях Тамбейской группы основной сложностью является то, что подсчетные объекты, как уже отмечалось, практически не охарактеризованы пробями пластовых флюидов. В связи с этим для определения коэффициента извлечения конденсата была построена его зависимость от $P_{C_{3+в}}$ (рис. 5) с использованием данных, полученных по результатам термодинамических исследований пластовых УВ-систем Северо-Тамбейского, Северо-Парусового, Песцового, Ямбургского, Бованенковского и Уренгойского месторождений.

Заключение

Разработанная статистическая методика оценки подсчетных параметров, связанных с составом и свойствами газа и конденсата, позволила уточнить оценку запасов конденсата залежей танопчинской свиты месторождений Тамбейской группы, что в конечном итоге позволит оптимизировать состав промышленного оборудования при проектировании разработки месторождений.

В настоящее время месторождения Тамбейской группы разбурены сеткой разведочных скважин и значительная часть запасов переведена в категорию C_1 . Новые разведочные скважины позволят изучить лишь отдельные участки месторождений и не вскроют все подсчетные объекты. Поэтому установление потенциального содержания конденсата и других подсчетных па-

раметров возможно за счет бурения эксплуатационных скважин.

Выводы

1. Разработанная методика оценки подсчетных параметров, основанная на взаимосвязи их с физико-химическими свойствами газа, конденсата и глубиной залегания залежей, позволяет повысить достоверность прогнозной оценки запасов «сухого» газа и конденсата.

2. Подходы, использованные при разработке данной методики, могут в дальнейшем применяться на других месторождениях п-ова Ямал.

Литература

1. Рекомендации Газпром 086-2010.

Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. – М.: Газпром Экспо, 2011. – Т. 1.

2. Гриценко А.И. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа / А.И.Гриценко, Т.Д.Островская, В.В.Юшкин. – М.: Недра, 1983.

3. Нежданов А.А. Роль дегазации Земли в формировании месторождений УВ севера Западной Сибири // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы / А.А.Нежданов, А.Д.Авраменко, И.И.Халиулин // Материалы Всероссийской конференции. – М.: ГЕОС, 2008.

© Коллектив авторов, 2016

Оксана Михайловна Биктимирова,
ведущий геолог,
biktimirova@ggr.gazprom.ru;

Надежда Михайловна Залетова,
ведущий инженер,
n.zaletova@ggr.gazprom.ru;

Анатолий Владимирович Ершов,
заместитель начальника ИГЦ,
кандидат геолого-минералогических наук,
a.erшов@ggr.gazprom.ru;

Татьяна Владимировна Вотнинова,
главный технолог отдела,
T.Votinova@adm.gazprom.ru.

METHODS OF GAS AND GAS CONDENSATE PROPERTIES ASSESSMENT FOR THE TAMBEY DEPOSITS GROUP

Biktimirova O.M., Zaletova N.M., Ershov A.V. (ООО "Газпром Геологоразведка"), Votnina T.V. (PJGS "Газпром")

The paper presents the developed method for volumetric parameters assessment based on their interconnection with physical-chemical properties of gas and condensate and the depth of deposits occurrence.

Key words: volumetric parameters; potential condensate content; physical-chemical properties of gas and condensate.