

УДК 553.981.2:622.279.72

**В.А. Истомина, П.А. Моисейкин, В.Н. Абрашов, Д.М. Федулов, В.В. Черных,
С.Г. Медведев, Т.В. Сопнев**

Гидратообразование в призабойной зоне пласта при освоении туронских залежей Западной Сибири

В настоящее время ввод в промышленную разработку запасов природного газа ОАО «Газпром» связан как с переходом в новые регионы, так и с освоением новых газоносных комплексов. В одном из них – турон-сенонском (надсеноманские залежи севера Западной Сибири) – обнаружены месторождения природного газа, запасы которого суммарно составляют более 1 трлн м³. Роль таких залежей, несмотря на трудности, связанные с необходимостью создания инновационных технологий добычи газа, возрастает в связи с истощением его запасов в месторождениях, разрабатываемых длительное время.

Туронский комплекс имеет локальное распространение и относится к верхнему гидрогеологическому этажу, залегая на глубинах 600–1000 м внутри мощной глинистой толщи, являющейся региональной крышкой для крупных скоплений газа в сеномане. Значения пластовых температур изменяются в диапазоне 10–22 °С, пластовых давлений – 7–12 МПа.

Запасы газа, приуроченные к туронским отложениям, относятся к трудноизвлекаемым по следующим основным показателям [1–3]:

- низкая проницаемость коллекторов;
- значительная неоднородность коллекторов и их большая фациальная изменчивость по площади и разрезу, что затрудняет отработку запасов газа в залежах;
- относительно небольшие рабочие дебиты скважин;
- низкие пластовые температуры;
- близкое расположение границы многолетнемерзлых пород;
- наличие аномально высоких пластовых давлений.

Кроме того, освоение туронских залежей ряда месторождений (Харампурского, Южно-Русского, Заполярного и др.) будет сопряжено с рисками образования гидратов в призабойной зоне пласта (ПЗП) из-за необходимости создания высоких депрессий на пласт для обеспечения приемлемых рабочих дебитов скважин.

Наиболее значимыми по запасам являются туронские залежи Харампурского и Заполярного месторождений. Туронские залежи Харампурского месторождения находятся вне зоны гидратообразования по своим термобарическим параметрам, а риски образования гидратов в ПЗП достаточно низкие из-за минерализации пластовой воды. Тогда как на Заполярном месторождении (и на месторождениях севернее него) не исключается наличие газогидратных пропластков непосредственно в надсеноманских залежах [4].

В настоящее время особый интерес представляют туронские залежи Южно-Русского месторождения, поскольку в конце 2011 г. начата их опытно-промышленная разработка [1]. Поэтому расчеты условий гидратообразования и безгидратных режимов эксплуатации скважин туронских залежей, приведенные ниже, выполнены на примере опытно-экспериментальной скв. 174 данного месторождения.

На Южно-Русском месторождении выявлена газовая залежь пласта T_{1,2} в газалинской пачке, приуроченной к нижней опесчаненной части туронских отложений, являющихся региональной крышкой для сеноманской продуктивной толщи. Залежи расположены на достаточно малых глубинах (от –704,6 до –837,7 м). Толщина Туронского продуктивного пласта в разрезе Южно-Русского месторождения – 50–70 м. Эффективные толщины изменяются от 2,2 до 33,9 м, однако четко

Ключевые слова:

Южно-Русское нефтегазоконденсатное месторождение, природный газ, газовые гидраты, гидратообразование, термобарические параметры пласта, безгидратные депрессия и дебит скважины.

Keywords:

Yuzhno-Russkoye field, natural gas, gas hydrates, hydrate formation, reservoir temperature and pressure, without hydrate depression and well production.

выраженной закономерности в их изменении по площади пока не выявлено. В южной части площади расположена зона минимальных эффективных толщин. Зоны максимальных толщин отмечены также в северо-западной и центральной частях площади (рис. 1). К туронской залежи приурочено примерно 30 % суммарных запасов Южно-Русского месторождения.

Усредненный состав газа по пласту T_{1-2} туронского продуктивного горизонта близок к составу сеноманского газа: метан – 98,18 % об.; этан – 0,73 % об.; пропан – 0,017 % об.; *i*-пентан – 0,003 % об.; *n*-пентан – 0,005 % об.; азот, гелий, аргон в среднем по залежам – 0,77; 0,003 и 0,005 % об. соответственно; водород и сероводород не обнаружены; в небольшом (0,29 % об.) количестве присутствует диоксид углерода. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,564.

Для расчета условий гидратообразования газа туронской залежи Южно-Русского месторождения необходимо с высокой точностью определять значения пластовой температуры и температуры на забое скважины в процессе ее эксплуатации. Авторами настоящей статьи проведен анализ глубинных замеров температуры на скважинах разведочного, наблюдательного и эксплуатационного фондов Южно-Русского месторождения. Для определения зон, соответствующих условиям гидратообразования, построено распределение температур по площади

и разрезе месторождения (рис. 2). Расхождения между максимальными и минимальными значениями температуры, замеренными в разное время, составляют от 0,1 до 0,5 °С, в отдельных случаях – до 2÷3 °С.

Вдоль месторождения построены профили изменения температур в кровле и подошве залежи T_{1-2} . Профиль изменения температур представлен на рис. 3, согласно которому разница между значениями температур на кровле и подошве пласта остается практически постоянной почти по всей площади месторождения, однако сам профиль распределения температур неоднороден. Это объясняется значительными перепадами глубин залегания кровли по площади продуктивного пласта. При этом следует отметить, что перепады температуры коррелируют с изменением глубины залегания пласта.

Используя методику ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [5], авторы настоящей статьи выполнили расчеты условий гидратообразования как для чистого метана, так и для осредненного состава пластового газа с построением кривых трехфазного равновесия «пластовый газ – поровая минерализованная вода – газовые гидраты кубической структуры I». На рис. 4 в графической форме показаны результаты расчетов условий гидратообразования для пресной и минерализованной поровой воды (принято осредненное значение минерализации – 17,5 г/л).

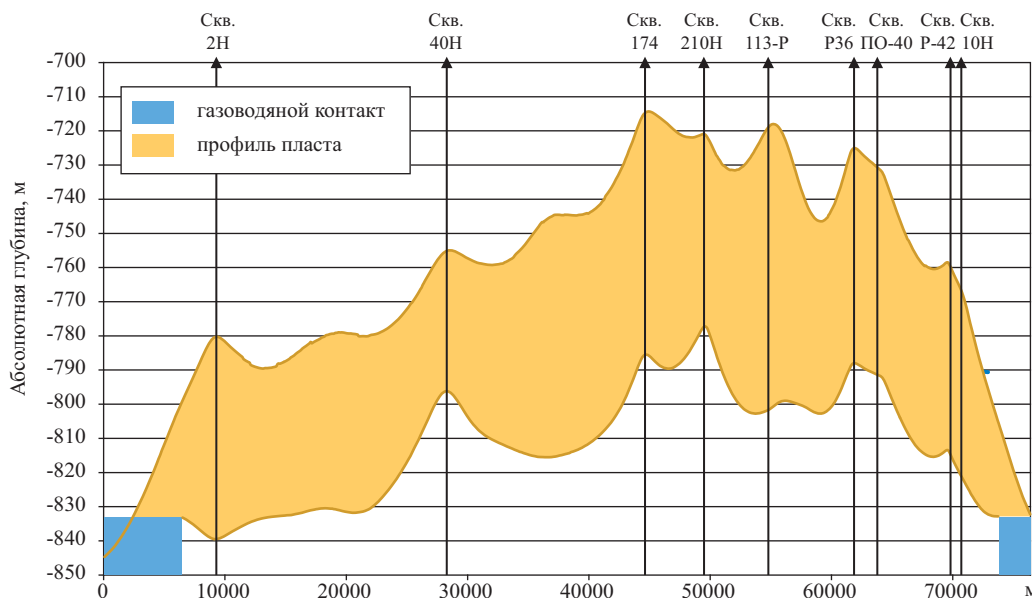


Рис. 1. Профиль продуктивного пласта T_{1-2} по линии скважин вдоль Южно-Русского месторождения

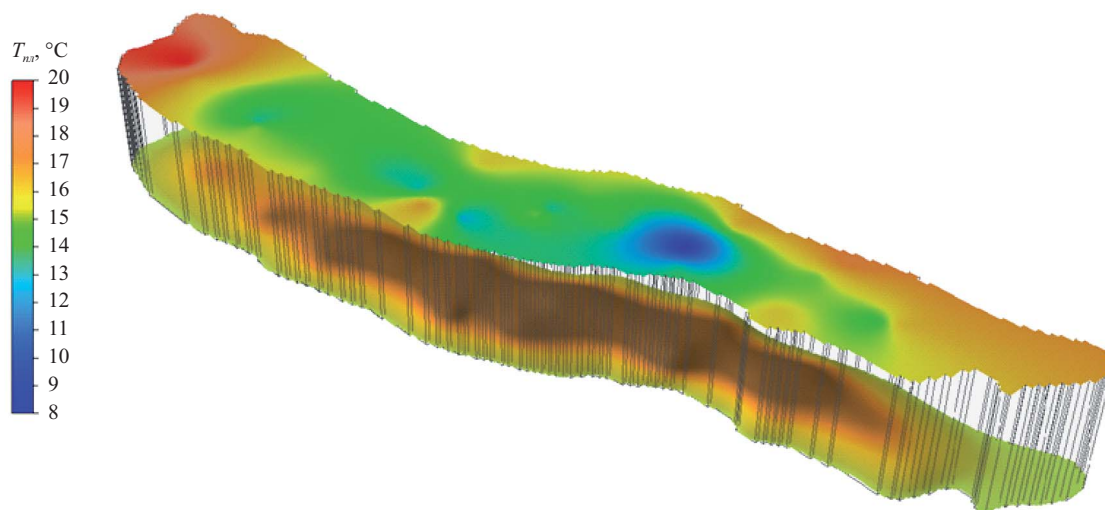


Рис. 2. Распределение температур в объеме продуктивного пласта T_{1-2} Южно-Русского месторождения

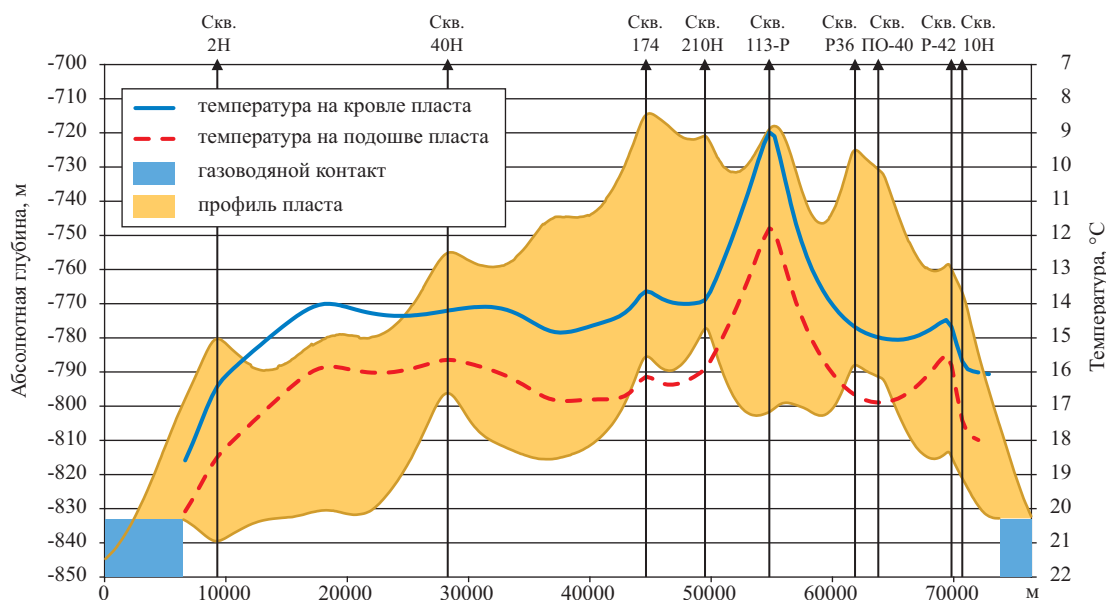


Рис. 3. Изменение пластовой температуры в кровле и на подошве продуктивного пласта T_{1-2} вдоль Южно-Русского месторождения

Анализ кривых гидратообразования для пресной поровой (остаточной влаги) и минерализованной воды показал, что промышленные термобарические замеры по скважинам пласта T_{1-2} практически попадают на линию трехфазного равновесия «пластовый газ – поровая минерализованная вода – гидраты». Кроме того, следует иметь в виду еще один важный фактор – постепенное уменьшение минерализации остаточной влаги в поровом пространстве ПЗП из-за выпадения в нее конденсационной воды (за счет этого кривая гидратообразования сдвигается примерно на 1 °С).

По результатам проведенного анализа термодинамических условий туронской залежи Южно-Русского месторождения можно сделать следующий вывод: залежь T_{1-2} находится в термодинамическом режиме, очень близком к гидратному (этот термобарический режим в отечественной литературе принято называть *предгидратным*). Причем безгидратный запас по температуре (т.е. разность между пластовой температурой и температурой гидратообразования) составляет не более 2÷3 °С. По этой причине значения пластовой температуры туронской залежи требуют уточнения.

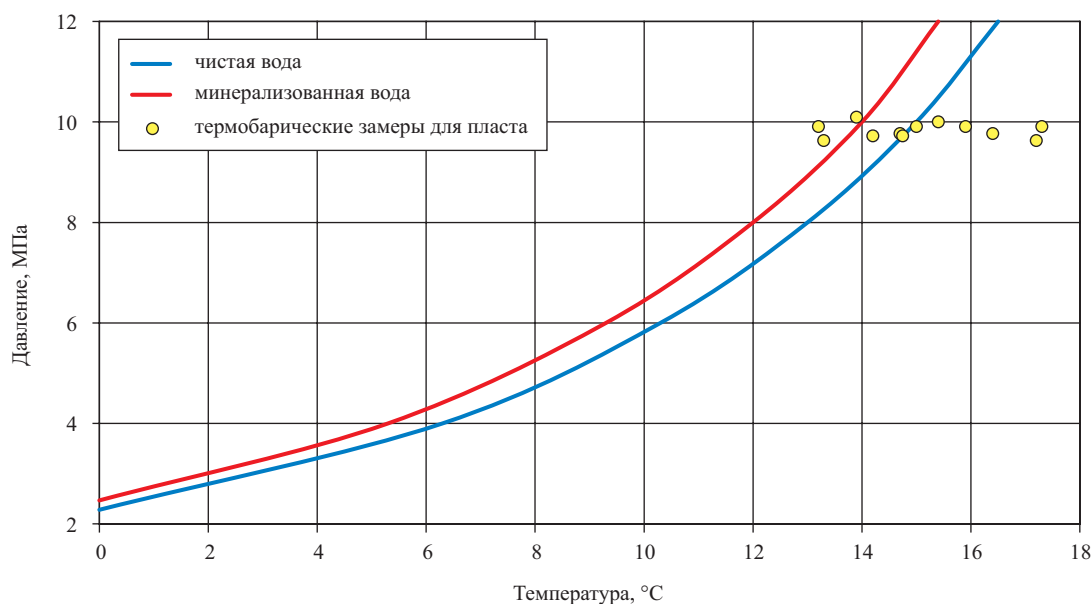


Рис. 4. Кривые гидратообразования для пласта $T_{1,2}$ с осредненным составом газа

В низкопроницаемых и сложных по строению залежах точное определение пластовых температур по промысловым замерам в простаивающих скважинах представляет определенные трудности. Это связано с тем, что процесс восстановления температуры газа в пласте после остановки скважины является длительным. Поэтому для более точного определения значения пластовой температуры авторами разработан и апробирован метод определения пластовой температуры термодинамическим расчетом по забойным температуре и давлению.

В методе принимаются следующие допущения:

- пластовое давление в залежи известно;
- характер течения газа в ПЗП (с учетом конденсации влаги) – изохорный;
- в скважине и ПЗП имеет место установившийся термобарический режим, что дает возможность использования фактических замеров термобарических параметров на забое работающей скважины (можно также использовать и данные по газодинамическим исследованиям при соответствующей интерполяции забойной температуры).

Метод пересчета пластовой температуры сводится к следующему. Проводится серия расчетов изменения температуры при изохорном течении газа для различных значений пластовых температур в диапазоне от 13 до 20 °C и различных депрессиях на пласт, вплоть до 1÷2 МПа. Затем строится номограмма (рис. 5), с помощью которой по данным за-

меров забойных давлений и температур в работающей скважине определяется значение пластовой температуры. На номограмме (примененной для определения пластовой температуры в боковом стволе экспериментальной скв. 174 Южно-Русского месторождения) даны результаты термодинамических расчетов изохорного течения газа (компонентного состава природного газа туронской залежи). При замеренных на забое значениях температуры 11,2 °C и давления 8 МПа (кривая синего цвета) определяем значение пластовой температуры в зоне этой скважины, равное 17,5 °C (кривая зеленого цвета).

Согласно расчетам условий гидратообразования (см. рис. 4), при температуре 17,5 °C и давлении 9,5÷9,6 МПа в окрестности экспериментальной скв. 174 в пласте природных газогидратов не имеется. При этом термобарический режим пласта является предгидратным, а безгидратный запас по температуре составляет 17,5 – 15,0 = 2,5 °C.

Условиям гидратообразования соответствует розовая область на рис. 5. При достаточно больших (более 1,5÷1,6 МПа) депрессиях на пласт ПЗП эксплуатационных скважин оказывается в условиях гидратообразования. Так, если бы температура пласта превышала 19,0 °C, безгидратная депрессия составила бы 2,0 МПа. Таким образом, при проектных депрессиях на пласт не более 2,0 МПа и при пластовой температуре, превышающей 19,0 °C, гидратообразование в ПЗП практически исклю-

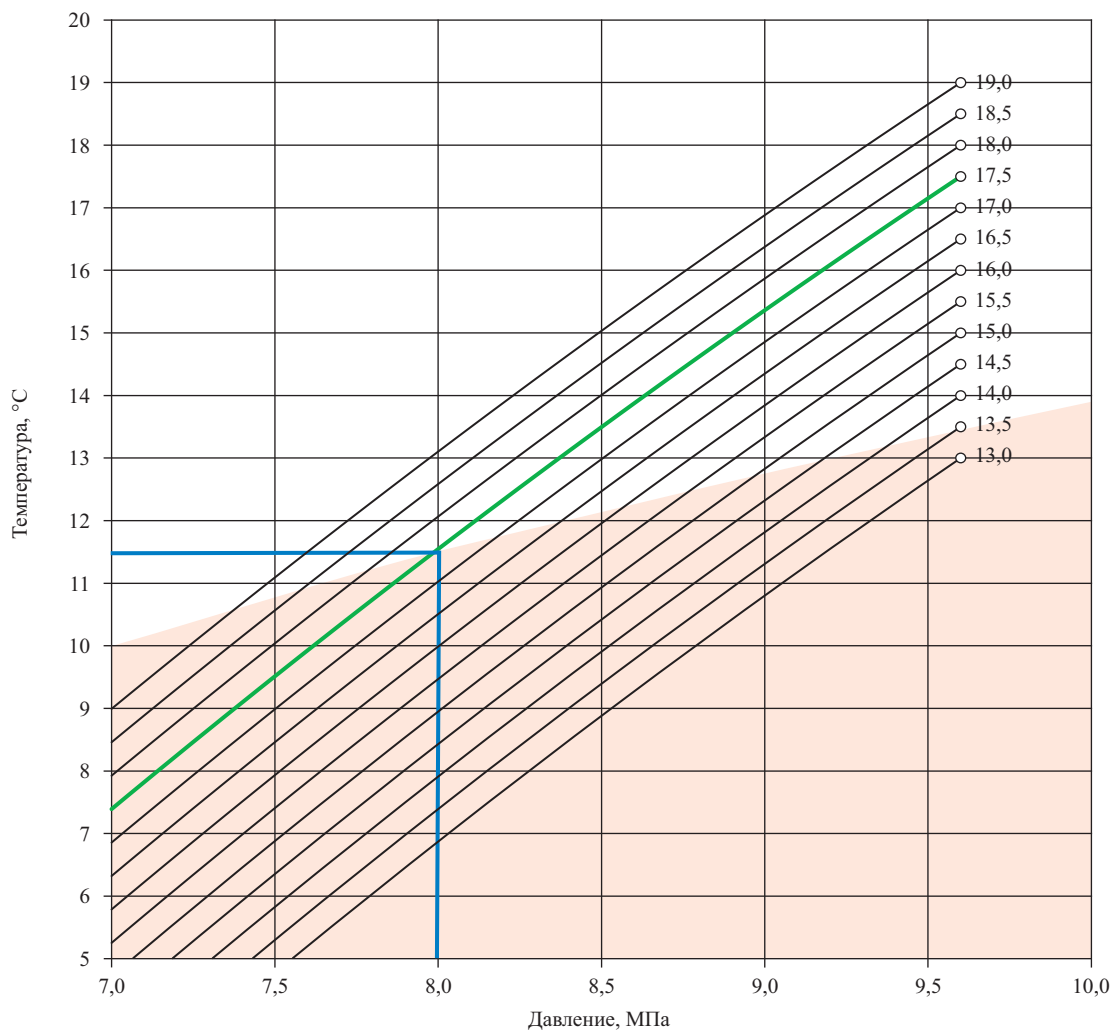


Рис. 5. Номограмма для определения пластовой температуры и безгидратных депрессий на пласт для туронских залежей Южно-Русского месторождения

чается. Это позволяет утверждать, что для надсеноманских горизонтов область предгидратного термобарического режима в пласте расположена между кривой трехфазного равновесия «газ – пресная вода – гидраты» и эквидистантной ей кривой, расположенной выше по температуре на $4\div 5$ °C.

Следует отметить, что в начальный период эксплуатации туронских залежей Южно-Русского месторождения при режимах работы скважин, превышающих предельные безгидратные дебиты (в вышеприведенном конкретном примере – для температуры пласта 17,5 °C и депрессии более 1,6 МПа), влияние процесса гидратообразования на продуктивные характеристики скважин будет незначительным. Однако в дальнейшем в ходе эксплуатации скважин процесс гидратообразования в ПЗП будет ускоряться. Это объясняется тем, что при длительной работе скважин остаточная

минерализованная влага заменяется пресной (конденсационной), а в поровом пространстве ПЗП происходит постепенное загидрачивание влаги. Поэтому продуктивность скважин будет снижаться и возникнет необходимость в мероприятиях по разложению гидратов в ПЗП. Для этого могут быть использованы следующие методы: обработка призабойной зоны химическими реагентами, ее прогрев забойными нагревателями, физическое воздействие (акустическое, микроволновое) на пласт или подбор периодического технологического режима эксплуатации скважин.

По результатам проведенного анализа можно сделать следующие выводы.

1. Из-за низких пластовых температур эксплуатация туронских залежей месторождений Западной Сибири сопряжена с риском гидратообразования в ПЗП. Расчеты показывают, что разность между пластовой температурой

и температурой гидратообразования для газа пласта $T_{1,2}$ Южно-Русского месторождения не превышает $2\div 3$ °С (т.е. в залежи имеет место предгидратный термобарический режим). При этом на отдельных участках месторождения не исключается наличие газогидратных пропластков. В то же время в зоне дренирования экспериментальной скв. 174 природных гидратов в пласте не имеется.

2. Предложен методический подход по уточнению пластовой температуры, основанный на использовании замеренных значений температуры и давления на забое работающей

скважины с пересчетом на пластовую температуру (при допущении изоэнтальпийного течения газа в призабойной зоне пласта). Это дает возможность определения безгидратной депрессии и безгидратного дебита для эксплуатационной скважины.

3. При длительной эксплуатации скважин в режиме гидратообразования с постепенным накоплением гидратов в коллекторе призабойной зоны для поддержания рабочих дебитов скважин необходимы специальные мероприятия по обработке призабойной зоны пласта.

Список литературы

1. Лапердин А.Н. Освоение и испытание первой экспериментальной двухзабойной скважины на Южно-Русском месторождении / А.Н. Лапердин, Т.В. Сопнев, Р.Р. Хасаянов и др. // Наука и ТЭК. – 2012. – № 1. – С. 25–26.
2. Дорофеев А.А. ОАО «Севернефтегазпром» – пилотный проект по освоению туронских залежей / А.А. Дорофеев, А.В. Ларин // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 15–16. – С. 76–77.
3. Кильдышев С.Н. Выделение объектов эксплуатации на многопластовом Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении / С.Н. Кильдышев, Д.А. Кубасов, А.А. Дорофеев и др. // Территория нефтегаз. – 2011. – № 6. – С. 42–47.
4. Курчиков А.Р. Ресурсы газа в зонах стабильности газогидратов Западной Сибири / А.Р. Курчиков, С.Е. Агалаков // Наука и техника в газовой промышленности. – 2004. – № 1–2. – С. 12–37.
5. Истомин В.А. Методика и результаты расчета двухфазных равновесий природного газа с конденсированной водной фазой / В.А. Истомин, В.Г. Квон // Актуальные проблемы освоения газовых месторождений Крайнего Севера: сб. науч. статей. – М.: ВНИИГАЗ, 1995. – С. 180–204.