

УДК 622.279; 532.546

**АНАЛИЗ МЕТОДОВ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ  
ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ШЛЕЙФАХ**

**ANALYSIS OF METHODS OF HYDRATING DIAGNOSIS  
IN FLOWLINES**

**Прахова М.Ю., Краснов А.Н., Хорошавина Е.А.**

**Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, Российская Федерация**

**M.U. Prakhova, A.N. Krasnov, E.A. Khoroshavina**

**Ufa State Petroleum Technological University,  
Ufa, the Russian Federation**

**e-mail: prakhovamarina@yandex.ru**

**Аннотация.** Рассматривается актуальная проблема газовой промышленности – борьба с гидратообразованием, в том числе в шлейфах газовых промыслов. Наиболее распространенным способом борьбы с этим явлением является ввод ингибитора гидратообразования, как правило, метанола. Оптимизировать его расход можно за счет точного диагностирования условий, при которых в шлейфах начинается гидратообразование. Эта задача может быть решена разработкой автоматических систем оперативного диагностирования возникновения в шлейфе условий гидратообразования и начала этого процесса.

В статье рассмотрены и проанализированы существующие методы построения таких систем. На основе проведенного исследования сделан вывод, что для них характерно влияние большого количества факторов, взаимосвязь между которыми не может быть описана аналитически, и отсутствие достаточной количественной информации об этих факторах.

Поэтому целесообразно строить такие системы на основе нечетких когнитивных карт.

Когнитивная карта составляется с целью восполнения недостатка количественной информации и позволяет выявить наиболее существенные (базисные) факторы, характеризующие взаимодействие объекта и внешней среды, и установить качественные связи между ними.

Управляющие воздействия в разрабатываемой системе формируются на основе результатов онлайн-замеров термобарических условий в начале и конце шлейфа, температуры окружающей среды и температуры точки росы по воде, а также значений дебита скважины, состава и плотности газа, выдаваемых технологической службой промысла. В качестве базового критерия диагностирования начала процесса гидратообразования выбрана теоретическая температура гидратообразования, на которую существенно влияет изменение коэффициента теплопередачи газа в шлейфе в окружающую среду, а также ряда других факторов (наличие абразивных частиц и влаги в газе, состояние грунта и рельеф местности, наличие и состояние снежного покрова и т.д.).

В качестве примера предложена нечеткая когнитивная модель для корректировки коэффициента теплопередачи, использование которой позволяет более точно рассчитать теоретическую температуру гидратообразования и, как следствие, повысить точность дозирования метанола.

**Abstract.** In this article the main problem of gas industry is shown. This problem is gas hydrate prevention especially in the gas flow lines. The most popular way of gas hydrate prevention is gas hydrate inhibitor supply. As usual it is methanol. To optimize methanol flow rate it is offered to diagnose the conditions of hydrate formation in the flow lines. This problem could be solved by developing the automatic system of diagnosis progressing of hydrate conditions appearance in the flow line and the beginning of this process.

Sony well known methods of such system building are shown in this article. According to carried out research we can say that many factors are affected these systems. The correlation between all these factors could not been described analytically. Also there is no enough quantitative information about these factors. So that is why these systems are appropriately built based on fuzzy cognitive map. The cognitive map is made in order to make up for a deficiency in quantitative information and allows to detect the most important (key) factors. These key factors characterize the correlation between the object and environment and relate with them.

Command variables in the developed system are formed based on online measured pressure and temperature conditions in the beginning and in the end of the flow line, ambient temperature and water dew point temperature. Also well flow rate, gas composition and its density are important. The selected key factor is theoretical hydrating temperature. The changing of the coefficient of heat transmission and other factors (abrasive particles and water vapors in gas, ground condition and surface relief, snow cover and its condition and others) affects on hydrating temperature.

To illustrate the main idea the fuzzy cognitive model is offered in the article. This model corrects the coefficient of heat transmission, and it helps to count theoretical hydrate temperature more accurately. As a consequence it increase the accuracy of methanol supply.

**Ключевые слова:** гидратообразование, борьба с гидратами, оптимальная подача метанола, теоретическая температура гидратообразования, автоматическая система диагностирования, когнитивная модель, нечеткая когнитивная карта.

**Key words:** hydrating, protection from hydrates, optimal methanol supply, theoretical hydrating temperature, automatic diagnosis system, cognitive model, fuzzy cognitive map.

Многие компоненты природного газа (метан, этан, пропан, изобутан, углекислый газ, азот, сероводород) при соединении с водой образуют так называемые газовые гидраты. Они представляют собой твёрдые кристаллические вещества, напоминающие по внешнему виду спрессованный снег, которые при высоких давлениях существуют при положительных температурах.

Гидратообразование является фактором, максимально осложняющим эксплуатацию газовых и газоконденсатных месторождений, особенно в районах Крайнего Севера. Они отлагаются на внутренних стенках труб, резко уменьшая их пропускную способность; отложение гидратов внутри запорной арматуры приводит к потере ими работоспособности. Таким образом, гидратообразование не только снижает эффективность эксплуатации газового промысла, но и приводит к возникновению аварийных ситуаций, устранение которых вносит весомый вклад в себестоимость добычи газа [1,2].

Основными факторами, влияющими на процесс гидратообразования, являются состав газа, термобарический режим газового потока и степень насыщения парами воды [3]. Поэтому существующие методы предупреждения образования гидратов в потоке газа и ликвидации уже имеющихся гидратных пробок направлены на корректировку или устранение этих факторов. Условно их можно разделить на три группы – технологические, химические и физические. К технологическим методам относятся поддержание безгидратных режимов эксплуатации газопроводов (понижением давления и повышением температуры газа) и осушка газа. Химические методы – это ввод в газовый поток ингибиторов гидратообразования, в результате чего изменяются условия равновесия системы «газ – гидрат – вода». Физический метод заключается в поддержании температуры потока газа выше температуры гидратообразования с помощью локальных подогревателей,

теплоизоляции трубопроводов и подбора режима эксплуатации, обеспечивающего максимальную температуру газового потока [4].

Все эти методы широко используются в газодобывающей промышленности, однако область применения каждого из них характеризуется специфическими условиями технологического процесса добычи, сбора, промысловой обработки и транспортировки газа.

Так, снижение давления ниже давления начала гидратообразования в стволах скважин, шлейфах и магистральных газопроводах обычно возможно только при продувке газа в атмосферу. Таким образом, это аварийный метод, который применим в ограниченных масштабах лишь для ликвидации уже образовавшихся гидратных пробок.

Осушка газа до точки росы, исключаящей выпадение влаги в конденсированной фазе (капельная влага или гидраты), используется при подготовке газа к дальнейшей транспортировке по магистральным газопроводам, но не применима для предупреждения гидратообразования в стволах скважин и промысловых коммуникациях (шлейфах).

Повышение температуры газа путем подогрева, теплоизоляции трубопроводов и (или) поддержания оптимальных высокотемпературных режимов используется для предупреждения образования гидратов в скважинах и шлейфах, но практически не применимо при дальнейшей транспортировке газа по магистральным трубопроводам [5].

Наиболее остро стоит проблема гидратообразования в шлейфах газовых скважин. Безгидратный режим практически невозможно обеспечить на всех стадиях разработки месторождения. На начальной стадии разработки в шлейфах присутствует высокое давление. По мере выработки месторождения давление снижается, но повышается обводненность добываемого газа [6 – 8]. Из-за естественного характера течения газового потока отсутствует возможность регулирования в нужных пределах термобарических условий; сепарация содержащейся в газе пластовой воды также не производится.

В связи с этим разработка автоматических систем оперативного диагностирования возникновения в шлейфе условий гидратообразования и начала этого процесса является актуальной задачей.

*Обзор существующих методов диагностирования и предотвращения гидратообразования в газопроводах*

Практически все существующие методы диагностирования гидратообразования базируются на измерении таких ключевых параметров, как давление в начале и в конце шлейфа, температура газа, его расход (дебит скважины) и их последующей обработке по какому-либо алгоритму [9 – 12]. Нужно также отметить, что в этой области имеется большое количество патентов.

Самый простой способ диагностирования гидратообразования в шлейфе основан на контроле перепада давления по длине газопровода и последующей подаче в шлейф какого-либо ингибитора гидратообразования. Однако перепад давления по длине шлейфа зависит не только от гидратоотложений, но также от температуры и дебита скважин, подключенных к шлейфу, которые могут изменяться (например, при регулировании дебита одной из скважин) и вызывать ложное «обнаружение» гидратов.

Существует способ диагностики отложения гидратов или парафинов в трубопроводе транспорта нефти или газа, в соответствии с которым диагностирование гидратообразования происходит по изменению величины управляющего воздействия на исполнительный механизм, установленный на этом технологическом трубопроводе. Если приращение этого усилия не соответствует соответствующему приращению значения расхода транспортируемого потока, то это свидетельствует о наличии гидратных или парафиновых отложений. Для шлейфа этот способ непригоден, т.к. поток в нем нерегулируемый.

В другом способе для контроля образования гидратов в газопроводе измеряют давление и температуру газа до и после местного

сопротивления, рассчитывают температуру газа после местного сопротивления по формуле дроссель-эффекта Джоуля–Томсона и по рассогласованию рассчитанной и измеренной температуры судят об образовании гидратов. Так как образование гидратов сопровождается выделением тепла, то превышение измеренной температуры над расчетной свидетельствует об их образовании. Этот способ не зависит от расхода газа, однако он может быть использован только при наличии местного сопротивления в газопроводе, так как на дроссель-эффект протяженного газопровода без местных сопротивлений накладывается теплообмен газа с внешней средой.

Более сложным с точки зрения набора используемых параметров и алгоритма их обработки является способ управления процессом предупреждения гидратообразования во внутрипромысловых шлейфах газовых и газоконденсатных месторождений Крайнего Севера. По этому способу для обнаружения гидратов измеряют температуру газа на устье скважины и температуру воздуха окружающей среды, по этим значениям с учетом теплообмена газа с внешней средой вычисляют расчетное значение температуры газа на выходе из шлейфа, сравнивают динамику ее изменения во времени с динамикой изменения фактической температуры газа на выходе его из шлейфа и по результату сравнения судят о процессе гидратообразования.

По мере понижения температуры воздуха внешней среды будет понижаться и температура газа в шлейфе. При некотором значении температуры в газе начнется гидратообразование, отложение гидратов на стенках шлейфа и уменьшение его внутреннего диаметра. И вследствие возникновения дроссель-эффекта произойдет падение фактической температуры газа относительно рассчитанной по теплообмену газа с внешней средой.

Температура газа на выходе из шлейфа рассчитывается по достаточно сложной формуле. Помимо непосредственно измеряемых давления и

температуры газа в начале и в конце шлейфа, расхода газа и температуры воздуха окружающей среды, дополнительно используются такие параметры, как:

- геометрия шлейфа (внутренний и наружный диаметр, шероховатость внутренних стенок, длина шлейфа, разность высот начальной и конечной точек шлейфа);
- коэффициент теплоотдачи газа стенке шлейфа;
- теплопроводность стенки шлейфа;
- теплопроводность теплоизолирующего материала;
- коэффициент теплоотдачи теплоизолирующего материала шлейфа в окружающую среду (который существенно зависит от скорости ветра и снеготаносимости шлейфа и может оказаться разным на разных участках протяженного шлейфа);
- плотность газа.

Значения всех этих дополнительных параметров (кроме плотности, которая периодически измеряется технологическими службами промысла) берутся на момент начала эксплуатации шлейфа, без учета всех тех изменений, которые либо неизбежно происходят в процессе эксплуатации, либо носят сезонный характер и т.п.

Еще в двух патентах [13, 14] начало гидратообразования диагностируется по изменению гидравлического сопротивления шлейфа, которое оценивается по отношению к некоторому базовому значению. Недостаток этих способов тоже заключается в том, что это базовое значение рассчитывается для заведомо безгидратного режима и не учитывает последующие изменения, не связанные с гидратообразованием, но влияющие на значение гидравлического сопротивления шлейфа.

Формирование концепции автоматической системы оперативного диагностирования начала гидратообразования.

Разрабатываемая автоматическая система оперативного диагностирования гидратообразования (АСОДГ) в шлейфах может



рассматриваться как слабоструктурированная система, для которой характерно, во-первых, наличие большого количества влияющих факторов, взаимосвязь между которыми не может быть описана аналитически, а во-вторых, отсутствие достаточной количественной информации о поведении системы и происходящих в ней изменениях.

Недостаток количественной информации в таких системах может быть восполнен построением когнитивной карты, позволяющей выявить наиболее существенные (базисные) факторы, характеризующие взаимодействие объекта и внешней среды, и установить качественные связи между ними.

Когнитивная карта – это, по сути, математическая модель системы, представленная в виде ориентированного взвешенного графа и позволяющая описывать субъективное восприятие этой системы человеком или группой людей, являющихся экспертами в данной области. Она позволяет выявить причинные связи между отдельными элементами системы и оценить их последствия. Составными элементами когнитивной карты являются так называемые концепты (базисные факторы) и причинно-следственные связи между ними. При этом факторы (характеристики ситуации) являются вершинами графа, а связи определяются дугами.

Степень, или «интенсивность», причинно-следственных связей может задаваться либо конкретными численными весами, либо нечеткими отношениями, задаваемыми экспертами с помощью функций принадлежности. В этом случае эксперт оценивает силу каждой связи лингвистическими терминами «не влияет», «влияет незначительно», «влияет существенно» и т.п., т.е. когнитивная карта представляется в виде логико-лингвистических моделей [15]. Такие когнитивные карты называются нечеткими. Основное преимущество когнитивных карт в том, что они позволяют при выработке системой управляющих воздействий учесть факторы, не поддающиеся непосредственному измерению. По сути,

в нечеткой когнитивной карте интуитивная оценка фактора экспертом приравнивается к оценке, полученной в результате измерений.

Цели разрабатываемой АСОДГ – оперативное диагностирование возникновения условий для гидратообразования и расчет оптимального количества метанола для закачки в шлейф (если система подачи метанола является подсистемой АСОДГ). Управляющие воздействия в системе принимаются на основании результатов онлайн-замеров давления и температуры в начале и конце шлейфа, температуры окружающей среды и температуры точки росы по воде, а также значений дебита скважины, состава и плотности газа, выдаваемых технологической службой промысла. Базовым критерием диагностирования начала процесса гидратообразования является теоретическая температура гидратообразования, для расчета которой, кроме перечисленных параметров, очень важную роль играет значение коэффициента теплопередачи газа в шлейфе в окружающую среду. Его измерение в промышленных условиях не производится, а во всех расчетах используется значение этого параметра для шлейфа в момент начала его эксплуатации. Значение этого коэффициента зависит от многих факторов, таких как внутренний и наружный диаметр шлейфа, теплопроводность материала трубы и теплоизолирующего материала, скорости ветра, снеготаненности шлейфа и т.п. Для протяженных шлейфов (а их длина может достигать 10 км) значение этого коэффициента может оказаться разным на разных участках из-за разного рельефа местности.

По мере эксплуатации шлейфа происходит износ самой трубы и теплоизоляции, состояние окружающего грунта зависит от сезонных факторов (наличие снега, талой воды, сухого грунта), поэтому значение коэффициента теплопередачи газа в шлейфе в окружающую среду требует периодической коррекции. Для расчета конкретного значения корректирующего коэффициента может быть использована нечеткая

когнитивная карта (НКК), включающая, например, следующие концепты (рисунок 1):

- 1) коэффициент теплопередачи газа в шлейфе в окружающую среду;
- 2) тип и водоемкость грунта;
- 3) состояние стенок трубопровода;
- 4) состояние теплоизоляции;
- 5) наличие снежного покрова, его интенсивность, скорость и направление ветра;
- 6) рельеф местности, по которой проложен шлейф (наличие и протяженность пониженных и повышенных участков), и способ его прокладки;
- 7) наличие в газе влаги;
- 8) наличие в газе механических примесей, например, песка.

Экспериментальные исследования, проведенные на Ямбургском ГКМ, показывают, что значение фактических коэффициентов теплопередачи  $K_T$ , полученных по промысловым замерам, изменяются в зависимости от времени года и погодных условий в диапазоне от 0,3 до 3 – 4 ккал/(м<sup>2</sup>·час·°С) при расчетном проектном значении для новой сухой и неповрежденной теплоизоляции 1 ккал/(м<sup>2</sup>·час·°С) [21]. Рассчитанные по этим коэффициентам значения теоретической температуры гидратообразования (для шлейфа длиной 5 км при температурах окружающей среды минус 20 °С, на устье скважины 12 °С, на входе УКПГ 5 °С и массовом дебите газа 172 тыс. кг/час) изменяются в диапазоне от минус 14,5 °С до минус 17,3 °С. Из этого примера видно, что своевременная корректировка значения коэффициента теплопередачи при помощи НКК существенно повысит точность определения этого важного параметра.

Аналогичные НКК могут быть составлены для определения требуемого расхода метанола, поскольку этот расчет также предполагает использование неизмеряемых в настоящее время параметров, например, остаточного количества метанола в газовом потоке.

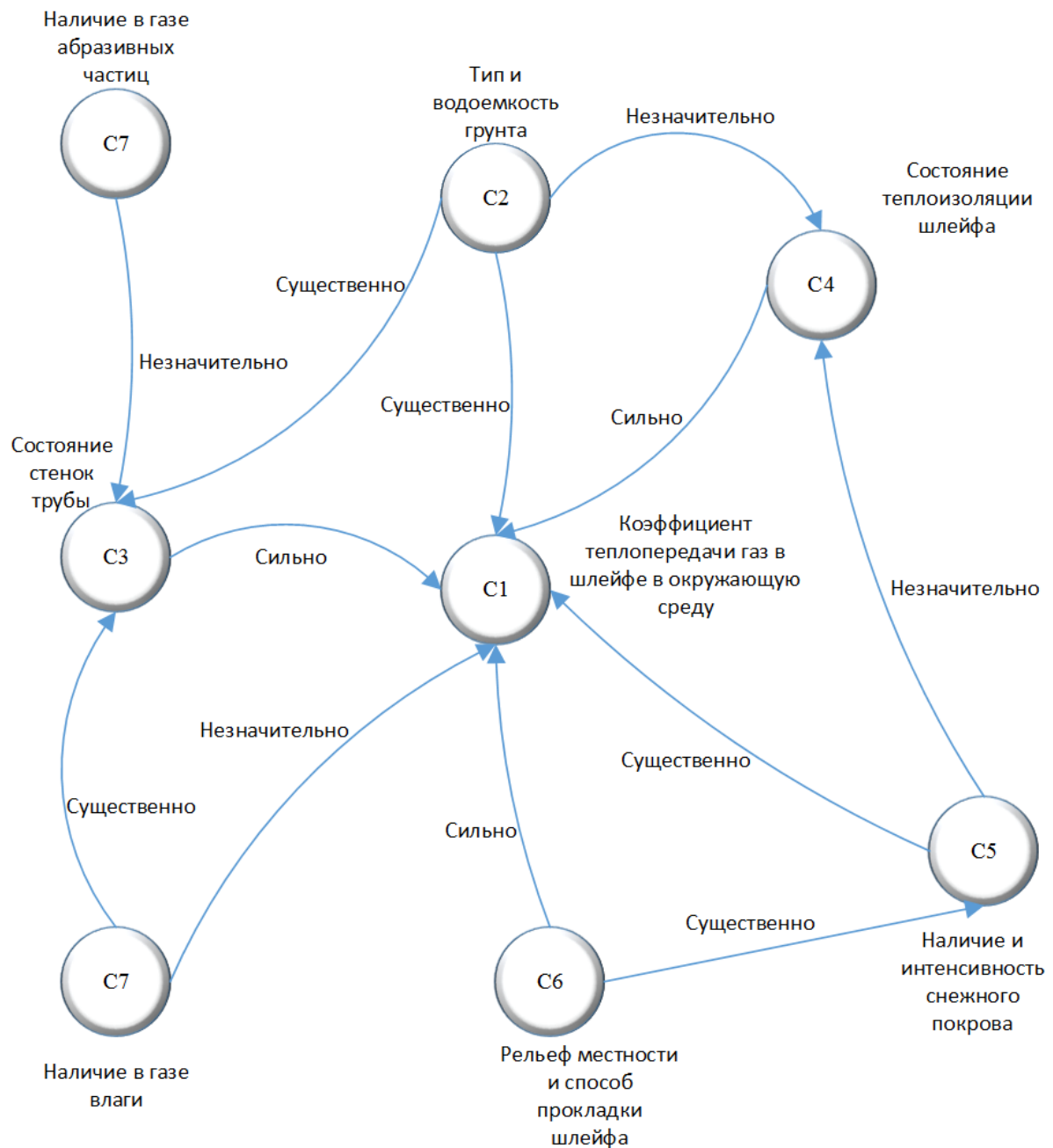


Рисунок 1. Нечеткая когнитивная модель для корректировки коэффициента теплопередачи газа в шлейфе в окружающую среду

## Выводы

Использование в составе АСОДГ нечетких когнитивных моделей позволит своевременно уточнять значения базовых критериев для диагностирования начала процесса гидратообразования, избежать ложных заключений о его возникновении и в конечном итоге оптимизировать подачу метанола в шлейфы.

## Список используемых источников

1 Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждения их образования и использование. М.: Недра, 1985. 232 с.

2 Методы и средства предотвращения гидратообразования на объектах газодобычи / М.Ю. Прахова, А.Н. Краснов, Е.А. Хорошавина, Э.А. Шаловников // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2016. №1. С.101-118. URL: [http://ogbus.ru/issues/1\\_2016/ogbus\\_1\\_2016\\_p101-118\\_prakhovamu\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/1_2016/ogbus_1_2016_p101-118_prakhovamu_ru.pdf).

3 Прахова М. Ю., Мымрин И.Н, Локальная автоматическая система электроподогрева для предотвращения гидратообразования на сбросном трубопроводе// Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2014. №2. С. 3-6.

4 Прахова М.Ю., Мымрин И.Н., Савельев Д.А. Нагреватели для системы управления локальным электроподогревом куста газоконденсатных скважин // Проблемы автоматизации технологических процессов добычи, транспорта и переработки нефти и газа: сб.ст. Уфа: УГНТУ, 2013. С. 88-92.

5 Мурзагулов В.Р. Предупреждение гидратообразования в системах промышленного сбора газа залежей Ямбургского газоконденсатного месторождения // Актуальные вопросы нефтегазовой отрасли в области добычи и трубопроводного транспорта углеводородного сырья: материалы науч.-практ. семинара (19 янв. 2009 г.). Уфа, 2009. С. 12-13.

6 Прахова М.Ю., Краснов А.Н., Хорошавина Е.А. Способ диагностирования обводненности газовых скважин// Нефтегаз ГНКАР НИПИ. 2016. Т.3, № 3. С. 19-26.

7 Автоматизация процесса удаления жидкости из газовых скважин и шлейфов / Г.Ю. Коловертнов, А.Н. Краснов, Ю.С. Кузнецов, М.Ю. Прахова, С.Н. Федоров, Е.А. Хорошавина // Территория Нефтегаз. 2015. №9. С. 70-76.

8 Способ контроля процесса обводнения газовых скважин / Коловертнов Г.Ю., Краснов А.Н., Прахова М.Ю., Федоров С.Н., Хорошавина Е.А.: пат. №2604101 Рос. Федерация, МПК7 Е 21 В 47/10. – № 2015145081/03; заявл. 20.10.2015; опубл. 10.12.2016, Бюл. № 34. 4 с.

9 Прахова М.Ю. Оптимизация управления подачей метанола в системах сбора природного газа /М.Ю. Прахова, А.Н. Краснов, Е.А. Хорошавина, Э.А. Шаловников, Г.Ю. Коловертнов // Территория Нефтегаз. 2016. № 6. С. 22-29.

10 Предупреждение гидратообразования в системах промышленного сбора газа Ямбургского газоконденсатного месторождения /М.Ю. Прахова, А.Н. Краснов, Е.А. Хорошавина, Э.А. Шаловников // Проблемы автоматизации технологических процессов добычи, транспорта и переработки нефти и газа: сб. тр. IV Всерос. заоч. науч.-практ. интернет-конф. Уфа, 2016. С. 116-123.

11 Бешенцева С.А. Анализ методов предупреждения гидратообразования в трубопроводах // Вестник кибернетики. 2012. № 11.

12 Способ управления процессом предупреждения гидратообразования во внутрипромысловых шлейфах газовых и газоконденсатных месторождений Крайнего Севера / Андреев О.П., Салихов З.С., Ахметшин Б.С., Арабский А.К., Вить Г.Е., Талыбов Э.Г.: пат. №2329371 Рос. Федерация, МПК7 Е 21 В 43/00, F 17 D 3/00. – № 2006137680/03, заявл. 26.10.2006; опубл. 20.07.2008, Бюл. № 20. 3 с.

13 Способ эксплуатации газового промысла при коллекторно-лучевой организации схемы сбора на завершающей стадии разработки месторождения / Коловертнов Г.Ю., Краснов А.Н., Федоров С.Н., Прахова М.Ю., Хорошавина Е.А., Щербинин С.В.: пат. 2597390 Рос. Федерация, МПК7 Е 21 В 47/10. – № 2015122859/03; заявл. 15.06.2015; опубл. 10.09.2016, Бюл. № 25. 3 с.

14 Способ контроля степени загидрачивания и технического состояния работающего газового оборудования / Грициненко И.И.; заявитель и патентообладатель Грициненко И.И.: пат. 2556482 Рос. Федерация, МПК7 E 21 B 43/00, F 17 D 5/00. – № 2012156119/06; заявл. 24.12.2012; опубл. 10.07.2015, Бюл. № 19. 4 с.

15 Жожикашвили В.А., Фархадов М.П., Рыков В.А. Система управления процессом предупреждения гидратообразований в УКПГ месторождений Крайнего Севера на основе обработки экспертных знаний. М.: «ИРЦ Газпром», 1998. С. 15-27.

### References

1 Makogon Ju.F. Gazovye gidraty, preduprezhdenija ih obrazovanija i ispol'zovanie. М.: Nedra, 1985. 232 s. [in Russian].

2 Metody i sredstva predotvrashhenija gidratoobrazovanija na ob#ektah gazodobychi / M.Ju. Prahova, A.N. Krasnov, E.A. Horoshavina, Je.A. Shalovnikov // Neftegazovoe delo: jelektron. nauch. zhurn. 2016. №1. S.101-118. URL: [http://ogbus.ru/issues/1\\_2016/ogbus\\_1\\_2016\\_p101-118\\_prakhovamu\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/1_2016/ogbus_1_2016_p101-118_prakhovamu_ru.pdf). [in Russian].

3 Prahova M. Ju., Mymrin I.N, Lokal'naja avtomaticheskaja sistema jelektropodogreva dlja predotvrashhenija gidratoobrazovanija na sbrosnom truboprovode// Avtomatizacija, telemehanizacija i svjaz' v neftjanoj promyshlennosti. 2014. №2. S. 3-6. [in Russian].

4 Prahova M.Ju., Mymrin I.N., Savel'ev D.A. Nagrevateli dlja sistemy upravlenija lokal'nym jelektropodogrevom kusta gazokondensatnyh skvazhin // Problemy avtomatizacii tehnologicheskikh processov dobychi, transporta i pererabotki nefti i gaza: sb.st. Ufa: UGNTU, 2013. S. 88-92. [in Russian].

5 Murzagulov V.R. Preduprezhdenie gidratoobrazovanija v sistemah promyslovogo sbora gaza zalezhej Jamburgskogo gazokondensatnogo mestorozhdenija // Aktual'nye voprosy neftegazovoj otrasli v oblasti dobychi i truboprovodnogo transporta uglevodorodnogo syr'ja: materialy nauch.-prakt. seminaru (19 janv. 2009 g.). Ufa, 2009. S. 12-13. [in Russian].

6 Prahova M.Ju., Krasnov A.N., Horoshavina E.A. Sposob diagnostiroanija obvodnennosti gazovyh skvazhin// Neftegaz GNKAR NIPI. 2016. T.3, № 3. S. 19-26. [in Russian].

7 Avtomatizacija processa udalenija zhidkosti iz gazovyh skvazhin i shlejfov / G.Ju. Kolovertnov, A.N. Krasnov, Ju.S. Kuznecov, M.Ju. Prahova, S.N. Fedorov, E.A. Horoshavina // Territorija Neftegaz. 2015. №9. S. 70-76. [in Russian].

8 Sposob kontrolja processa obvodnenija gazovyh skvazhin / Kolovertnov G.Ju., Krasnov A.N., Prahova M.Ju., Fedorov S.N., Horoshavina E.A.: pat. №2604101 Ros. Federacija, MPK7 E 21 V 47/10. – № 2015145081/03; zajavl. 20.10.2015; opubl. 10.12.2016, Bjul. № 34. 4 s. [in Russian].

9 Prahova M.Ju. Optimizacija upravljenija podachej metanola v sistemah sbora prirodno gaza /M.Ju. Prahova, A.N. Krasnov, E.A. Horoshavina, Je.A. Shalovnikov, G.Ju. Kolovertnov // Territorija Neftegaz. 2016. № 6. S. 22-29. [in Russian].

10 Preduprezhdenie gidratoobrazovanija v sistemah promyslovogo sbora gaza Jamburgskogo gazokondensatnogo mestorozhdenija /M.Ju. Prahova, A.N. Krasnov, E.A. Horoshavina, Je.A. Shalovnikov // Problemy avtomatizacii tehnologicheskikh processov dobychi, transporta i pererabotki nefti i gaza: sb. tr. IV Vseros. zaoch. nauch.-prakt. internet-konf. Ufa, 2016. S. 116-123. [in Russian].

11 Beshenceva S.A. Analiz metodov preduprezhdenija gidratoobrazovanija v truboprovodah // Vestnik kibernetiki. 2012. № 11. [in Russian].



12 Sposob upravljenja processom preduprezhdenija gidratoobrazovanija vo vnutripromyslovyh shlejfhah gazovyh i gazokondensatnyh mestorozhdenij Krajnego Severa / Andreev O.P., Salihov Z.S., Ahmetshin B.S., Arabskij A.K., Vit' G.E., Talybov Je.G.: pat. №2329371 Ros. Federacija, MPK7 E 21 V 43/00, F 17 D 3/00. – № 2006137680/03, zajavl. 26.10.2006; opubl. 20.07.2008, Bjul. № 20. 3 s. [in Russian].

13 Sposob jekspluatcii gazovogo promysla pri kollektorno-luchevoj organizacii shemy sbora na zavershajushhej stadii razrabotki mestorozhdenija / Kolovertnov G.Ju., Krasnov A.N., Fedorov S.N., Prahova M.Ju., Horoshavina E.A., Shherbinin S.V.: pat. 2597390 Ros. Federacija, MPK7 E 21 V 47/10. – № 2015122859/03; zajavl. 15.06.2015; opubl. 10.09.2016, Bjul. № 25. 3 s. [in Russian].

14 Sposob kontrolja stepeni zagidrachivaniya i tehničeskogo sostojaniya rabotajushhego gazovogo oborudovanija / Gricinenko I.I.; zajavitel' i patentoobladatel' Gricinenko I.I.: pat. 2556482 Ros. Federacija, MPK7 E 21 V 43/00, F 17 D 5/00. – № 2012156119/06; zajavl. 24.12.2012; opubl. 10.07.2015, Bjul. № 19. 4 s. [in Russian].

15 Zhozhikashvili V.A., Farhadov M.P., Rykov V.A. Sistema upravljenja processom preduprezhdenija gidratoobrazovanij v UKPG mestorozhdenij Krajnego Severa na osnove obrabotki jekspertnyh znaniy. M.: «IRC Gazprom», 1998. S. 15-27. [in Russian].

### **Сведения об авторах**

#### **About the authors**

Прахова М. Ю., доцент кафедры автоматизации технологических процессов и производств, ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

M. Yu. Prakhova, Associate Professor of the Chair «Automation of Technological Processes and Production», FSBEI HE USPTU, Ufa, the Russian Federation

e-mail: prakhovamarina@yandex.ru

Краснов А. Н., канд.техн.наук, доцент кафедры автоматизации технологических процессов и производств, ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

A. N. Krasnov, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor of the Chair «Automation of Technological Processes and Production», FSBEI HE USPTU, Ufa, the Russian Federation

e-mail: ufa-znanie@mail.ru

Хорошавина Е. А., канд.техн.наук, доцент кафедры автоматизации технологических процессов и производств, ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

E. A. Khoroshavina, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor of the Chair «Automation of Technological Processes and Production», FSBEI HE USPTU, Ufa, the Russian Federation

e-mail: khoroshavinaelena@rambler.ru