

УДК 622.279; 550.8

**МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ  
ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА ОБЪЕКТАХ ГАЗОДОБЫЧИ**

**METHODS AND TOOLS TO PREVENT HYDRATE FORMATION  
IN GAS PRODUCTION**

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

**ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной  
технический университет», г. Уфа, Российская Федерация**

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

**FSBEI HPE “Ufa State Petroleum Technological University”,  
Ufa, the Russian Federation**

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

**Аннотация.** При транспорте газа по шлейфам от скважин к установке комплексной подготовки газа (УКПГ) происходит понижение температуры и потери давления, что в ряде случаев может привести к образованию гидратных пробок и возникновению нештатных и аварийных ситуаций. В статье подробно проанализированы условия, при которых происходит гидратообразование, и выявлены наиболее характерные места образования гидратных пробок от скважины до входа в УКПГ.

Основным направлением борьбы с гидратообразованием является создание условий термодинамической нестабильности гидратных соединений. Для этого используются тепловые, технологические и химические методы. Если же гидратная пробка все-таки образовалась, ее ликвидируют понижением давления, закачкой метанола, локальным прогревом или комбинацией этих приемов. Выбор конкретного метода

зависит от размера пробки, ее местоположения, температуры окружающей среды и других факторов.

Для эффективного предотвращения гидратообразования предлагается увеличить количество контролируемых инструментальными средствами параметров, влияющих на процесс гидратообразования, в частности, дополнительно измерять температуру и давление на кусте скважин, содержание пластовой воды, концентрацию метанола в отработанном растворе. Необходимо также повысить уровень принимаемых решений при возникновении нештатных ситуаций. Для этого предложено использовать экспертную систему оперативного управления, которая выдавала бы управляющие команды на основе совместной обработки информации, поступающей в базу данных в реальном масштабе времени, и находящейся в базе знаний, сформированной группой экспертов и формализованной определенным образом, например, посредством логико-лингвистических моделей. Приведена обобщенная структурная схема такой системы.

**Abstract.** Gas' temperature and pressure decrease during the transportation from the well to the complex gas treatment plant. As a result hydrate plugs form and it causes alarm situations. Conditions of gas hydrate formation are analyzed in the article. The most probable places of gas hydrate formation are detected.

The main way of gas hydration control is the creating condition of thermodynamical instability of hydrates. The thermal, technological and chemical methods are used for gas hydration control. In the case of gas hydration occurs, it is liquidated by pressure leakage, methanol injection, local heating or by combination of mentioned methods. Using the concrete method depends on plug size, its location, outside temperature and others.

To prevent formation of hydrates it's offered to increase the number of controlled parameters which influence hydrating. By the way temperature, pressure, oil-water content and methanol concentration in spent solution could be additionally measured.

It's necessary to raise the level of making decisions when emergency situations occur. For that reason authors have offered to use expert system of operative management. This system should generate control instruction using cooperative processing. Database is formed by real-time data and by knowledge system formed by experts. There is database structure shown in the article.

**Ключевые слова:** гидраты, гидратообразование, метанол, экспертная система, база знаний.

**Key words:** hydrates, hydration, methanol, expert system, knowledge base.

При транспорте газа по шлейфам от скважин к установке комплексной подготовки газа (УКПГ) происходит понижение температуры и потери давления [1]. Если температура понизилась, ниже температуры гидратообразования, то в шлейфах происходит образование кристаллогидратов, в результате чего уменьшается проходное сечение трубопровода. Это, в свою очередь, ведет к уменьшению производительности куста газовых скважин и, в конечном счете, производительности УКПГ и всего промысла в целом. При определенных условиях в шлейфах возможно образование гидратных пробок, которые могут привести к полному прекращению прохождения газа по шлейфу. Образование гидратных пробок в шлейфах газоконденсатных месторождений (ГКМ) Крайнего Севера считается серьезной аварией, ликвидация которой является чрезвычайно дорогим мероприятием, требующим значительных временных и материальных затрат [2].

Гидраты углеводородных газов являются неустойчивыми соединениями углеводородов с водой и состоят из одной или нескольких молекул газа (метана, пропана, углекислого газа и др.) и воды. Состав гидратов выражается формулой  $C_nH_{2n+2} \cdot mH_2O$ :  $CH_4 \cdot 6H_2O$ ;  $C_2H_6 \cdot 7H_2O$ ;  $C_3H_8 \cdot 18H_2O$ . Внешне гидраты напоминают кристаллы льда или мокрый

спрессованный снег. Основными факторами, определяющими условия образования гидратов, являются состав газа, его давление, температура, степень насыщения газа парами воды [3].

Обязательными условиями существования гидратов является снижение температуры газа ниже температуры точки росы (ТТР), при которой происходит конденсация паров воды (наличие капельной влаги в газе), а также ниже температуры равновесного состояния гидратов.

Поскольку гидраты природных газов являются нестойкими химическими соединениями, любое отклонение от термодинамического равновесия приводит к их распаду. Однако, если термодинамическое равновесие сохраняется, скопления гидратов в газопроводе могут находиться длительное время. Поэтому для своевременного предупреждения образования гидратных пробок необходимо знать условия их возникновения и прогнозировать места их возможных скоплений.

Явление гидратообразования впервые было отмечено в 1934 г. американским ученым Е. Г. Хаммершмидтом [4]. Им было установлено, что газовые гидраты могут образовываться и накапливаться в газопроводах, вызывая их закупорку и приводя в ряде случаев к аварийным ситуациям. Так, наиболее опасным является отложение гидратов на внутренних поверхностях различной арматуры (редуцирующих и предохранительных клапанов, кранов, штуцеров), т.к. гидраты резко уменьшают их пропускную способность или приводят к полной потере работоспособности [5].

Если точка росы лежит выше равновесной кривой гидратообразования, гидраты образуются в точке пересечения линии изменения температуры в газопроводе с кривой равновесной температуры гидратообразования. Если точка росы лежит ниже равновесной кривой, но выше минимума температурной кривой в газопроводе, гидраты образуются в точке росы. В условиях, когда точка росы лежит ниже равновесной кривой

гидратообразования и ниже кривой изменения температуры в газопроводе, гидратообразование невозможно [6].

При создании условий гидратообразования на данном участке газопровода гидратная пробка быстро нарастает по мере поступления воды и гидратообразователя. При этом пары воды выделяются из газа, что снижает их упругость на определенную величину и ускоряет процесс образования локальной гидратной пробки.

Надо отметить, что в газопроводе могут образовываться как одна, так и несколько гидратных пробок. Это связано с тем, что в результате образования гидратов в газопроводе влагосодержание газового потока над гидратами снижается соответственно снижению упругости паров воды, находящихся в равновесии с жидкой фазой и твердым гидратом. Если в результате образования первой гидратной пробки точка росы паров воды снижается ниже минимума кривой изменения температуры газа в газопроводе, то следующая гидратная пробка может и не образоваться. Если же за счет разности упругостей паров воды над жидкой водой и над гидратами точка росы не снижается ниже минимальной температуры в газопроводе, то образуется следующая гидратная пробка – в точке пересечения линии влагосодержания с кривой изменения температуры в газопроводе.

Основной принцип борьбы с гидратообразованием в трубопроводах – это создание каким-либо образом термодинамической нестабильности гидратной фазы [7]. Ее можно создать двумя путями: либо поддержанием температуры потока газа выше температуры гидратообразования, либо понижением температуры точки росы газа [5].

Для реализации первого направления используются тепловые методы (теплоизоляция трубопроводов; подбор режима эксплуатации, обеспечивающего максимальную температуру газового потока; локальный подогрев). Второе направление может быть реализовано:

– технологическими методами (уменьшение давления при транспорте

газа; осушка газа; уменьшение плотности газа извлечением из него тяжелых углеводородов, в результате чего увеличивается давление и снижается температура, при которых начинают образовываться гидраты);

– химическими методами (нейтрализация воды, выпадающей в жидком виде, посредством введения в газовый поток ингибиторов различного типа; добавка поверхностно-активных веществ (ПАВ), образующих на стенке трубопровода тонкий слой, который мешает гидратообразованию).

Несмотря на успешность перечисленных мер, гидратные пробки все равно образуются, особенно, в зимний период в условиях Крайнего севера при резких изменениях температуры. Наиболее характерными местами гидратообразования являются [8]:

– штуцеры непосредственно после редуцирования газа при давлении примерно 6,5 МПа и температуре ниже 17 °С;

– обвязка до сепараторов (при интенсивной теплоотдаче от газового потока к грунту);

– сами сепараторы (скорость потока на входных патрубках циклонных сепараторов достигает 120 м/с; давление в сепараторах значительно превышает равновесное давление гидратообразования). Часть гидратов потоком направляется в отстойную емкость. Здесь они уплотняются и частично или полностью закупоривают емкость, что приводит к резкому снижению эффективности работы сепараторов;

– диафрагма замерного участка. В застойных зонах до и после диафрагмы скапливаются ранее образующиеся и переносимые потоком газа гидраты;

– шлейфы–газопроводы, подключающие скважины к промысловому газосборному коллектору. Скопление гидратов наблюдается в непосредственной близости от диафрагмы замерного участка – в местах ответвлений (врезанные свечи, шлейфы). Гидраты в шлейфах образуются также на обратных клапанах, в местах установки задвижек, кранов и карманов для измерения температуры;

– промышленный газосборный коллектор в местах резкого изменения скорости газового потока. Скопление гидратов наблюдается в местах врезок шлейфов скважин в газосборный коллектор, на запорной арматуре, на врезках driпов и т.д. Гидраты могут также скапливаться и на прямолинейных участках газопроводов. В зависимости от скорости потока гидраты отлагаются в газопроводе в виде спирального кольца или в виде сегмента;

– концевые линейные краны. С одной стороны на них действует рабочее давление газосборной сети, с другой – атмосферное. Под таким давлением уплотнительная смазка на пробках кранов и байпасов выдавливается, образуются пропуски газа с резким понижением температуры последнего. Корпус крана или байпас резко охлаждается и образуется застойная зона пониженной температуры. Пары воды, насыщающие газ, конденсируются, и начинается процесс кристаллизации гидратов. Постепенное накопление их приводит к полной закупорке сечения крана или обводного байпаса.

Более просто место образования гидратной пробки определяется по росту перепада давления на каком-либо участке газопровода, однако этот метод не всегда применим из-за отсутствия средств измерения давления на данном участке. Существует также ряд других методов – эхолокация, метод время – импульсной рефлектометрии и т.д. [9].

Для устранения гидратных пробок используют следующие методы:

– сброс давления в газопроводе за гидратной пробкой, при котором нарушается равновесное состояние гидратов;

– прогрев или пропаривание трубопровода. При этом способе повышение температуры выше равновесной температуры образования гидратов также приводит к их разложению. На практике трубопровод подогревают горячей водой или паром;

– закачка жидкого поглотителя (метанола) в объеме 5-10 м<sup>3</sup>. Метанол обладает высокой степенью понижения температуры гидратообразования, способностью быстро разлагать уже образовавшиеся, гидратные пробки.

Выбор конкретной технологии зависит от размера и характера пробки, ее местонахождения, внешних условий.

Если пробка не сплошная, то в трубопровод через специальные патрубки, штуцера для манометров или через продувочную свечу вводят ингибитор. Если в трубопроводе образовались сплошные гидратные пробки небольшой длины, их иногда удается ликвидировать таким же путем.

При длине пробки, исчисляемой сотнями метров, над гидратной пробкой вырезают в трубе несколько окон и через них заливают метанол. Затем трубу заваривают вновь.

Согласно первому методу борьбы с гидратообразованием, давление снижают одним из трёх способов:

– отключают участок газопровода, где образовалась пробка, и с двух сторон через свечи пропускают газ;

– перекрывают линейный кран с одной стороны и выпускают в атмосферу газ, заключенный между пробкой и одним из перекрытых кранов;

– отключают участок газопровода с обеих сторон пробки и выпускают в атмосферу газ, заключенный между пробкой и одним из перекрытых кранов.

При использовании продувки необходимо учитывать, что после разложения гидратов возможно накопление жидких углеводородов на продуваемом участке и образование повторных гидрато-ледяных пробок за счет резкого снижения температуры. Это обстоятельство является причиной того, что снижение давления используется только при положительных температурах.



При отрицательных температурах, чтобы вода, образовавшаяся в результате разложения гидратов, не переходила в лед и не образовывала ледяную пробку, метод снижения давления используют в комбинации с вводом в трубопровод ингибиторов. Количество ингибитора должно быть таким, чтобы при данной температуре раствор из введенного ингибитора и воды, получившийся при разложении гидратов, не замерзал.

Комбинированный способ применяют также для ускорения разложения гидратной пробки.

Ликвидация гидратных пробок в трубопроводах природных и сжиженных газов может осуществляться методом подогрева. При этом способе повышение температуры выше равновесной температуры образования гидратов приводит к их разложению. На практике трубопровод подогревают горячей водой или паром. Исследования показали, что повышение температуры в точке контакта гидрата и металла до (30 – 40) °С достаточно для быстрого разложения гидратов.

Несмотря на кажущуюся простоту перечисленных методов, ликвидация гидратных пробок является затратным мероприятием, влекущим за собой негативные экономические, технологические и экологические последствия.

В связи с этим целесообразным является разработка системы оперативного управления предотвращением гидратообразования (СОУ ПГО). Такая система должна состоять из двух совместно работающих компонент:

- дистанционной системы непрерывного мониторинга факторов, влияющих на термодинамическую стабильность гидратов, для обеспечения некоторого управляющего воздействия (изменения технологических параметров или иного вмешательства в процесс добычи газа);
- базы экспертных знаний.

Наиболее простым вариантом управления предотвращением гидратообразования может быть регулирование подачи ингибитора гидратообразования (например, метанола) в зависимости от температуры и давления газа на входе в УКПГ, измеряемых в реальном масштабе времени. Однако практика показывает, что такое регулирование является малоэффективным, так как при этом не учитывается влияние очень многих параметров, играющих немаловажную роль при определении количества подаваемого в шлейф метанола (количество поступающей пластовой воды из кустов скважин, состояние шлейфа, рельеф местности, влияющие на теплообмен характеристики грунта и т.п.). Кроме того, отрицательное влияние оказывает отсутствие возможности измерения в оперативном режиме:

- давления и температуры непосредственно на кусте скважин;
- концентрации метанола в отработанном растворе;
- количества поступающей из кустов скважин пластовой воды (в условиях падающей добычи значение пластовой воды может изменяться в широком диапазоне).

Для получения информации о давлении и температуре на кустах скважин целесообразно использовать интеллектуальные датчики температуры и давления. Несмотря на присутствие на рынке большого разнообразия моделей таких датчиков, их выбор осложняется такими факторами, как суровые природно-климатические условия (большинство газовых месторождений в России расположены на Крайнем Севере), отсутствие постоянного электроснабжения и т.п. Оптимальным, на сегодняшний день, является использование регистратора технологических параметров РТП – 4 (разработка ООО НПЦ «Знание», г. Уфа).

Регистраторы осуществляют преобразование значений давления и температуры в объекте измерения в цифровые значения и фиксируют их в энергонезависимой памяти для последующего использования. Регистраторы могут применяться либо в автономном варианте, когда

цифровые отсчеты давления и температуры, формируемые в соответствии с заданным оператором режимом записи данных, накапливаются в памяти регистраторов, либо в варианте связи с интерфейсным модулем, который с помощью кабеля связан с карманным или персональным компьютером. Возможна также передача данных по радиоканалу. Накопленный опыт эксплуатации этого регистратора, который фактически представляет собой автономный манометр-термометр, доказал его надежность и стабильность работы на газовых скважинах Крайнего Севера [10-12].

В [13] предлагается использовать для построения СОУ ГПО беспроводную систему телеметрии на основе преобразователей РТП-04, используемую для контроля состояния шлейфов.

Следующим шагом в разработке СОУ ГПО должно быть включение в систему мониторинга датчиков обводненности продукции скважин и остаточной концентрации метанола в отработанном растворе ингибитора. Учет этих дополнительных влияющих факторов, безусловно, повысит эффективность работы системы.

Наконец, на завершающей стадии разработки системы оперативного управления необходимо минимизировать влияние пресловутого «человеческого фактора». Действия операторов УКПГ при управлении процессом предупреждения гидратообразования в шлейфах на действующих установках в различных ситуациях чаще всего являются субъективными. Принимаемые решения мотивируются индивидуальными, не поддающимися формализации факторами, такими как прошлый опыт, интуиция, профессионализм и др.

Эффективность решений, принятых даже опытными операторами в различных аварийных ситуациях, во многом зависит и от их психофизиологического состояния, так как один и тот же оператор в различных обстоятельствах может принимать достаточно противоречивые решения, издержки от которых требуют дополнительных трудовых и материальных расходов.

Повысить объективность, принимаемых операторами решений, можно созданием экспертной базы знаний и совместной обработкой данных средств инструментального контроля и знаний в каждой конкретной ситуации, например, на основе логико-лингвистических моделей [14]. Укрупненная структурная схема предлагаемой системы управления приведена на рисунке 1.

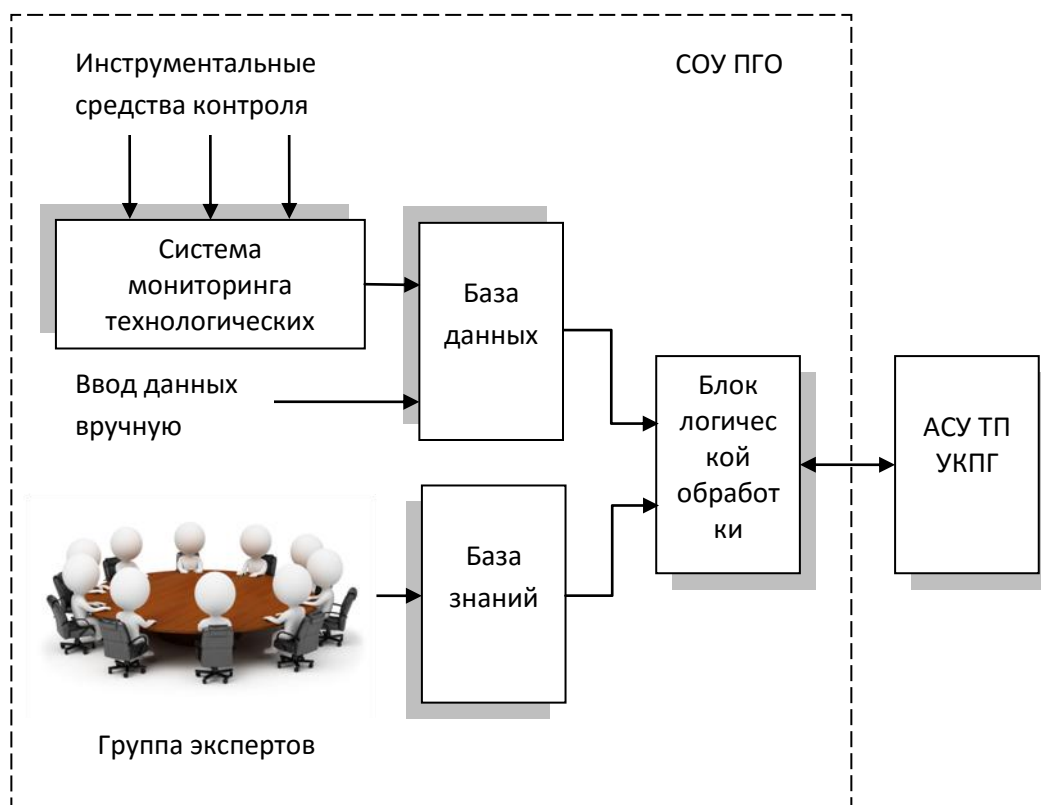


Рисунок 1. Укрупненная структурная схема СОУ ПГО

Система функционирует следующим образом: при выявлении существенного изменения какого-либо измеряемого параметра (параметров) на кусту скважин или во входном шлейфе УКПГ происходит обращение блока логической обработки к базе знаний.

В результате анализа, поступающей из базы данных информации, этот блок выбирает соответствующую инструкцию из базы знаний, формируемой экспертами и обновляемой по мере накопления производственного опыта и научных знаний. АСУ ТП УКПГ воспринимает ее в качестве управляющей команды.

## Выводы

Такая система оперативного управления позволит не только эффективно предотвращать гидратообразование, но и расширить функциональные возможности АСУ ТП УКПГ, а также сделать шаг в направлении разработки самообучающейся системы, способной самостоятельно принимать адекватные решения.

## Список используемых источников

1 Контроль эксплуатационных газовых и газоконденсатных скважин / Р. Д. Ахметьянов, С. Н. Федоров, А. Н. Краснов, С. В. Щербинин: сб. тр. Всерос. науч.-практ. конф. / Проблемы автоматизации технологических процессов добычи, транспорта и переработки нефти и газа. Уфа, 2013. с. 105.

2 Прахова М. Ю., Мымрин И. Н., Савельев Д. А. Нагреватели для системы управления локальным электроподогревом куста газоконденсатных скважин: сб. тр. Всерос. науч.-практ. конф.// Проблемы автоматизации технологических процессов добычи, транспорта и переработки нефти и газа. Уфа, 2013. С.88.

3 Катаев К. А. Гидратообразование в трубопроводах природного газа //Всерос. журн. науч. публикаций. Вып. № 1(2), 2011. <http://cyberleninka.ru/article/n/gidratoobrazovanie-v-truboprovodah-prirodnogo-gaza>

4 Hammerschmidt E. G. Formation of gas hydrates in natural gas transmission lines // Industrial and Engineering Chemistry – 1934. – vol. 26. – № 8. – P. 851-855.

5 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.

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

7 Мусакаев Н. Г., Уразов Р. Р. Теоретическое исследование методов создания термодинамической нестабильности гидратной фазы для борьбы с гидратообразованием в трубопроводах // Современная наука. 2013. № 1(12). С. 7 – 12.

8 Истомин В. А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах сбора и промысловой обработки газа и нефти. М.: РАО ГАЗПРОМ, ВНИИГАЗ, 1990. 213 с.

9 Ситдииков А. А., Латышев Л. Н. Метод обнаружения гидратных пробок в условиях крайнего севера // 64-я науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. УГНТУ. 2013. С. 364-365.

10 Краснов А. Н., Федоров С. Н., Система телеметрического контроля технологических параметров газоконденсатных скважин и шлейфов уренгойского НГКМ (СКТП): сб. тр. Всерос. науч.-техн. конф. // Проблемы управления и автоматизации технологических процессов и производств, Уфа. 2010. С. 60-65.

11 Создание оптимальных алгоритмов функционирования датчиков с автономными источниками питания/ М. Ф. Загитов, А. Н. Краснов, С. Н. Федоров, С. В. Щербинин: сб. тр. Всерос. науч.-практ. конф. // Проблемы автоматизации технологических процессов добычи, транспорта и переработки нефти и газа. Уфа. 2013. С. 92.

12 Хужиахметова Э. Х., Краснов А. Н. Выбор математической модели измерительного канала для манометра-термометра РТП-4// 64-я науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. 2013. С. 365-366.

13 Рахматуллин Д. Р., Фахрисламова Э. Ш., Краснов А. Н. Обзор методов предупреждения гидратообразования в трубопроводах газовых промыслов // Электропривод, электротехнологии и электрооборудования предприятий: сб. науч. тр. конф. Уфа, 2015. С.48.

14 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 Kontrol' ekspluatatsionnyh gazovyh i gazokondensatnyh skvazhin/ Ahmet'yanov R. D., Fedorov S. N., Krasnov A. N., Sherbinin S. V.: sb. tr. Vseros. nauch.-prakt. konf. // Problemy avtomatizatsii tehnologicheskikh processov dobychi, transporta i pererabotki nefiti i gaza. Ufa, 2013. S. 105. [in Russian].

2 Prahova M. Yu., Mymrin I. N., Savel'ev D. A. Nagrevateli dlya sistemy upravleniya lokal'nym elektropodogrevom kusta gazokondensatnyh skvazhin: sb. tr. Vseros. nauch.-prakt. konf.// Problemy avtomatizatsii tehnologicheskikh processov dobychi, transporta i pererabotki nefiti i gaza. Ufa, 2013. S.88. [in Russian].

3 Kataev K. A. Gidratoobrazovanie v truboprovodah prirodnogo gaza //Vseros. zhurn. nauch. publikatsii. Vyp. № 1(2), 2011. <http://cyberleninka.ru/article/n/gidratoobrazovanie-v-truboprovodah-prirodnogo-gaza>[in Russian].

4 Hammerschmidt E. G. Formation of gas hydrates in natural gas transmission lines // Industrial and Engineering Chemistry 1934. vol. 26. № 8. P. 851-855.

5 Prahova M. Yu., Mymrin I. N. Lokal'naya avtomaticheskaya sistema elektropodogreva dlya predotvrasheniya gidratoobrazovaniya na sbrosnom truboprovode// Avtomatizatsiya, telemehanizatsiya i svyaz' v nefityanoi promyshlennosti. 2014. № 2. S. 3-6. [in Russian].

6 Makogon Yu. F. Gazovye gidraty, preduprezhdenie ih obrazovaniya i ispol'zovanie. M.: Nedra, 1985. 232 s. [in Russian].

7 Musakaev N. G., Urazov R. R. Teoreticheskoe issledovanie metodov sozdaniya termodinamicheskoi nestabil'nosti gidratnoi fazy dlya bor'by s gidratoobrazovaniem v truboprovodah // Sovremennaya nauka. 2013. № 1(12). S. 7 - 12. [in Russian].

8 Istomin V. A. Preduprezhdenie i likvidaciya gazovyh gidratov v sistemah sbora i promyslovoi obrabotki gaza i nefiti. M.: RAO GAZPROM, VNIIGAZ, 1990. 213 s. [in Russian].

9 Sitdikov A. A., Latyshev L. N. Metod obnaruzheniya gidratnyh probok v usloviyah krainego severa// 64-ya nauch.-tehn. konf. studentov, aspirantov i molodyh uchenyh. UGNTU. 2013. S. 364-365. [in Russian].

10 Krasnov A. N., Fedorov S. N. Sistema teletricheskogo kontrolya tehnologicheskikh parametrov gazokondensatnyh skvazhin i shleifov urengoisikogo NGKM (SKTP): sb. tr. Vseros. nauch.-tehn. konf. // Problemy upravleniya i avtomatizacii tehnologicheskikh processov i proizvodstv, Ufa. 2010. S. 60-65. [in Russian].

11 Sozdanie optimal'nyh algoritmov funkcionirovaniya datchikov s avtonomnymi istochnikami pitaniya/ M. F. Zagitov, A. N. Krasnov, S. N. Fedorov, S. V. Sherbinin: sb. tr. Vseros. nauch.-prakt. konf. // Problemy avtomatizacii tehnologicheskikh processov dobychi, transporta i pererabotki nefiti i gaza. Ufa. 2013. s. 92. [in Russian].

12 Huzhiahmetova E. H., Krasnov A. N. Vybor matematicheskoi modeli izmeritel'nogo kanala dlya manometra-termometra RTP-4 // 64-ya nauch.-tehn. konf. studentov, aspirantov i molodyh uchenyh UGNTU. 2013. S. 365-366. [in Russian].

13 Rahmatullin D. R., Fahrislamova E. Sh., Krasnov A. N. Obzor metodov preduprezhdeniya gidratoobrazovaniya v truboprovodah gazovyh promyslov// Elektroprivod, elektrotehnologii i elektrooborudovaniya predpriyatii: sb. nauch. tr. konf. Ufa, 2015. S.48. [in Russian].



14 Zhzhikashvili V. A., Farhadov M. P., Rykov V. A. Sistema upravleniya processom preduprezhdeniya gidratoobrazovaniya v UKPG mestorozhdenii Krainego Severa na osnove obrabotki ekspertnykh znaniy. M. «IRC Gazprom», 1998. S. 15-27. [in Russian].

### **Сведения об авторах**

#### **About the authors**

Прахова М. Ю., доцент кафедры «Автоматизация технологических процессов и производств» ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

M. U. Prakhova, Assistant Professor of the Chair “Technological Process and Production Automation”, FSBEI HPE USPTU, Ufa, the Russian Federation  
e-mail: prakhovamarina@yandex.ru

Краснов А. Н., канд. техн. наук, доцент кафедры «Автоматизации технологических процессов и производств» ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

A. N. Krasnov, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of the Chair “Technological Process and Production Automation”, FSBEI HPE USPTU, Ufa, the Russian Federation  
e-mail: ufa-znanie@mail.ru

Хорошавина Е. А., канд. техн. наук, доцент кафедры «Автоматизация технологических процессов и производств» ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

E. A. Khoroshavina Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of the Chair “Technological Process and Production Automation”, FSBEI HPE USPTU, Ufa, the Russian Federation  
e-mail: khoroshavinaelena@rambler.ru

Шаловников Э. А., канд. техн. наук, доцент кафедры «Автоматизация технологических процессов и производств» ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

E. A. Shalovnikov Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of the Chair “Technological Process and Production Automation”, FSBEI NPE USPTU, Ufa, the Russian Federation

e-mail: shalov2@yandex.ru