

**АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА РАННЕГО ОБНАРУЖЕНИЯ
ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ГАЗОВЫХ ШЛЕЙФАХ
НА ОСНОВЕ КОГНИТИВНЫХ МОДЕЛЕЙ**

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

*Уфимский государственный нефтяной технический университет
(Республика Башкортостан, г. Уфа)

При разработке газовых месторождений серьезной проблемой является гидратообразование в скважинах и газовых шлейфах. Эта проблема особенно остро стоит на месторождениях, расположенных в арктической зоне, в связи со специфическими условиями их эксплуатации: низкими температурами, прокладкой шлейфов в вечной мерзлоте и т. п. Образующиеся гидраты могут привести к аварийным ситуациям. Безгидратный режим эксплуатации на месторождениях арктической зоны практически невозможен, поэтому оперативное диагностирование возникновения гидратообразования – актуальная задача, которая может быть решена путем разработки автоматических систем раннего обнаружения в шлейфе условий гидратообразования и начала этого процесса. В статье рассмотрены основные факторы, влияющие на процесс гидратообразования. Показано, что взаимосвязь между ними не может быть описана аналитически, кроме того, отсутствует достаточная количественная информация об этих факторах. Предложено строить системы обнаружения с использованием когнитивных карт. 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 ряд 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 детерминированная когнитивная модель для корректировки коэффициента теплопередачи, использование которой позволяет более точно рассчитать теоретическую температуру гидратообразования и, как следствие, повысить точность дозирования метанола.

Ключевые слова: *газовый шлейф, газовые гидраты, условия гидратообразования, подача ингибитора гидратообразования, метанол, когнитивная карта, коэффициент теплопередачи газа.*

Контактное лицо: Прахова Марина Юрьевна, адрес: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, д. 1; e-mail: prakhovamarina@ua.ru

Для цитирования: Прахова М.Ю., Краснов А.Н., Хорошавина Е.А. Автоматическая система раннего обнаружения гидратообразования в газовых шлейфах на основе когнитивных моделей // Arctic Environmental Research. 2017. Т. 17, № 3. С. 195–203. DOI: 10.17238/issn2541-8416.2017.17.3.195

В Арктической зоне Российской Федерации сосредоточено 90 % извлекаемых ресурсов углеводородов всего континентального шельфа, добывается 90 % природного газа и сконцентрировано 80 % общероссийских разведанных запасов газа промышленных категорий [1]. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, расположенных в этой зоне, существенно осложняется многими факторами: суровые климатические условия, отсутствие развитой инфраструктуры, постоянного электроснабжения и т. п. К этим факторам можно также отнести такое специфическое явление, как гидратообразование. Любой гидрат – это химическое соединение, в состав которого входит вода. В газовой промышленности под гидратами принято понимать вещества, состоящие из молекул компонентов природного газа и воды [2]. Газовые гидраты, или водные клатраты, – это твердые кристаллические вещества, напоминающие по внешнему виду спрессованный снег. Их образование в газовом потоке обусловлено тем, что в газоносных пластах всегда присутствует вода, которая насыщает добываемый природный газ.

Гидратообразование является серьезной проблемой при добыче и транспорте газа. На газовых промыслах особенно сильно данная проблема проявляется на технологических участках, по которым проходит неосушенный газ, – это сами скважины, шельфы и коллекторы. Гидраты отлагаются на внутренних стенках труб, резко уменьшая их пропускную способность вплоть до полной закупорки; отложение гидратов внутри запорной арматуры приводит к потере ею 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 [3, 4].

Для образования гидратов в газе необходимо одновременное наличие трех факторов [5]: благоприятные термобарические условия (особенно сочетание высокого давления и низких температур); наличие гидратообразующего

вещества (метана, этана, двуокиси углерода и т. д.); достаточное количество воды.

Ускоренному образованию гидратов способствуют такие явления, как турбулентность и наличие центров кристаллизации [6]. Наиболее активно образование гидратов происходит на участке с высокими скоростями потока. Это обстоятельство делает дроссельную арматуру особо уязвимой к образованию гидратов за счет одновременного действия двух неблагоприятных факторов – значительного понижения температуры природного газа вследствие эффекта Джоуля–Ленца и увеличения скорости потока в уменьшенном проходном сечении клапана.

Центрами кристаллизации для гидратов могут быть дефекты трубопроводов, сварные швы, арматура, а также частички шлама, окалины или песка.

Наличия гидратообразующего вещества избежать невозможно, фактически сам газовый поток является этим веществом, поэтому существующие методы предупреждения образования гидратов в потоке газа и ликвидации уже имеющихся гидратных пробок направлены на корректировку или устранение двух оставшихся факторов. Условно эти методы 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» [7]. Физические методы заключаются в поддержании температуры потока газа выше температуры гидратообразования с помощью локальных подогревателей, теплоизоляции трубопроводов и подбора режима эксплуатации, обеспечивающего максимальную температуру газового потока [8, 9].

Все эти методы широко используются в газодобывающей промышленности, однако область применения каждого из них характеризуется специфическими условиями техно-

логического процесса добычи, сбора, промышленной 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, исключая 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 промышленных 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 [10, 11].

Наиболее остро стоит проблема гидратообразования в шлейфах газовых скважин, в которых 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. 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 вышеизложенным разработка автоматических систем для раннего обнаружения гидратообразования в шлейфе является актуальной задачей.

Практически все существующие методы обнаружения гидратообразования базируются на измерении нескольких ключевых параметров, характеризующих работу шлейфа, и их последующей обработке. К таким параметрам

относятся давление в начале и в конце шлейфа, температура газа, его состав, влагосодержание и дебит скважины. Например, можно подавать в шлейф какой-либо ингибитор гидратообразования при изменении перепада давления по длине шлейфа [12]. Однако перепад давления по длине шлейфа зависит также от температуры и дебита скважин, подключенных к шлейфу, которые могут изменяться во времени и вызывать ложное «обнаружение» гидратов. Можно также рассчитать теоретическую температуру гидратообразования и постоянно сравнивать с ней фактическую температуру газа на выходе его из шлейфа [13].

Анализ температурной динамики в последнее время получил широкое распространение в автоматических системах обнаружения гидратообразования, хотя точность такой диагностики существенно ограничена по следующим причинам. Температура газа на выходе из шлейфа рассчитывается по достаточно сложной формуле. Входящие в нее величины делятся на две группы. В первую группу входят давление и температура газа в начале и в конце шлейфа, расход газа и температура воздуха окружающей среды. Эти параметры, как правило, измеряются в режиме реального времени. Ко второй группе относятся параметры, условно принятые за постоянные величины: геометрия шлейфа (внутренний и наружный диаметр, шероховатость внутренних стенок, длина шлейфа, разность высот начальной и конечной точек шлейфа); коэффициент теплообмена между газом и окружающей средой; плотность газа. Значения этих параметров (кроме плотности, которая периодически измеряется технологическими службами промысла) берутся на момент начала эксплуатации шлейфа, без учета изменений, которые либо неизбежно происходят в процессе эксплуатации, либо носят сезонный характер и т. п.

Цель исследования – разработка автоматической системы раннего обнаружения гидратообразования в шлейфах газовых промыслов на основе когнитивных моделей.

Материалы и методы. Разрабатываемая автоматическая система раннего диагностирования гидратообразования в газовых шлейфах (АСРД ГШ) может рассматриваться как слабо-структурированная система, для которой характерны: наличие большого количества влияющих факторов, взаимосвязь между которыми не может быть описана аналитически; 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 (а при необходимости – и количественные) 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 – экспертов в данной области [14, 15]. 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) будут вершинами графа, а связи определяются дугами.

Степень, или «интенсивность», причинно-следственных связей может задаваться либо конкретными численными весами, либо нечеткими отношениями, устанавливаемыми 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 [16]. Такие когнитивные карты называются нечеткими. Основное преимущество когнитивных карт в том, что они позво-

ляют при выработке системой управляющих воздействий учесть факторы, не поддающиеся непосредственному измерению. По сути, в нечеткой когнитивной карте (НКК) интуитивная оценка фактора экспертом приравнивается к оценке, полученной в результате измерений.

Построение когнитивной карты ситуации обычно включает опрос экспертов, проводимый в несколько этапов: сначала определяются базовые факторы (концепты), затем каждый эксперт указывает веса связей – так строятся локальные когнитивные карты. Далее с использованием методов экспертных оценок (например, метода парного сравнения) локальные карты сводятся в одну когнитивную карту ситуации. По мере накопления знаний о процессах, происходящих в исследуемой ситуации, становится возможным более детально раскрывать характер связей между факторами. Здесь существенную помощь может оказать использование процедур *data mining* (добычи знаний) [17].

Разрабатываемая АСРД ГШ должна оперативно диагностировать возникновение условий, при которых возможно гидратообразование. Если система подачи ингибитора (метанол) является подсистемой АСРД ГШ, то необходим также расчет оптимального количества метанола для закачки в шлейф.

Как уже упоминалось, процесс гидратообразования во многом определяется термобарическими условиями в шлейфе. Давление зависит от таких факторов, как дебит скважины, длина и диаметр шлейфа, и изменяется по длине шлейфа в нормальных условиях эксплуатации монотонно. Температура же практически полностью определяется локальными условиями теплообмена между газовым потоком и окружающей средой и может меняться по длине шлейфа без какой-либо закономерности.

Управляющие воздействия в разрабатываемой системе принимаются на основании результатов онлайн-замеров давления и температуры в начале и конце шлейфа, температуры окружающей среды и температуры точки росы по воде, измеряемых в конце шлейфа, а также значений дебита скважины, состава и плотности газа, вы-

даваемых технологической службой промысла. Базовым критерием диагностирования начала процесса гидратообразования является теоретическая температура гидратообразования, для расчета которой, кроме перечисленных параметров, используется коэффициент теплопередачи газа в шлейфе в окружающую среду. Его измерение в промышленных условиях не производится, а во всех расчетах используется значение этого коэффициента для шлейфа в момент начала его эксплуатации.

Коэффициент теплопередачи газа в шлейфе в окружающую среду представляет собой интегральную характеристику условий теплообмена системы «газ – труба – теплоизоляция – окружающая среда». Он учитывает: коэффициент теплоотдачи газа стенке шлейфа; теплопроводность стенки шлейфа; теплопроводность теплоизолирующего материала; коэффициент теплоотдачи теплоизолирующего материала шлейфа в окружающую среду.

Значение коэффициента теплопередачи газа в шлейфе зависит от многих факторов: внутреннего и наружного диаметра шлейфа, теплопроводности материала трубы и теплоизолирующего материала, скорости ветра, снеготаносности шлейфа и т. п. Для протяженных шлейфов (а их длина может достигать 10 км) значения этого коэффициента могут отличаться на разных участках в зависимости от рельефа местности.

По мере эксплуатации шлейфа происходит износ самой трубы и теплоизоляции, состояние окружающего грунта изменяется в зависимости от сезонных факторов (наличие снега, талой воды, сухого грунта), поэтому значение коэффициента теплопередачи газа в шлейфе в окружающую среду требует периодической коррекции. Экспериментальные исследования, проведенные на Ямбургском газоконденсатном месторождении, показывают, что значения фактических коэффициентов теплопередачи K_p , полученные по промышленным замерам, изменяются в зависимости от времени года и погодных условий в диапазоне от 0,3 до 3–4 ккал/(м²·ч·°С), при расчетном проектном

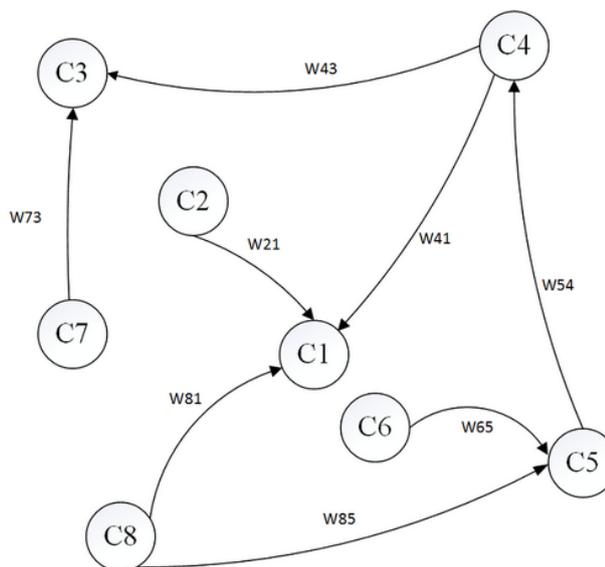
значении для новой сухой и неповрежденной теплоизоляции 1 ккал/(м²·ч·°С) [16]. В [18] для расчета конкретного значения корректирующего коэффициента предложена недетерминированная вербальная НКК, в которой для оценки силы взаимовлияния факторов использованы лингвистические оценки (например, «существенно», «незначительно» и т. п.). Однако такой подход очень субъективен и затрудняет дальнейшее моделирование на основе НКК.

Результаты и обсуждение. На рисунке показана детерминированная когнитивная карта (ДКК), в которой все веса влияний (W) концептов друг на друга (связей между концептами), а также значения концептов (C) заданы в заранее определенной числовой (количественной) шкале, одинаковой для всех концептов и связей между ними. Карта соответствует текущим условиям эксплуатации Ямбургского газоконденсатного месторождения в зимний период.

ДКК включает следующие концепты:

C1 – теплопередача газа в шлейфе в окружающую среду;

C2 – тип и водоемкость грунта;



Детерминированная когнитивная карта для условий Ямбургского газоконденсатного месторождения в зимний период

С3 – материал, толщина и состояние стенок трубопровода;

С4 – материал, толщина и состояние теплоизоляции;

С5 – наличие снежного покрова, его интенсивность, скорость и направление ветра;

С6 – рельеф местности, по которой проложен шлейф (наличие и протяженность пониженных и повышенных участков);

С7 – состав газа (наличие в газе влаги и механических примесей, например песка);

С8 – способ прокладки шлейфа (надземный или подземный).

На начальном этапе составления ДКК на основе эвристических знаний были определены значения концептов (отражают степень значимости факторов в когнитивной модели) и весов связей между ними (отражают силу взаимного влияния факторов) в нормированной от 0 до 1 шкале (см. *таблицу*). Направление связи отражено в ее индексе.

$$E = \sum_k (C_k^{i-1} - C_k^i)^2 \rightarrow 0.$$

Начальное значение E^0 составило 0,00642; после уточнения значений всех концептов и весов связей между ними значение E^1 уменьшилось до 0,00587, а затем, после дальнейшей итерации, опять стало возрастать. Это позволяет считать уточненные значения в *таблице* оптимальными на данной стадии ДКК.

Заключение. Данная модель может быть использована в качестве примера количественной оценки факторов, влияющих на коэффициент теплопередачи газа в шлейфе в окружающую среду, значения которых не могут быть непосредственно измерены. Аналогичные когнитивные модели могут быть составлены для определения требуемого расхода метанола, поскольку этот расчет также предполагает использование не измеряемых в настоящее время параметров, на-

**ЗНАЧЕНИЯ КОНЦЕПТОВ И ВЕСОВ СВЯЗЕЙ МЕЖДУ НИМИ
В ДЕТЕРМИНИРОВАННОЙ КОГНИТИВНОЙ КАРТЕ ДЛЯ УСЛОВИЙ
ЯМБУРГСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ЗИМНИЙ ПЕРИОД**

Концепт	Значение		Вес связи	Значение	
	начальное	уточненное		начальное	уточненное
С1	0,70	0,643258	W21	0,4	0,402
С2	0,45	0,45	W41	0,4	0,402
С3	0,30	0,314765	W65	0,2	0,200
С4	0,50	0,450776	W81	0,4	0,402
С5	0,50	0,490417	W43	0,6	0,600
С6	0,50	0,5	W73	0,3	0,300
С7	0,05	0,05	W54	0,9	0,901
С8	0,65	0,65	W85	0,6	0,620

Проведенная проверка ДКК на согласованность (сбалансированность) концептов выявила необходимость коррекции первоначально назначенных значений. Так, например, для четвертого концепта уточненное значение (с учетом влияния на него пятого концепта) составило

$$C_4^1 = C_5^0 \cdot W_{54} = 0,5 \cdot 0,9 = 0,45 \neq 0,5 \neq C_4^0.$$

Согласование ДКК было проведено методом градиентного спуска [19], цель которого – минимизация ошибки E :

пример остаточного количества метанола в газовом потоке.

Использование в составе АСРД ГШ нечетких и (или) детерминированных когнитивных моделей позволит своевременно уточнять значения базовых критериев для диагностирования начала процесса гидратообразования, избежать ложных заключений о его возникновении и в конечном итоге обеспечить безгидратный режим эксплуатации газосборной сети.

Список литературы

1. Чилингаров А. Войны за Арктику не будет // Известия. 2017. 27 марта.
2. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. М., 1985. 232 с.
3. Прахова М.Ю., Краснов А.Н., Хорошавина Е.А., Шаловников Э.А. Методы и средства предотвращения гидратообразования на объектах газодобычи // 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 (дата обращения: 05.04.2017).
4. Hydrate Formation in Gas Systems. URL: https://neutrium.net/general_engineering/hydrate-formation-in-gas-systems (accessed 25.04.2017).
5. Naseer M., Brandstatter W. Hydrate Formation in Natural Gas Pipelines // WIT Transactions on Engineering Sciences. 2011. Vol. 70. P. 261–270.
6. Мухаммадиев Р.Т., Обьедков А.В. Научно-техническая оценка влияния содержания сероводорода при образовании гидратных пробок на различных месторождениях // Kimya problemleri. 2014. № 2. URL: <https://cyberleninka.ru/article/v/nauchno-tehnicheskaya-otsenka-vliyaniya-soderzhaniya-serovodoroda-pri-obrazovanii-gidratnyh-probok-na-razlichnyh-mestorozhdeniyah> (дата обращения: 21.09.2017).
7. Erfani A., Varaminian F., Muhammadi M. Gas Hydrate Formation Inhibition Using Low Dosage Hydrate Inhibitors // 2nd National Iranian Conference on Gas Hydrate (NICGH). Semnan, Iran: Semnan University Publ., 2013. URL: <http://www.semnan.ac.ir/uploads/nicgh1392/articles/7252.pdf> (accessed 01.05.2017).
8. Прахова М.Ю., Мьмрин И.Н., Савельев Д.А. Локальная автоматическая система электроподогрева для предотвращения гидратообразования на сбросном трубопроводе // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2014. № 2. С. 3–6.
9. Di Lorenzo M., Aman Z.M., Soto G.S., Johns M., Kozielski K.A., May E.F. Hydrate Formation in Gas-Dominant Systems Using a Single-Pass Flowloop // Energy & Fuels. 2014. Vol. 28, № 5. P. 3043–3052.
10. 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 января 2009 г., Уфа. Уфа, 2009. С. 12–13.
11. Prevent Hydrate Formation in Oil & Gas Pipelines. URL: <http://www.cotoz.com/2012/02/23/prevent-hydrate-formation-in-oil-gas-pipelines/> (accessed 21.04.2017).
12. Бешенцева С.А. Анализ методов предупреждения гидратообразования в трубопроводах // Вестн. кибернетики. 2012. № 11. С. 40–44.
13. Способ управления процессом предупреждения гидратообразования во внутрипромысловых шлейфах газовых и газоконденсатных месторождений Крайнего Севера: пат. 2329371 Рос. Федерация; МПК E21B43/00, F17D3/00 / О.П. Андреев, З.С. Салихов, Б.С. Ахметшин, А.К. Арабский, Г.Е. Вить, Э.Г. Талыбов; заявитель и патентообладатель ООО «Ямбурггаздобыча». Заявл. 26.10.2006, опубл. 20.07.2008.
14. Дмитриев В.М., Ганджа Т.В., Истигечева Е.В., Клепак И.Я. Интеллектуализация управления технологическими процессами на углеводородных месторождениях. Томск, 2012. 212 с.
15. Веревкин А.П. Когнитивные модели в системах искусственного интеллекта: цели и методы построения // Интеграция науки и образования в вузах нефтегазового профиля – 2016: сб. тр. междунар. науч.-метод. конф., посвященной 60-летию филиала Уфим. гос. нефтян. техн. ун-та в г. Салавате, 13–16 мая 2016 г. Салават, 2016. С. 167–170.
16. Жожикашвили В.А., Фархадов М.П., Рыков В.В., Талыбов Э.Г. Система управления процессом предупреждения гидратообразований в УКПГ месторождений Крайнего Севера на основе обработки экспертных знаний // Науч.-техн. сб. 1998. № 7-8. С. 15–27.
17. Вокуева Т.А. Решение задачи имитационного моделирования для когнитивных карт Силова // Информационные технологии в управлении и экономике. 2012. № 1(01). С. 9–15. URL: <http://itue.ru/?p=100/> (дата обращения: 05.04.2017).
18. Прахова М.Ю., Краснов А.Н., Хорошавина Е.А. Анализ методов диагностирования гидратообразования в шлейфах // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2017. № 1. С. 77–94. URL: http://ogbus.ru/issues/1_2017/ogbus_1_2017_p77-94_PrakhovaMYu_ru.pdf (дата обращения: 05.04.2017).
19. Mehrotra S. Implementations of Affine Scaling Methods: Approximate Solutions of Systems of Linear Equations Using Preconditioned Conjugate Gradient Methods // ORSA Journal on Computing. 1992. Vol. 4, iss. 2. P. 103–118.

References

1. Chilingarov A. Voyny za Arktiku ne budet [There will be No War for the Arctic]. *Izvestiya*, March 27, 2017.
2. Makogon Yu.F. *Gazovye gidraty, preduprezhdenie ikh obrazovaniya i ispol'zovanie* [Gas Hydrates, Prevention of Their Formation and Use]. Moscow, Nedra Publ., 1985. 232 p. (In Russ.)
3. Prakhova M.Yu., Krasnov A.N., Khoroshavina E.A., Shalovnikov E.A. Metody i sredstva predotvrashcheniya gidratoobrazovaniya na ob'ektakh gazodobychi [Methods and Tools to Prevent Hydrate Formation in Gas Production]. *Neftegazovoe delo* [Oil and Gas Business], 2016, vol. 14, no. 1, pp. 101–118. Available at: http://ogbus.ru/issues/1_2016/ogbus_1_2016_p101-118_PrakhovaMU_ru.pdf (accessed 05.04.2017).
4. *Hydrate Formation in Gas Systems*. Available at: https://neutrium.net/general_engineering/hydrate-formation-in-gas-systems (accessed 25.04.2017).
5. Naseer M., Brandstatter W. Hydrate Formation in Natural Gas Pipelines. *WIT Transactions on Engineering Sciences*, 2011, vol. 70, pp. 261–270.
6. Muhamadiyev R.T., Obyedkov A.B. Nauchno-tehnicheskaya otsenka vliyaniya sodержaniya serovodoroda pri obrazovanii gidratnykh probok na razlichnykh mestorozhdeniyakh [Scientific and Technical Assessment of the Impact of Hydrogen Sulfide Content on the Formation of Hydrate Plugs on Various Fields]. *Kimya Problemlari* [Chemical Problems], 2014, no. 2. Available at: <https://cyberleninka.ru/article/v/nauchno-tehnicheskaya-otsenka-vliyaniya-soderzhaniya-serovodoroda-pri-obrazovanii-gidratnykh-probok-na-razlichnykh-mestorozhdeniyakh> (accessed 21.09.2017).
7. Erfani A., Varaminian F., Muhammadi M. Gas Hydrate Formation Inhibition Using Low Dosage Hydrate Inhibitors. *2nd National Iranian Conference on Gas Hydrate (NICGH)*. Semnan, Iran, Semnan University Publ., 2013. Available at: <http://www.semnan.ac.ir/uploads/nicgh1392/articles/7252.pdf> (accessed 01.05.2017).
8. Prakhova M.Yu., Mymrin I.N., Saveliev D.A. Lokal'naya avtomaticheskaya sistema elektropodogreva dlya predotvrashcheniya gidratoobrazovaniya na sbrosnom truboprovode [Use of Local Automation System of Electric Heating to Prevent Formation of Hydrates on a Pipeline for Gas Relief]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti* [Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry], 2014, no. 2, pp. 3–6.
9. Di Lorenzo M., Aman Z.M., Soto G.S., Johns M., Kozielski K.A., May E.F. Hydrate Formation in Gas-Dominant Systems Using a Single-Pass Flowloop. *Energy & Fuels*, 2014, vol. 28, no. 5, pp. 3043–3052.
10. Murzagulov V.R. Preduprezhdenie gidratoobrazovaniya v sistemakh promyslovogo sbora gaza zalezhey Yamburgskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya [Prevention of Hydrate Formation in the Systems of Field Gas Gathering in the Deposits of the Yamburg Gas-Condensate Field]. *Aktual'nye voprosy neftegazovoy otrasli v oblasti dobychi i truboprovodnogo transporta uglevodorodnogo syr'ya: materialy nauch.-prakt. seminara, 19 yanvarya 2009 g., Ufa* [Actual Issues of the Oil and Gas Industry in the Extraction and Pipeline Transport of Hydrocarbon Raw Materials: Proc. Sci. Pract. Seminar, January 19, 2009, Ufa]. Ufa, 2009, pp. 12–13. (In Russ.)
11. *Prevent Hydrate Formation in Oil & Gas Pipelines*. Available at: <http://www.cotoz.com/2012/02/23/prevent-hydrate-formation-in-oil-gas-pipelines> (accessed 21.04.2017).
12. Beshentseva S.A. Analiz metodov preduprezhdeniya gidratoobrazovaniya v truboprovodakh [Analysis of Prevention Methods against Formation of Hydrates in Pipelines]. *Vestnik kibernetiki* [Proceedings in Cybernetics], 2012, no. 11, pp. 40–44.
13. Andreev O.P., Salikhov Z.S., Akhmetshin B.S., Arabskiy A.K., Vit' G.E., Talybov E.G. *Sposob upravleniya protsessom preduprezhdeniya gidratoobrazovaniya vo vnutripromyslovykh shleyfakh gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy Kraynego Severa* [A Method for Controlling the Hydrate Formation Prevention Process in the Infield Plumes of Gas and Gas-Condensate Fields of the Far North]. Patent RF, no. 2329371, 2006.
14. Dmitriev V.M., Gandzha T.V., Istigecheva E.V., Klepak I.Ya. *Intellektualizatsiya upravleniya tekhnologicheskimi protsessami na uglevodorodnykh mestorozhdeniyakh* [Intellectualization of Technological Processes Management on Hydrocarbon Deposits]. Tomsk, 2012. 212 p. (In Russ.)
15. Verevkin A.P. Kognitivnye modeli v sistemakh iskusstvennogo intellekta: tseli i metody postroeniya [Cognitive Models in Artificial Intelligence Systems: Goals and Methods of Construction]. *Integratsiya nauki i obrazovaniya v vuzakh neftegazovogo profilya – 2016: sb. tr. mezhdunar. nauch.-metod. konf., posvyashchennoy 60-letiyu filiala Ufim. gos. neftyan. tekhn. un-ta v g. Salavate, 13–16 maya 2016 g.* [Integration of Science and Education in Universities of Oil and Gas Industry – 2016: Collection of Research Papers of Intern. Sci. Method. Conf., Dedicated to the 60th Anniversary of the Salavat Branch of the Ufa State Petroleum Technological University, May 13–16, 2016]. Salavat, 2016, pp. 167–170. (In Russ.)

16. Zhozhikashvili V.A., Farkhadov M.P., Rykov V.V., Talybov E.G. Sistema upravleniya protsessom preduprezhdeniya gidratoobrazovaniy v UKPG mestorozhdeniy Kraynego Severa na osnove obrabotki ekspertnykh znaniy [The Control System for Hydrate Formation Prevention in the Gas Treatment Plant of the Far North Deposits on the Basis of Expert Knowledge Processing]. *Nauchno-tekhnicheskiy sbornik*, 1998, no. 7-8, pp. 15–27.

17. Vokueva T.A. Reshenie zadachi imitatsionnogo modelirovaniya dlya kognitivnykh kart Silova [Application of Cognitive Maps for Modeling of University's Admission Campaign]. *Informatsionnye tekhnologii v upravlenii i ekonomike* [Information Technology in Management and Economics], 2012, no. 1(1), pp. 35–41. Available at: <http://itue.ru/?p=100> (accessed 05.04.2017).

18. Prakhova M.Yu., Krasnov A.N., Khoroshavina E.A. Analiz metodov diagnostirovaniya gidratoobrazovaniya v shleyfakh [Analysis of Methods of Hydrating Diagnosis in Flowlines]. *Neftegazovoe delo* [Oil and Gas Business], 2017, vol. 15, no. 1, pp. 77–94. Available at: http://ogbus.ru/issues/1_2017/ogbus_1_2017_p77-94_PrakhovaMYu_ru.pdf (accessed 05.04.2017).

19. Mehrotra S. Implementations of Affine Scaling Methods: Approximate Solutions of Systems of Linear Equations Using Preconditioned Conjugate Gradient Methods. *ORSA Journal on Computing*, 1992, vol. 4, iss. 2, pp. 103–118.

DOI: 10.17238/issn2541-8416.2017.17.3.195

*Marina Yu. Prakhova**, *Andrey N. Krasnov**, *Elena A. Khoroshavina**

*Ufa State Petroleum Technological University
(Republic of Bashkortostan, Ufa, Russian Federation)

AUTOMATIC EARLY DETECTION SYSTEM OF HYDRATE FORMATION IN GAS PLUMES BASED ON COGNITIVE MODELS

The hydrate formation in wells and gas plumes in the development of gas fields is a serious problem. This problem is especially acute in the fields located in the Arctic zone, due to the specific conditions of their operation: low temperatures, laying of plumes in permafrost, etc. The resulting hydrates can lead to emergencies. The non-hydrate operation regime in the Arctic zone is practically impossible; therefore, operative diagnosis of the emergence of hydrate formation is an actual task that can be solved by developing automatic early detection systems. The article considers the main factors affecting the hydrate formation process. The relationship between them can not be described analytically; in addition, we have insufficient quantitative information about these factors. The authors propose to construct detection systems using cognitive maps. The control actions in the developed system are formed on the basis of the results of online measurements of the thermobaric conditions at the beginning and the end of the plume, ambient temperature and dew point temperature of the water, as well as the mass flow rate of the well, gas composition and density, presented by the oilfield technological service. We use the theoretical hydrate formation temperature as a basic criterion for diagnosing the beginning of the hydrate formation process. This parameter is significantly influenced by the change of the gas heat transfer coefficient in the plume to the environment, and a number of other factors (presence of abrasive particles and moisture in the gas, soil condition and terrain relief, availability and condition of snow cover, etc.). As an example, we propose a deterministic cognitive model for correcting the heat transfer coefficient, the use of which makes it possible to calculate the theoretical hydrate formation temperature more accurately and, consequently, to increase the accuracy of methanol dosing.

Keywords: *gas plume, gas hydrate, hydrate formation condition, hydrate inhibitor injectability, methanol, cognitive map, gas heat transfer coefficient.*

Поступила 10.05.2017

Received on May 10, 2017

Corresponding author: Marina Prakhova, address: ul. Kosmonavtov, 1, Ufa, 450062, Republic of Bashkortostan, Russian Federation; e-mail: prakhovamarina@ya.ru

For citation: Prakhova M.Yu., Krasnov A.N., Khoroshavina E.A. Automatic Early Detection System of Hydrate Formation in Gas Plumes Based on Cognitive Models. *Arctic Environmental Research*, 2017, vol. 17, no. 3, pp. 195–203. DOI: 10.17238/issn2541-8416.2017.17.3.195