

DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-1-37-44
УДК 622.276.344

Н.Р. Яркеева, Т.Ф. Акрамов (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

К ВОПРОСУ О МЕТОДАХ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ (НА ПРИМЕРЕ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Natalya R. Yarkееva, Timur F. Akramov (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

CONCERNING TO REMOVAL METHODS HYDRATE FORMATION (ON EXAMPLE OF URENGOY FIELD)

Введение

В настоящее время разработка газовых месторождений в большинстве случаев осложнена повышением влагосодержания в природном газе. Основная причина данного явления заключается в снижении давления, температуры газа и, как следствие, это приводит к возникновению сконденсированных и накопленных в скважинах и газопроводах паров воды. Дальнейшее насыщение природного газа при повышенном значении давления и положительной температуре может привести к образованию твердых физико-химических соединений - гидратов.

Возникновение таких кристаллических веществ может привести к закупориванию скважин, газопроводов, сепараторов, нарушению работы стабилизирующих и замерных устройств, и в итоге к снижению уровня добычи нефти. Нередко регуляторы давления и штуцеры выходят из строя, происходит дросселирование газа, сопровождающееся резким снижением температуры, и нарушение нормального режима работы нефтегазопромышленного оборудования.

Background

At present, the development of gas fields is in most cases complicated by the increase in moisture content in natural gas. The main reason for this phenomenon is a decrease in pressure, gas temperature and, as a result, this leads to the appearance of water vapor that has condensed and accumulated in wells and gas pipelines. Further saturation of natural gas at an elevated pressure and positive temperature can lead to the formation of solid physicochemical compounds – hydrates.

The occurrence of such crystalline substances can lead to the blockage of wells, gas pipelines, separators, disruption of the work of stabilizing and gauging devices, and as a result to a decrease in the level of oil production. Often, pressure regulators and fittings fail, gas is throttled, accompanied by a sharp decrease in temperature, and the disruption of the normal operation of the oil and gas production equipment.

Цели и задачи

Определение факторов, оказывающих влияние на интенсивность гидратообразования, и исследование методов борьбы с образованием газогидратов на примере Уренгойского месторождения.

Результаты

Определены факторы, непосредственно влияющие на интенсивность гидратообразования: влагосодержание, температура, давление, компонентный состав газа.

Приведены возможные места образования газогидратов: на штуцерах, в обвязке труб, в сепараторах, в шлейфах, на диафрагмах замерных участков.

Выделены основные методы предотвращения гидратообразования и удаления гидратных пробок: повышение температуры газа, уменьшение давления газа, удаление влаги из газа при помощи абсорбентов и адсорбентов, применение ингибиторов. Приведены методы борьбы с гидратообразованием, используемые на промыслах Уренгойского месторождения.

Выполнен тепловой расчет шлейфа, позволяющий определить изменение температуры вдоль газопроводов и установить возможное место образования гидратов.

Aims and Objectives

Determination of factors affecting the intensity of hydrate formation, and the study of methods to combat the formation of gas hydrates on the example of the Urengoi field.

Results

The factors that directly affect the intensity of hydrate formation are determined: moisture content, temperature, pressure, component composition of the gas.

The possible places for gas hydrates formation are given: at fittings, in piping of pipes, in separators, in loops, on diaphragms of metering sections.

The main methods of preventing the hydrate formation and removal of hydrate plugs are present: increasing the gas temperature, reducing the gas pressure, removing moisture from the gas using absorbents and adsorbents, inhibitors. Methods for the control of hydrate formation, using in Urengoi field, are presented.

A thermal calculation of the plume was performed, which allows determining the temperature change along the gas pipelines and determining the possible place of hydrate formation.

Ключевые слова: гидраты, влагосодержание, метанол, гликоль, ингибиторы, метанольная установка, тепловой расчет шлейфа

Key words: hydrates, moisture content, methanol, glycol, inhibitors, methanol installation, thermal calculation of the plume

Гидраты - твердые кристаллические соединения, по внешнему виду похожие на белый снег или лед. Газогидраты могут быть представлены в виде двух типов структур (рисунок 1).

Такое разделение на виды заключается в следующем: заполнение структурных пустот кристаллической решетки, сформированной молекулами воды, происходит или частично (рисунок 1, а), или полностью (рисунок 1, б). Основными силами, удерживающими молекулы газов в полостях решетки, являются Ван-дер-Ваальсовы силы притяжения.

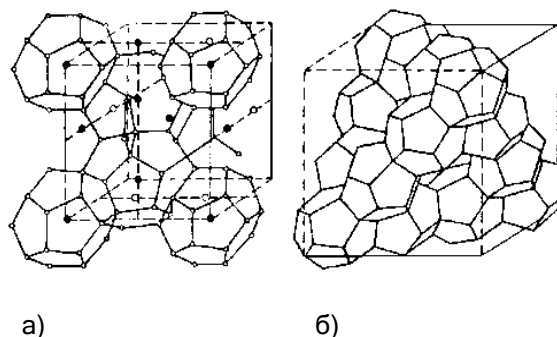


Рисунок 1. Структуры гидратообразования

Природные газы, содержащиеся в гидратах, следующие: $CH_4 \cdot 6H_2O$, $C_2H_6 \cdot 8H_2O$, $C_3H_8 \cdot 17H_2O$, $i - C_4H_{10} \cdot 17H_2O$, $CO_2 \cdot 6H_2O$, $N_2 \cdot 6H_2O$, $H_2S \cdot 6H_2O$. Перечисленные соединения по структуре соответствуют второму типу.

Решение вопросов и проблем, возникающих при оптимизации добычи и сбора газа, без проведения соответствующих работ по предотвращению и удалению газогидратов в газопроводах, оборудовании, подъемных трубах и в других элементах становится просто невозможным.

На интенсивность образования гидратов влияют [1]:

- влагосодержание;
- температура;
- давление;
- состав газа.

Влагосодержание в природном газе возрастает с увеличением температуры и понижением давления, солёности воды. Увеличение доли содержания в составе природного газа сероводорода (H_2S) и углекислого газа (CO_2) приводит к повышению влагосодержания, а в случае азота (N_2) - наоборот, к уменьшению.

Для определения условий образования газогидратов используют равновесные графики (рисунок 2), аналитический метод, заключающийся в применении констант равновесия, и графоаналитический метод, основанный на уравнении Баррера-Стюарта.

Из рисунка 2 следует, что одновременно с ростом плотности природного газа увеличивается температура образования газогидратов.

Установление места формирования гидратных пробок необходимо для эффективного применения методов предупреждения.

Гидраты образуются:

1. на штуцерах за счет проявления эффекта Джоуля-Томпсона;
2. в обвязке труб до сепараторов (при высоком выделении тепла от потока газа к грунту);
3. на концевых линейных кранах. Смазка уплотнения на пробках байпасов и кранов выдавливается за счет перепада давления

в газосборной сети и окружающей среде. Вследствие этого происходят пропуск газа и резкое падение температуры и, соответственно, инициируется процесс кристаллизации гидратов;

4. в сепараторах. В отстойной емкости происходит уплотнение и частичное или полное закупоривание, приводящее к уменьшению производительности сепаратора;
5. на диафрагменном элементе измерительного участка (рисунок 3);

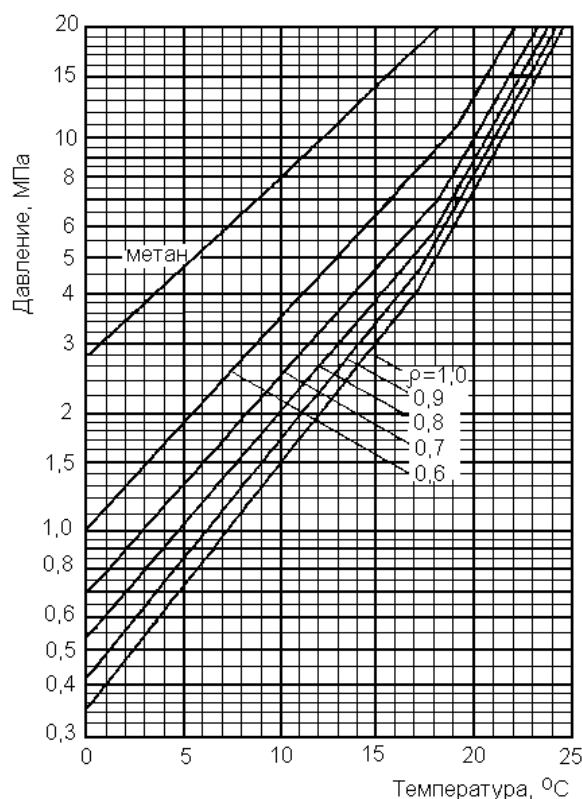
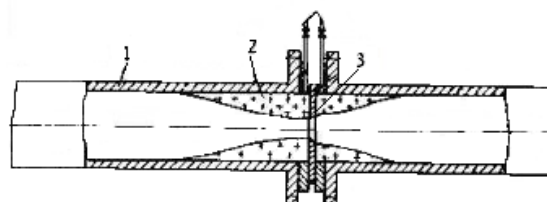


Рисунок 2. Равновесные кривые гидратообразования



1 - газопровод; 2 - гидраты; 3 - диафрагма

Рисунок 3. Схема накопления газогидратов на диафрагме

6. в шлейфах-газопроводах, подключающих кусты скважин к коллектору низкого или высокого давления. Появление гидратов в шлейфах наблюдается на стенках обратных клапанов, кранов, карманов и задвижек;
7. в газосборном коллекторе, а именно на запорной арматуре и в местах врезок газопроводов скважин в коллектор [2].

Существует четыре основных способа борьбы с гидратообразованием:

1. обеспечение такой температуры газа, при которой будет происходить замедление процесса кристаллизации газогидратов. Данный способ применяется на промыслах и станциях с целью предупреждения замерзания трубопроводной арматуры;
2. удаление влаги из газа с помощью абсорбентов и адсорбентов в системе подготовки нефти и газа;
3. понижение давления газа до значения, не превышающего равновесное. Такой способ применяют в качестве аварийного при закупоривании газопровода гидратной пробкой;
4. применение ингибиторов, действие которых направлено на поглощение водяного пара и их перевод в раствор [3].

Применяемые ингибиторы:

1. диэтиленгликоль (ДЭГ);
2. триэтиленгликоль (ТЭГ);
3. метанол (метиловый спирт CH_3OH).

Метанол является наиболее широко используемым среди всех реагентов, что обусловлено следующими факторами:

- невысокая себестоимость;
- широко развитое производство. Изготовление данного ингибитора может быть развернуто непосредственно на самих промыслах;
- высокая технологичность процесса распределения и ввода метилового спирта в требуемые участки технологической цепи;
- наличие несложных технологических схем воспроизводства использованных растворов;
- высокая эффективность реагента [4].

Уренгойское месторождение - крупное газовое месторождение, в состав которого входят три основных горизонта: сеноманский, ачимовский, валанжинский. По величине запасов газа данное месторождение занимает третье место в мире. Сеноманскую залежь в структурном плане можно условно разделить на Уренгойскую, Песцовую и Ен-Яхинскую площади, которые объединены общим контуром газоносности. На Уренгойской площади запасы газа достигают 70,2 %, на долю Песцовой и Ен-Яхинской приходится соответственно 19,1 % и 10,7 %.

Данное месторождение характеризуется следующими видами осложнений:

- возникновение гидратных пробок;
- возникновение ледяных пробок;
- высокие значения газового фактора;
- образование парафиновых, асфальтосмолистых отложений;
- проявление механических примесей при добыче углеводородов и другие.

Среди вышеперечисленных факторов образование гидратов играет немаловажную роль. Рассмотрим это подробнее на примере Уренгойской площади. С целью предупреждения образования и борьбы с уже отложившимися гидратными пробками применяются следующие методы [5]:

- снижение давления;
- тепловые;
- химические.

Метод понижения давления газа ниже равновесного приводит к нарушению устойчивого состояния газогидратов, вследствие чего происходит их разложение. Это достигается тремя способами:

1. отключением участка газопровода, в котором образовалась гидратная пробка, и пропуском газа с двух сторон через свечи;
2. отключением участка газопровода с обеих сторон пробки и выпуском газа в атмосферу, заключенного между одним из перекрытых кранов и пробкой;
3. закрытием линейного крана с одной стороны и выпуском газа, который находится между перекрытым краном и гидратной пробкой, в атмосферу.

Метод понижения давления при температуре ниже нуля считается неэффективным, так как из-за разложения гидратов образуется вода и впоследствии возникает ледяная пробка. В этом случае применяют комбинированный метод с вводом ингибиторов в трубопровод. Количество реагента должно быть таким, чтобы не происходило замерзание раствора при данной температуре.

Тепловой метод осуществляется путем повышения температуры выше равновесного значения на участке с гидратной пробкой с помощью электронагревателей. На практике подогрев трубопровода осуществляют паром или горячей водой. По результатам исследований было выяснено, что для быстрого разложения гидратной пробки достаточно увеличение температуры в месте контакта металла с гидратом до 40 °С.

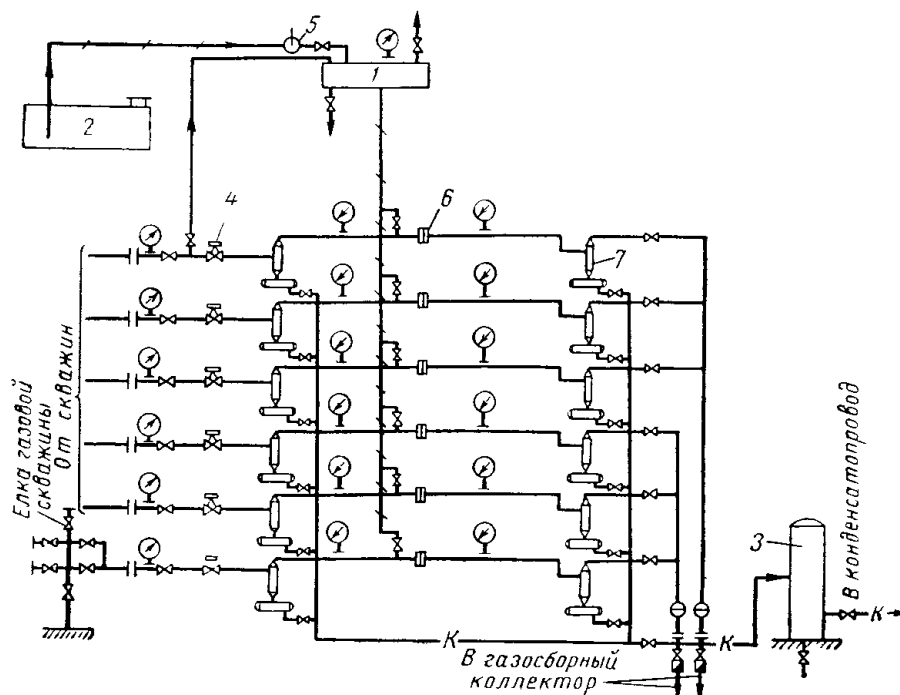
Химический метод заключается в применении ряда ингибиторов [6]:

- метанол;
- триэтиленгликоль;

- глицерин;
- этиленгликоль (ЭГ);
- хлорид натрия (NaCl);
- диэтиленгликоль;
- этиловый спирт (C₂H₅OH) и другие.

Среди перечисленных способов борьбы с гидратообразованием на практике широко используют химический метод, а именно применение метилового спирта и гликолей. На газовых промыслах Уренгойского месторождения наиболее распространено применение метанола и его ввод непосредственно в струю газа. В результате этого образуется смесь спирта и воды с низкой температурой замерзания, и за счет снижения точки росы создаются благоприятные условия для предупреждения образования гидратов и их разложения.

Для борьбы с гидратообразованием на групповом пункте обязательно должна быть предусмотрена как минимум одна метанольная установка (рисунок 4).



- 1 - бак с метанолом; 2 - сосуд для хранения метилового спирта;
 3 - емкость с конденсатом; 4 - регулируемый штуцер; 5 - ручной насос;
 6 - сепаратор циклонного типа; К - поток движения конденсата

Рисунок 4. Схема группового пункта сбора и очистки газа

Метанол подается под избыточным давлением, равным разности между давлением скважины, соединенной с баком для метилового спирта, с высоким напором и давлением скважин, в которые производится подача метанола. Эта величина приблизительно составляет 3-5 МПа.

Для определения дозировки ингибитора сначала необходимо провести тепловой расчет шлейфа с целью оценки изменения температуры по длине газопровода и определения возможного места гидратообразования [7].

При известном начальном давлении конечное давление в газопроводе определяется следующим выражением:

$$P_1 = \sqrt{P_0^2 - \frac{Q^2 \cdot \lambda \cdot \rho \cdot T_c \cdot z_p \cdot L}{10,23 \cdot 10^{-12} \cdot d_{вн}^5}}, \quad (1)$$

где λ - коэффициент гидравлического сопротивления;

P_0, P_1 - начальное и конечное давления газа в газопроводе, МПа;

L - длина газопровода, км;

T_c - средняя температура в газопроводе, К;

z_p - сжимаемость газа, МПа⁻¹;

ρ - относительная плотность газа при нормальных условиях:

$$\rho = \frac{\rho_r}{\rho_b} = \frac{M_r}{29}, \quad (2)$$

где ρ_b, ρ_r - плотности воздуха и газа соответственно;

M_r - молекулярная масса газа.

Средняя температура газа на выбранном участке определяется следующим выражением:

$$T_c = T_s + \frac{T_0 - T_s}{a \cdot L} \cdot (1 - e^{-a \cdot L}), \quad (3)$$

где T_0 и T_s - температуры устья скважины и окружающей среды;

a - параметр Шухова, вычисляемый по следующему выражению:

$$a = \frac{262,3 \cdot K \cdot d_n}{Q \cdot \rho \cdot C_p \cdot 10^6}, \quad (4)$$

где C_p - изобарическая теплоемкость газа, кДж/кг;

K - коэффициент теплопередачи окружающей среде, Вт/(м²·°С);

d_n - наружный диаметр газопровода, мм.

При известном значении P_1 давление на выбранном участке газопровода определяется формулой:

$$P_x = \sqrt{P_0^2 - (P_0^2 - P_1^2) \cdot \chi / L}, \quad (5)$$

где χ - расчетная длина газопровода, км.

Температура газа на выбранном участке газопровода может быть определена следующим выражением:

$$T = T_s + \frac{T_0 - T_s}{a \cdot L} \cdot (1 - e^{-a \cdot L}) - D_i \cdot \frac{P_0^2 - P_1^2}{2 \cdot a \cdot L \cdot P_{cp}} \cdot (1 - e^{-a \cdot L}), \quad (6)$$

где D_i - эффект Джоуля-Томпсона, характеризующий понижение температуры газа при снижении давления, °С/МПа.

Среднее значение давления на выбранном участке газопровода может быть определено следующим выражением:

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(P_0 + \frac{P_1^2}{P_0 + P_1} \right). \quad (7)$$

Удельный расход метанола, который необходим для предупреждения образования гидратов при наличии в газе жидкой и паровообразной влаги, вычисляется по уравнению:

$$e_m = x \cdot \left(a + \frac{\Delta e}{100} \right), \quad (8)$$

где $a = e_{mг}/x$ - отношение содержания метилового спирта в газе к массовой концентрации в воде;

x - массовая концентрация метанола в воде, %;

Δe - влагосодержание в месте ввода метанола:

$$\Delta e = e'_H - e''_H, \quad (9)$$

где e''_H - содержание влаги в точке подачи метилового спирта;

e'_H - начальное содержание влаги.

Параметры e'_H и e''_H определяют для начальных и текущих температур и давлений.

Суточный массовый расход метанола, который требуется для предупреждения образования газогидратов:

$$Q_m = Q_{m.г.} + Q_{m.ж.} = e_m \cdot Q, \quad (10)$$

где $Q_{м.г.}$ - количество ингибитора, необходимого для насыщения газа, кг/сут;

$Q_{м.ж.}$ - количество реагента, которое требуется для насыщения жидкой влаги, кг/сут:

$$Q_{м.ж.} = Q \cdot e \cdot x / 100;$$

где Q - дебит газа, м³/сут.

Из формул (9) и (10) можно заметить, что с уменьшением влагосодержания в газе количество требуемого для ввода метанола также уменьшается.

Список литературы

1. Грунвальд А.В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2007. № 2. 25 с. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Grunvald/Grunvald_1.pdf.

2. Уразов Р.Р. Динамика накопления газогидратных отложений в действующих газопроводах // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: тез. докл. науч.-практ. конф. Уфа, 2005. С. 135-137.

3. Мусакаев Н.Г., Уразов Р.Р. Превентивные методы борьбы с гидратообразованием в трубопроводах // Известия высших учебных заведений «Нефть и газ». 2006. № 1. С. 50-56.

4. Ширяев Е.В. Методы борьбы с гидратообразованием и выбор ингибитора гидратообразования при обустройстве газового месторождения «Камennomысское море» // Молодой ученый. 2015. № 17. С. 323-326.

5. Минигулов Р.М., Лебенкова И.В., Баскаков А.П., Истомин В.А., Квон В.Г. Предупреждение гидратообразования в системах сбора и промышленной подготовки газа Заполярного месторождения // Газовая промышленность. Спецвыпуск «Газовые гидраты». 2006. С. 62-64.

6. Paez J.E., Block R. Problems in Hydrates: Mechanisms and Elimination Methods // SPE Production Operations Symposium. Oklahoma, 2001. 9 p.

7. Шагапов В.Ш., Уразов Р.Р. Характеристики газопровода при наличии гидратоотложений // Теплофизика высоких температур. 2004. Т. 42. № 3. С. 461-468.

Выводы

Из рассмотренных способов предупреждения образования и ликвидации гидратов на Уренгойском месторождении наиболее широкое распространение получил химический метод с использованием метанола в качестве ингибитора.

Преимущество данного метода объясняется относительно невысокой стоимостью, эффективностью реагента и достаточно развитой промышленной базой по его изготовлению и регенерации.

References

1. Grunval'd A.V. Ispol'zovanie metanola v gazovoy promyshlennosti v kachestve ingibitora gidratoobrazovaniya i prognoz ego potrebleniya v period do 2030. [Use Methanol in the Gas Industry as Inhibitor of Hydrate Formation and Forecast of his Consumption during the Period till 2030 Year]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2007, No. 2, 25 p. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Grunvald/Grunvald_1.pdf. [in Russian].

2. Urazov R.R. Dinamika nakopleniya gazogidratnykh otlozheniy v deystvuyushchikh gazoprovodakh [Dynamics of Accumulation of Gaseous-Hydrate Deposits in Functioning Gas Pipelines]. *Tezisy dokladov nauchno-prakticheskoy konferentsii «Problemy i metody obespecheniya nadezhnosti i bezopasnosti sistem transporta nefti, nefteproduktov i gaza»* [Theses of Reports by a Scientific and Practical Conference «Problems and Methods of Ensuring Reliability and Safety Transport Systems of Oil, Oil Products and Gas»]. Ufa, 2005, pp. 135-137. [in Russian].

3. Musakaev N.G., Urazov R.R. Preventivnye metody bor'by s gidratoobrazovaniem v truboprovodakh [Preventive Methods of Fight Against Formation of Hydrates in Pipelines]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz - News of Higher Educational Institutions «Oil and Gas»*, 2006, No. 1, pp. 50-56. [in Russian].

4. Shiryayev E.V. Metody bor'by s gidratoobrazovaniem i vybor ingibitora gidratoobrazovaniya pri obustroytve gazovogo mestorozhdeniya «Kamennomyskoe more» [Methods of Fight Against Hydrate Formation and the Choice Inhibitor of Formation Hydrates at Arrangement the Gas Field «Kamennomysky Sea»]. *Molodoy uchenyy - Young Scientist*, 2015, No. 17, pp. 323-326. [in Russian].

5. Minigulov R.M., Lebenkova I.V., Baskakov A.P., Istomin V.A., Kvon V.G. Preduprezhdenie gidratoobrazovaniya v sistemakh sbora i promyslovoy podgotovki gaza Zapolyarnogo mestorozhdeniya [Prevention of Hydrate Formation in

the Systems of Collecting and Trade Preparation Gas of the Polar Field]. *Gazovaya promyshlennost' - Gas Industry*, Special Issue «Gas Hydrates», 2006, pp. 62-64. [in Russian].

6. Paez J.E., Block R. Problems in Hydrates: Mechanisms and Elimination Methods. *SPE Production Operations Symposium*. Oklahoma, 2001. 9 p.

7. Shagapov V.Sh., Urazov R.R. Kharakteristiki gazoprovoda pri nalichii gidratootlozheniy [Characteristics the Gas Pipeline in Presence Deposits of Hydrates]. *Teplofizika vysokikh temperatur - Thermophysics of High Temperatures*, 2004, Vol. 42, No. 3, pp. 461-468. [in Russian].

Авторы

• Яркеева Наталья Расатовна, канд. техн. наук
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация
нефтегазовых месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: yarkeevan@yandex.ru

• Акрамов Тимур Файласович
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Студент кафедры «Разработка и эксплуатация
нефтегазовых месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: Akramov.timur@yandex.ru

The Authors

• Yarkeeva Natalya R., Candidate of Engineering
Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Oil and Gas Fields
Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: yarkeevan@yandex.ru

• Akramov Timur F.
Ufa State Petroleum Technological University
Student of Oil and Gas Fields
Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: Akramov.timur@yandex.ru