ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОСБОРНОЙ СИСТЕМЫ В УСЛОВИЯХ НАКОПЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ

FEATURES OF GAS-COLLECTION SYSTEM OPERATION UNDER LIQUID ACCUMULATION

А. Н. Краснов
Andrey N. Krasnov

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

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Любое газоконденсатное месторождение имеет разветвленную газосборную сеть (ГСС), по которой газ за счет пластовой энергии доставляется от скважин до установки комплексной подготовки газа. На завершающей стадии разработки месторождения условия эксплуатации ГСС меняются за счет, во-первых, уменьшения температуры транспортируемого газа, а во-вторых, увеличения обводненности скважинной продукции. Одновременное действие этих факторов в зимнее время приводит к возникновению ледяных и гидратных пробок, нарушающих нормальную работу ГСС. Для того чтобы шлейфы работали в режиме выноса жидкости, скорость газового потока должна превышать так называемую критическую скорость. Её значение определяется диаметром трубопровода, соотношением плотностей газа и жидкости, термобарическими условиями, углом наклона шлейфа и другими факторами. Обеспечить эту скорость на завершающей стадии эксплуатации чаще всего не представляется возможным, поэтому полное удаление жидкости затруднительно и опасность льдообразования сохраняется. В статье предлагается инновационная технология, предотвращающая льдообразование в шлейфе. Для этого газожидкостная смесь в ГСС получает дополнительное тепло от теплоспутника, расположенного внутри ГСС. В качестве теплоспутника используются колтюбинговые трубы, по которым постоянно циркулирует жидкий теплоноситель — водометанольный раствор, нагреваемый при прохождении через теплообменник сбросным теплом от аппаратов воздушного охлаждения (АВО). Изменение расхода теплоносителя осуществляется с помощью частотно-регулируемого привода насоса по результатам измерения температуры в шлейфе. Использование предложенной методики позволяет не только обеспечить безаварийный режим эксплуатации ГСС, но и утилизировать сбросное тепло с АВО.

Any gas condensate field has an extensive gas gathering system (GGS), through which gas is delivered from the wells to the complex gas treatment plant. The movement of the gas is due to reservoir's own energy. At the final stage of the field development the operating conditions of the GGS change due, firstly, to a decrease in the temperature of the transported gas, and secondly, to an increase in the water content of well products. Simultaneous action of these factors, especially in winter, leads to the ice and hydrate plugs emergence that violate the normal operation of the GGS. In order for the flowlines to operate in the mode of fluid removal, the gas flow velocity must exceed the so-called critical velocity. Its value is determined by the diameter of the pipeline, the ratio of gas and liquid densities, thermobaric conditions, the slope of the

Ключевые слова

газосборная сеть,
шлейф, обводненность
скважинной продукции,
критическая скорость
выноса жидкости,
колтюбинг, теплоспутник

Key words

gas gathering network,
plume, water cut of well production,
critical fluid removal rate,
coiled tubing,
heat exchanger

plume and other factors. It's often not possible to ensure this speed at the final stage of operation, so the complete removal of the liquid is difficult and the danger of ice formation persists. The article proposes an innovative technology, which allows to pre-rotate ice formation in the flowline. The gas-liquid mixture in the GGS receives additional heat from the heat exchanger located inside the GGS. The coiled tubing is used as a heat exchanger. It is filled with constantly circulating coolant liquid, which is heated by passing through the heat exchanger by the discharge heat from the air cooling apparatus (ACA). Water methanol solution is used as coolant liquid. The coolant flow rate changing is carried out by means of variable-frequency drive pump. The control is based on the results of temperature measurement in the loop. The use of the proposed method allows to provide trouble-free operation of the GSS and to dispose of the waste heat from the ACA.

При переходе нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) в завершающую стадию разработки эксплуатация газосборной сети (ГСС) существенно осложняется. Особенно остро проблемы проявляются в холодные периоды года, когда температура воздуха значительно ниже 0 °C и происходит промерзание грунта до отрицательных температур. Скорости течения газа на большинстве участков ГСС (без учёта объединённых участков) на завершающем этапе разработки, как правило, находятся на уровнях, недостаточных для выноса жидкости. Снижение устьевых температур и расходов газа со скважин приводит к тому, что количества тепла, поступающего из пласта вместе с газом, не хватает для того, чтобы вода, находящаяся в шлейфах, не замерзала при контакте со стенками труб [1]. Надо отметить, что на начальном этапе разработки НГКМ отрицательные температуры в зимний период влияют незначительно, т. к. происходит своеобразное «саморегулирование» работы шлейфов. С одной стороны, намерзающая наледь на стенках труб играет роль дополнительной теплоизоляции, что уменьшает теплопотери. Кроме того, это приводит к уменьшению сечения и увеличению скорости потока газа. С другой стороны, увеличивается сопротивление шлейфа и падение давления по его длине, что особенно сказывается при повышенных зимних расходах. При достаточной производительности скважин такое «саморегулирование» работы ГСС создает некое равновесное состояние, при котором обеспечивается нормальная работа скважин и шлейфа. Это возможно, если скважины могут работать в широком диапазоне расходов и устьевых давлений (без самозадавливания), обеспечивая вынос жидкости. Однако на завершающей стадии разработки, в условиях снижения дебитов, скважины сами начинают работать с накоплением жидкости и даже не-

значительное увеличение устьевых давлений приводит к их самозадавливанию. Поэтому, в отличие от предыдущих этапов разработки, когда возможно было нахождение равновесных состояний, при которых в трубопроводах оставался достаточный свободный просвет для тока газа, на завершающем этапе разработки расхода газа и выносимого вместе с ним пластового тепла однозначно не хватает для того, чтобы исключить полное перемерзание трубопроводов.

Основная опасность сочетания таких факторов, как накопление жидкости в шлейфах и снижение температуры газового потока, заключается в образовании ледяных и гидратных пробок, которые не только уменьшают эффективность эксплуатации газового промысла, но и могут в ряде случаев привести к аварийной ситуации [2]. Поэтому проведение анализа существующих условий эксплуатации ГСС Уренгойского НГКМ, трендов их изменения и разработка инновационных технологий, которые позволят эффективно эксплуатировать ГСС в изменившихся условиях, является актуальной научно-практической задачей.

В рамках авторского надзора за реализацией проекта доработки сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя, регулярно проводимого ООО «Газпром ВНИИГАЗ», были выполнены анализ эффективности функционирования действующей системы сбора газа и прогнозирование условий ее дальнейшей работы на основе модели ГСС. Эта модель построена на основе исходных проектных данных и текущих результатов измерений промысловых параметров, полученных из системы телеметрии на базе регистраторов технологических параметров РТП-04 [3], которыми в настоящее время оснащены практически все скважины.

Цели проводимого исследования — анализ условий эксплуатации ГСС на завершающей стадии разработки Уренгойского НГКМ и разработка инновационных методик, повышающих ее эффективность. Для этого необходимо проанализировать тепловой режим работы ГСС, количество выносимой воды, изменение дебита скважин и оценить одновременное воздействие этих факторов на работу ГСС. Анализ тепловых режимов работы ГСС промыслов показал, что на всех промыслах наблюдается устойчивое снижение температур транспортируемой продукции [4, 5]. Так, если в январе 2004 г. температура на входе установки комплексной подготовки газа (УКПГ), т. е. в конце ГСС, составляла в среднем 5,8 °С, то в январе 2013 г. в отдельные дни это значение составило минус 2 °С при примерно одинаковых условиях окружающей среды (среднее значение минус 0,9 °С). Изменение температуры с 2014 г. по сегодняшний день и прогноз до 2030 г. показаны на рисунке 1.

Полученные результаты анализа температурных режимов работы шлейфов свидетельствуют об увеличении рисков гидрато- и льдообразования в трубопроводах ГСС, т. к. дальнейшее снижение отборов и устьевых температур в ходе эксплуатации месторождения приведет к дальнейшему снижению температур в шлейфах.

Далее была проведена оценка объемов воды, выносимых газом из скважин сеноманской залежи. Обводненность шлейфов ГСС оценивается по количеству воды, поступающей на сепараторы УКПГ. Как показывают проведенные исследования, в течение года ежедневные и ежемесячные объемы поступающей жидкости на УКПГ значительно изменяются, т. е. поступление воды имеет неравномерный характер (рисунок 2). Это связано с сезонной неравномерностью отборов газа, накоплением воды в ГСС и последующим массовым выносом ее в результате увеличения отборов газа либо иных изменений режима работы УКПГ.

Поступление воды из системы сбора газа носит нестационарный характер преимущественно по причине работы отдельных участков ГСС в пробковом режиме. Поступление пробок жидкости зависит от режима работы скважин и трубопроводов, интенсивности охлаждения, наличия пониженных участков, в которых происходит накопление жидкости (например переходы через овраги, реки). При накоплении объема жидкости выше критического уровня она срывается газом и переносится на другой участок. Этот процесс повторяется, пока жидкость не достигнет УКПГ в виде жидкостной пробки.

Рисунок 1. Динамики температуры и дебита скважин, подключенных к УУПГ-5

Рисунок 2. График поступления пластовой воды к УКПГ-5

Режим течения газожидкостного потока в рельефном трубопроводе является функцией многих переменных — давления, наклона трубопровода, скорости потока и т. д. При проведении расчетов в качестве критерия изменения режима обычно используется понятие так называемой критической скорости — скорости, при которой в заданных термобарических условиях и геометрии трубопровода осуществляется переход от режима выноса жидкости к режиму ее накопления («зависания»). На спускных участках трубопровода реализуется расслоенный режим — жидкость стекает по дну трубопровода, поток газа движется над ней, при этом скорость движения жидкости достаточно близка к скорости газа. На подъемных же участках происходит накопление жидкости, а при перекрытии жидкостью сечения трубопровода реализуется пробковый режим течения (с генерацией низкочастотных пульсаций расхода жидкости). При этом возникающий на подъемных участках режим накопления жидкости приводит к значительному снижению эффективной скорости течения жидкой фазы относительно скорости газа.

В текущих условиях эксплуатации сеноманских систем сбора скважинной продукции одним из наиболее важных ограничителей эффективного функционирования газосборных коллекторов и шлейфов является крити-

ческая скорость выноса жидкости, ниже которой в шлейфе происходит накопление жидкости и возможно образование пробкового режима течения.

В общем случае на величину критической скорости газового потока $V_{кр}$ в большей или меньшей степени влияют следующие параметры: внутренний диаметр трубопровода H_0 , плотность жидкостного скопления $\rho_{ж}$, вязкость жидкостного скопления $\mu_{ж}$, плотность газа $\rho_{г}$, угол наклона восходящего участка газопровода к горизонту α и ускорение свободного падения:

$$V_{кр} = \varphi(H_0, \rho_{ж}, \mu_{ж}, \rho_{г}, \sin \alpha, g).$$

Рисунок 3. Накопление жидкости на восходящем участке газопровода

Существуют различные методики расчёта минимальной скорости газа, необходимой для выноса жидкости из трубопроводов [6–10], учитывающие такие параметры, как соотношение плотностей газа и жидкости, вязкость газа, диаметр трубопровода, угол его наклона

и т. д. Например, критическая скорость может быть рассчитана по формуле

$$V_{кр} = \sqrt{2 \frac{\rho' + \rho''}{\rho' \rho''} \cdot \sqrt[4]{\sigma \cdot g(\rho' - \rho'')}} \quad (1)$$

где ρ' — плотность жидкости, кг/м³;

ρ'' — плотность газа, кг/м³;

σ — поверхностное натяжение жидкости, н/м;

g — ускорение свободного падения, м/с².

Недостатком данного уравнения является неучет наклона трубопровода. В работе [9] выведено условие, определяющее вынос жидкостного скопления из пониженного участка трубопровода:

$$\sin \alpha < \frac{\frac{\lambda_r \cdot Fr_{пр}}{4 \pi^2 \bar{p}^2(S)}}{\frac{\varepsilon}{\bar{p}(S)} \frac{Fr_{пр}}{\eta \cdot \pi^2 \cdot \bar{p}^3(S)}}, \quad (2)$$

$$\bar{p}(S) = \frac{P_a + \gamma_{ж}(Z_a - Z_0 - S \sin \alpha)}{P_H}$$

где $Fr_{пр}$ — приведенное число Фруда;

λ_r — коэффициент гидравлического сопротивления газа при наличии скопления жидкости на восходящих участках трассы;

$\varepsilon = \gamma_{ж} / \gamma_{гн}$ — безразмерный параметр, равный отношению объемного веса жидкости к газу;

$\eta = P_H / (\gamma_{ж} \cdot R)$ — безразмерный параметр, который прямо пропорционален давлению в начальном сечении трубопровода и обратно пропорционален объемному весу жидкости и радиусу трубопровода.

Иначе жидкость полностью выноситься не будет, образуя под потоком текущего газа неподвижной слой.

В работе [8] приводится общее условие создания самоочищающего режима работы газопровода. В данном исследовании для оценки минимально допустимой производительности газопровода, предотвращающей накопление жидкой фазы на пониженных участках ГСС, используется формула, учитывающая угол наклона подъемного участка газопровода [10]:

$$V_{см} = 0,1 (\sin \alpha)^{-0,33} v^{-0,36} \sqrt{2gd \frac{\rho_{ж} - \rho_{г}}{\rho_{г}} \sin \alpha}, \quad (3)$$

где $V_{см}$ — скорость выноса скоплений жидкой фазы из пониженных участков трассы, м/с;

α — угол наклона восходящего участка;

$v = v_G / v_{ж}$ — отношение кинематических вязкостей газа (в рабочих условиях) v_G жидкой фазы $v_{ж}$;

$g = 9,81$ м/с²;

d — внутренний диаметр труб газопровода, м;

$\rho_{ж}$ — плотность жидкой фазы, скопившейся на пониженном участке газопровода, кг/м³;

ρ_G — плотность газового потока при рабочих условиях на входе в подъемный участок газопровода, кг/м³.

Термобарические условия в данной модели учитываются косвенно: в зависимости от их значений и молекулярного веса газа определяется значение кинематической вязкости газа в рабочих условиях v_G .

Для оценки минимального значения скорости $\omega_{см}$, необходимого для выноса воды, был проведен расчет для нескольких пониженных участков ГСС от куста сеноманских скважин Dy500. Значения исходных данных:

$v_G = 0,716$ сСт; $v_{ж} = 1,465$ сСт; $v = 0,4887$; $d = 0,5$ м; $\rho_G = 15,09$ кг/м³; $\rho_{ж} = 998,3$ кг/м³. Термобарические условия: $P = 20,5$ кгс/см², $T = 8,5$ °С. Расчеты проводились для диапазона значений углов α наклона восходящего участка от 4° до 16°, что соответствует реальной топологии шлейфов ГСС. Результаты расчетов приведены в таблице 1.

Полученные результаты показывают, что, например, на участке ГСС 1221 (угол наклона $\alpha = 12^\circ$) для поддержания требуемой скорости движения смеси $\omega_{см} = 2,5$ м/с необходим расход $Q = 830$ тыс. м³/сут, в то время как реальное суммарное значение дебитов на этом участке не превышает 120 тыс. м³/сут.

В [11] предлагается формула, в которой минимально необходимая скорость потока газа, обеспечивающая вынос жидкости из полости трубопровода на 90–95 %, определяется с учетом давления в шлейфе:

$$V_{min} = 3,3 \cdot \left(\frac{P}{P_0}\right)^{0,15} \cdot \left(\frac{\sigma \cdot g}{\rho_{ж} - \rho_{г}}\right)^{0,25} \times \left(\frac{\rho_{ж}}{\rho_{г}}\right)^{0,5} \cdot (\sin \alpha)^{0,25}, \quad (3)$$

где P — давление в системе, МПа;

P_0 — атмосферное давление, МПа;

$\rho_{ж} - \rho_{г}$ — разность плотностей жидкости и газа при рабочих условиях, кг/м³;

Таблица 1. Расчет для нескольких пониженных участков ГСС

Угол подъема относительно горизонтальной оси α , град	4	6	8	10	12	14	16
Скорость выноса жидкой фазы из пониженных участков $\omega_{см}$, м/с	2,08	2,23	2,34	2,43	2,50	2,57	2,62

σ — поверхностное натяжение, н/м;
 g — ускорение свободного падения, м/с²;
 α — угол наклона трубопровода к горизонту, град.

Зависимость необходимой скорости газа для полного (90–95 %) выноса жидкости из шлейфов от давления, рассчитанная по формуле (3), показана на рисунке 4.

Рисунок 4. Зависимость минимально необходимой скорости для выноса жидкости в шлейфах от давления при $t = 0$ °С

Как видно, полученные по этой формуле значения скорости и, соответственно, необходимые для их достижения дебиты скважин еще дальше от реальных значений.

В настоящее время в условиях накопления жидкости работает порядка 65 % ГСС, что в абсолютном значении составляет 1100 км (при общей протяженности 1690 км). Дальнейшая эксплуатация будет сопровождаться ухудшением условий выноса, и к 2030 г. протяженность таких участков составит 87 % от общей длины трубопроводов. Учитывая, что прогнозируемое значение температуры на входе в здание переключающей арматуры (ЗПА) к 2030 году становится отрицательным (рисунок 1), а уменьшающиеся дебиты скважин не могут обеспечить критические значения скорости газового потока, вероятность образования ледяных и гидратных пробок резко возрастает. Большинство предложений по решению проблем накопления жидкости в ГСС подразумевают уменьшение сечения трубопроводов до величин, при которых скорость течения газа будет достаточной для выноса воды. Однако это приводит к увеличению сопротивления шлейфов.

С другой стороны, само по себе наличие воды в шлейфе, если ее объемы находятся на приемлемом уровне, не является критическим фактором для эксплуатации ГСС, т. к. не создаёт сколько-нибудь значимого сопротивления току газа. Поэтому, если полный вынос воды из трубопроводов ГСС невозможен, целесообразно разработать инновационную тех-

нологию, предотвращающую ее замерзание. Одним из вариантов такой технологии является подвод тепла по теплоспутнику, за счет чего жидкость будет постоянно поддерживаться в незамерзающем состоянии, а гидравлическое сопротивление ГСС изменится не существенно.

В качестве источника тепла для обогрева ГСС целесообразно использовать сбросное тепло, на рассеивание которого тратятся значительные ресурсы, в частности тепло, снимаемое с аппаратов воздушного охлаждения дожимной компрессорной станции (АВО ДКС). Теплоспутник представляет собой колтюбинговые трубы, которые протягиваются внутри существующих шлейфов. На стороне куста, на выходе из шлейфа, они соединяются с существующей метанольной линией, образуя замкнутый контур. По этому контуру циркулирует теплоноситель, который будет предотвращать замерзание жидкости, обеспечивая её вынос в периоды продувки компрессором.

Предлагаемая система подогрева шлейфов за счёт утилизации сбросного тепла АВО газа показана на рисунке 5.

Тепло газа, прошедшего компримирование на ДКС, передается промежуточному теплоносителю, в качестве которого используется водометанольный раствор (ВМР) с концентрацией, исключающей его замерзание при охлаждении до температуры окружающей среды в наиболее холодный период года. Транспортировка ВМР внутри ГСС произво-

Рисунок 5. Система подогрева шлейфов за счёт утилизации сбросного тепла АВО газа

дится по проложенной гибкой металлической трубе за счет насосов, управляемых частотно-регулируемым приводом (ЧРП). В качестве трубы используется колтюбинговая труба с наружным диаметром 40–60 мм, проложенная по принципу «труба в трубе». Система управления построена на промышленных контроллерах, которые на основе анализа данных, поступающих с регистраторов технологических параметров (РТП), посредством частотных регуляторов управляют производительностью насосов, поддерживая необходимые давления и температуры во всех точках контроля и обеспечивая тем самым равновесный режим работы ГСС. Основной задачей при определении необходимого количества тепла для обеспечения транспорта газа с водой до ЗПА без образования ледяных пробок является расчет тепловых потерь газопроводов системы сбора. Наибольшую сложность для этого расчета представляют неоднородность утепления газопроводов и способ их прокладки. Каждый газопровод ГСС может частично иметь подземную прокладку с различной глубиной залегания, наземную прокладку, а также надземную на эстакадах. При этом теплоизоляция может быть частично нарушена или полностью отсутствовать. В случае наземной прокладки протяженные участки нередко полностью или частично находятся под водой. Значительные колебания сезонных температур и солнечной радиации, изменение скорости ветра и высоты снежного покрова,

значительная разница коэффициентов теплопередачи грунта по протяженности газопровода не позволяют выполнить расчеты с приемлемой точностью.

Ориентировочный расчет количества ВМР, необходимого для нагрева газа, выполнен по математической модели по исходным данным, полученным на УКПГ-5 Уренгойского НГКМ.

Оптимальное (для процесса абсорбционной осушки газа) значение температуры газа после теплообменника составляет 15 °С. Для ее обеспечения при значениях температуры ВМР перед теплообменником 1 °С и температуры газа 90 °С в период пиковых отборов необходимо подавать 100 т/ч ВМР. При этом температура ВМР на выходе составляет 80 °С. Концентрация ВМР, исключая его замерзание при охлаждении до температуры окружающей среды в наиболее холодный период года, составляет 60% масс. (температура замерзания минус 75,7 °С) [12].

Для оценки теплотерь по системе метанолопроводов и определения температуры ВМР, приходящего на кусты скважин, была создана гидродинамическая модель метанолопроводов. Расчеты проводились для подземной прокладки метанолопроводов для трех вариантов грунта: сухого, влажного и мокрого песка. Результаты расчета приведены в таблице 2. Начальная температура ВМР во всех случаях составляла 70 °С, температура грунта минус 5 °С.

Таблица 2. Результаты расчета теплотерь по системе метанолопроводов

Показатель	Грунт песок		
	сухой	влажный	мокрый
Теплопроводность грунта, Вт/(м•К)	0,50	0,95	2,20
Теплопроводность общая, Вт/(м•К)	4,4	8,4	19,0
Температура ВМР после прохождения по шельфу при расходе 60 м³/ч, °С	26	13	2

Выводы

Таким образом, поскольку метанолопроводы имеют как наружную, так и подземную прокладку с прохождением в болотистой и сухой местности, полученные результаты, хотя и носят приблизительный характер, позволяют сделать вывод, что поверхность метанолопроводов достаточна для рассеивания тепла ВМР. Предложенная технология имеет большое практическое значение для газовых

и газоконденсатных месторождений на завершающей стадии эксплуатации. Помимо достижения непосредственной цели — предотвращения льдо- и гидратообразования — при использовании ГСС в качестве теплорассеивающего контура появляется возможность полного рассеивания огромного количества тепла (до 15–20 МВт с двух ступеней АВО), для чего на сегодняшний день расходуется до 1,5 МВт/ч электроэнергии.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Краснов А.Н., Прахова М.Ю., Сулейманов И.Н., Хорошавина Е.А., Лялин В.Е. Непрерывный мониторинг обводненности газовых скважин // Естественные и технические науки. 2017. № 10 (112). С. 40–46.
2. Истомин В.А., Квон В.Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. 506 с.
3. Регистратор технологических параметров РТП-4. Описание типа средства измерений. URL: <http://www.all-pribors.ru/opisanie/29581-12-rtp-04-28908> (дата обращения 25.03.2018).
4. Истомин В.А., Квон В.Г., Тройникова А.А., Нефедов П.А. Особенности предупреждения льдо- и гидратообразования в системах сбора газа на поздней стадии эксплуатации сеноманских залежей месторождений Западной Сибири // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2016. № 2. С. 25–30.
5. Ротов А.А., Истомин В.А., Митницкий Р.А., Колинченко И.В. Особенности тепловых режимов работы систем сбора газа на поздней стадии разработки сеноманских залежей Уренгойского месторождения // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2016. № 3. С. 46–52.
6. Потапенко Е.С. Возможность удаления жидкостных скоплений из пониженных участков трубопровода методом продувки // Технологии нефти и газа. 2012. № 4 (81). С. 61–64.
7. Потапенко Е.С. Экспериментальные исследования влияния скорости потока газа на жидкостное скопление в пониженном участке трубопровода // Газовая промышленность. 2012. № 9 (679). С. 44–47.
8. Потапенко Е.С., Коклин И.М., Маленкина И.Ф. Теоретическое обоснование возможности использования энергии потока газа для выноса жидкостных скоплений из газопровода // Газовая промышленность. 2013. № 4 (689). С. 47–48.
9. Галлямов А.К., Губин В.Е. Влияние скоплений воды и газа на эксплуатационные характеристики магистральных трубопроводов. М.: ВНИИОЭНГ, 1970. 40 с.

10. Минликаев В.З., Дикамов Д.В., Корякин А.Ю., Гузов В.Ф., Донченко М.А., Шулятиков В.И. Новый этап совершенствования технологий эксплуатации скважин сеноманских залежей // Газовая промышленность. 2014. № 3. С. 85–88.

11. Одишария Г.Э., Точигин А.А. Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей / ВНИИГАЗ. Ивановск. гос. энергет. ун-т, 1998. 397 с.

12. Свойства метанола и его водных растворов. URL: <http://mirznaniy.com/a/10128/svoystva-metanola-i-ego-vodnykh-rastvorov>. (дата обращения 12.03.2018).

REFERENCES

1. Krasnov A.N., Prakhova M.Yu., Suleimanov I.N., Khoroshavina E.A., Lyalin V.E. Nepreryvnyi monitoring obvodnennosti gazovykh skvazhin [Continuous Monitoring of Gas Wells Water Content]. *Estestvennye i tekhnicheskie nauki — Natural and Technical Sciences*, 2017, No. 10 (112), pp. 40–46. [in Russian].
2. Istomin V.A., Kvon V.G. *Preduprezhdenie i likvidatsiya gazovykh gidratov v sistemakh dobychi gaza*. [Prevention and Elimination of Gas Hydrates In Gas Production Systems]. Moscow, IRTs Gazprom Publ., 2004. 506 p. [in Russian].
3. *Registrator tekhnologicheskikh parametrov RTP-4. Opisanie tipa sredstva izmerenii*. [RTP-4 Process Parameters Recorder. Description of the Type of Measuring Instrument]. [in Russian]. Available at: <http://www.all-pribors.ru/opisanie/29581-12-rtp-04-28908> (accessed 25.03.2018).
4. Istomin V.A., Kvon V.G., Troinikova A.A., Nefedov P.A. Osobennosti preduprezhdeniya l'do- i gidratoobrazovaniya v sistemakh sbora gaza na pozdnei stadii ekspluatatsii senomanskikh zalezhei mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri [Features of Ice and Hydrate Formation Prevention in Gas Collection Systems at the Late Stage of Operation of Cenomanian Deposits of Western Siberia Fields]. *Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya — Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons*, 2016, No. 2, pp. 25–30. [in Russian].

5. Rotov A.A., Istomin V.A., Mitnitskii R.A., Kolinchenko I.V. Osobennosti teplovykh rezhimov raboty sistem sbora gaza na pozdnei stadii razrabotki senomanskikh zalezhei Urengoi'skogo mestorozhdeniya [Features of Thermal Operation Modes of Gas Gathering Systems at the Late Stage of Development of Cenomanian Deposits of the Urengoy Field]. *Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons*, 2016, No. 3, pp. 46–52. [in Russian].

6. Potapenko E.S. Vozmozhnost' udaleniya zhidkostnykh skoplenii iz ponizhennykh uchastkov truboprovoda metodom produvki [The Possibility of Removing Liquid Accumulations from the Lower Sections of the Pipeline by Blowing]. *Tekhnologii nefi i gaza — Oil and Gas Technologies*, 2012, No. (81), pp. 61–64. [in Russian].

7. Potapenko E.C. Eksperimental'nye issledovaniya vliyaniya skorosti potoka gaza na zhidkostnoe skoplenie v ponizhenom uchastke truboprovoda [Experimental Studies of the Effect of the Gas Flow Rate on the Liquid Accumulation in a Reduced Section of the Pipeline]. *Gazovaya promyshlennost' — Gas Industry*, 2012, No. 9 (679), pp. 44–47. [in Russian].

8. Potapenko E.S., Koklin I.M., Malenkina I.F. Teoreticheskoe obosnovanie vozmozhnosti ispol'zovaniya energii potoka gaza dlya vynosa zhidkostnykh skoplenii iz gazoprovoda. [Theoretical Substantiation of the Possibility of Using the Energy of Gas Flow for Removal of Liquid

Accumulations from the Gas Pipeline]. *Gazovaya promyshlennost' — Gas Industry*, 2013, No. 4 (689), pp. 47–48. [in Russian].

9. Gallyamov A.K., Gubin V.E. Vliyanie skoplenii vody i gaza na ekspluatatsionnye kharakteristiki magistral'nykh truboprovodov [Influence of Water and Gas Accumulations on the Operating Characteristics of Main Pipelines]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1970. 40 p. [in Russian].

10. Minlikaev V.Z., Dikamov D.V., Koryakin A.Yu., Guzov V.F., Donchenko M.A., Shulyatkov V.I. Novyi etap sovershenstvovaniya tekhnologii ekspluatatsii skvazhin senomanskikh zalezhei [A New Stage in the Improvement of Cenomanian Well Exploitation Technologies]. *Gazovaya promyshlennost' — Gas Industry*, 2014, No. 3 (703), pp. 85–88. [in Russian].

11. Odishariya G.E., Tochigin A.A. *Prikladnaya gidrodinamika gazozhidkostnykh smesei* [Applied Hydrodynamics of Gas-Liquid Mixtures]. VNIIGAZ. Ivanovo, Ivanovo State Power University, 1998. 397 p. [in Russian].

12. *Svoistva metanola i ego vodnykh rastvorov* [Properties of Methanol and its Aqueous Solutions]. [in Russian]. Available at: <http://mirznanii.com/a/10128/svoystva-metanola-i-ego-vodnykh-rastvorov> (accessed 12.03.2018).

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

ABOUT THE AUTHOR

Краснов Андрей Николаевич, канд. техн. наук, доцент кафедры «Автоматизация технологических процессов и производств», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Andrey N. Krasnov, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Automation of Technological Processes and Production Department, USPTU, Ufa, Russian Federation