

СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОЙ ПОДАЧИ ИНГИБИТОРА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ШЛЕЙФЫ ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА

УДК 532.546

А.Н. Краснов, к. т. н., Уфимский государственный нефтяной технический университет (УГНТУ)
(Уфа, Республика Башкортостан, РФ), ufa-znanie@mail.ru

М.Ю. Прахова, УГНТУ, prakhovamarina@yandex.ru

Г.Ю. Коловертнов, д. т. н., проф., РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина (Москва, РФ), gk34@yandex.ru

Е.А. Хорошавина, к. т. н., УГНТУ, elena_horoshavina@rambler.ru

При разработке газовых месторождений необходимо учитывать возможность образования гидратов на всех стадиях добычи, подготовки и транспорта газа. Особенно актуальна эта проблема для скважин и шельфов месторождений Крайнего Севера. Наиболее распространенным способом борьбы с гидратами является введение в газовый поток ингибиторов гидратообразования, чаще всего метанола или водно-метанольного раствора (ВМР). Этот ингибитор вводится с помощью специальных устройств (систем), основным недостатком которых является безадресный ввод ингибитора, что существенно увеличивает его расход и снижает эффективность борьбы с гидратообразованием. В предлагаемой системе автоматической подачи ингибитора в шлейфе формируется ряд защищаемых точек (точек шлейфа, где образование гидратных пробок наиболее вероятно), в которых устанавливаются измерительные преобразователи температуры и давления, а также устройства дозирования ингибитора, состоящие из прямого управляемого клапана, обратного клапана и регулирующей шайбы. Управление ими происходит с помощью регулируемого редуктора, который подключен к гидроаккумулятору с метанолом и создает в трубопроводе подачи ингибитора определенное давление. При образовании гидратной пробки возникает перепад давления, который по радиоканалу передается на станцию управления, идентифицирующую опасный участок и подающую управляющий сигнал на регулируемый редуктор. Он инициирует подачу метанола на тот участок, где началось образование гидратной пробки. Использование предложенной системы позволяет оптимизировать расход ингибитора, повысить надежность эксплуатации любых газовых промыслов, в том числе без постоянного электроснабжения.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ШЛЕЙФ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ, ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ, ИНГИБИТОР ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ, МЕТАНОЛ, СИСТЕМА ПОДАЧИ МЕТАНОЛА.

Проблема гидратообразования существует во всех газопромысловых системах, но особую актуальность она приобретает в зимнее время на месторождениях Крайнего Севера, находящихся в завершающей стадии эксплуатации. Для борьбы с гидратообразованием используются различные методы. Условно их можно разделить на три группы: технологические, химические и физические. К технологическим методам относятся поддержание безгидратных

режимов эксплуатации газопроводов (понижением давления и повышением температуры газа) и осушка газа. Химические методы – это ввод в газовый поток ингибиторов гидратообразования, в результате чего изменяются условия равновесия системы «газ – гидрат – вода». Физический метод заключается в поддержании температуры потока газа выше температуры гидратообразования с помощью локальных подогревателей, теплоизоляции тру-

бопроводов и подбора режима эксплуатации, обеспечивающего максимальную температуру газового потока [1–7]. Все эти методы широко используются в газодобывающей промышленности, однако область применения каждого из них характеризуется специфическими условиями технологического процесса добычи, сбора, промышленной обработки и транспортировки газа.

На северных месторождениях наибольшее распространение

Krasnov A.N., Candidate of Engineering Science, Ufa State Petroleum Technological University (USPTU) (Ufa, the Republic of Bashkortostan, RF), ufa-znanie@mail.ru

Prakhova M.Yu., USPTU, prakhovamarina@yandex.ru

Kolovertnov G.Yu., Doctor of Engineering Science, Professor, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) (Moscow, RF), gk34@yandex.ru

Khoroshavina E.A., Candidate of Engineering Science, USPTU, elena_horoshavina@rambler.ru

The system of the automatic hydrate growth inhibitor feed to the gas field pipeline

While reservoir engineering it is necessary to consider that hydrates could occur on every on the every stage of gas producing, gas conditioning and gas transportation. This problem is very important especially for wells and pipelines of high north foundations. Operation conditions without gas hydrate formation could be provided by different ways. The most common way is injection of the hydrate growth inhibitor to the gas flow. The most useful inhibitors are methanol or hydro-methanol solution. This inhibitor is injected by special devices (systems). The main problem of such systems is addressless inhibitor injection, that's why inhibitor's consumption increases and the efficiency of the gas-hydration control decreases. In the offered system of the automatic hydrate growth inhibitor feed some protecting points are selected in the gas pipeline. In these points gas hydrate formation is most probably. The temperature and pressure sensors and device for inhibitor proportioning are located in these points. This device is consist of the operated valve, the back-pressure valve and regulating disk The device control is carried out by the regulating reducing gear, which connected to the methanol accumulator bottle and produces the pressure in the methanol pipeline. While gas hydrate formation the pressure difference occurs, and this pressure difference is radioed to the operator station. Then the danger section is detected and the control signal is sent to the regulating reducing gear train. So the methanol is fed to the danger section where the gas hydrate formation was detected. The usage of the offered system allows to optimize the inhibitor's flow, to increase reliability of any gas field exploitation, even without full electricity supply system.

KEY WORDS: GAS WELL PIPELINE, HYDRATE FORMATION, HYDRATE GROWTH INHIBITOR, METHANOL, THE SYSTEM OF METHANOL FEED.

получило снижение температуры точки росы газа нейтрализацией воды, содержащейся в газе и конденсирующейся при его охлаждении. Для этого на устье скважин и в газовые шлейфы вводится специальный ингибитор, чаще всего метанол или ВМР различных концентраций [8, 9]. Расход метанола и концентрация ВМР, требуемые для условий конкретного шельфа, рассчитываются по-разному [10–12], но на практике полученное расчетное значение, как правило, выше на 20–25 %.

Для ввода метанола в поток газа часто используют специальные метанольные емкости (стационарные или подвижные) или дозировочные насосы. При использовании емкостей расход метанола регулируется вручную, а сам ингибитор подается только в одну точку. На отечественных промыслах также применяется централизованная подача ингибитора от электронасосного агрегата большой производительности, перекрывающей суммарную

подачу по всем точкам ввода, в общий коллектор с последующим распределением ингибитора к точкам ввода. Ингибитор гидратообразования подается в шлейф даже в случаях, когда термобарические условия исключают образование гидратов, и только на кусты газовых скважин, а не в конкретную защищаемую точку, требующую разрушения газогидратной пробки, что приводит к перерасходу ингибитора. В этом случае необходимо постоянное энергоснабжение системы.

Существенной экономии метанола можно добиться за счет диагностирования образования гидратной пробки в режиме реального времени и оперативной подачи ингибитора непосредственно на участок, в котором начинается образование гидратной пробки.

Для реализации данного алгоритма предлагается система автоматической подачи ингибитора гидратообразования, в частности метанола, в газовые шлейфы. Структурная схема системы пока-

зана на рис. 1. Система состоит из гидроаккумулятора с ингибитором гидратообразования 1, в котором установлен преобразователь давления 2; трубопровода для подачи ингибитора 3; исполнительного механизма в виде регулирующего редуктора 4; нескольких устройств дозирования ингибитора 5, установленных в каждой защищаемой точке, и измерительных преобразователей температуры и давления 6, установленных там же. Исполнительный механизм и измерительные преобразователи, а также преобразователь давления 2 связаны со станцией управления 7 беспроводным каналом связи 8. Каждое устройство дозирования ингибитора состоит из прямого управляемого клапана 9, обратного клапана 10 и регулирующей шайбы 11. Врезка дозирующих устройств в шлейф 12 осуществлена в защищаемых точках, т. е. в точках шлейфа, где образование гидратных пробок наиболее вероятно.

Система функционирует следующим образом. Гидроаккумуля-

тор 1 заполняется ингибитором гидратообразования, например метанолом. Значение давления в гидроаккумуляторе выбирается в зависимости от числа защищаемых точек и давления в шлейфе. Например, метанол вводится в четыре точки шлейфа (рис. 1), давление в котором составляет 1,5–2,0 МПа.

Состояние устройства дозирования ингибитора зависит от текущего значения давления в трубопроводе подачи ингибитора, которое создается регулирующим редуктором. Для управления используются два дискретных значения давления: нижнее пороговое и верхнее пороговое. До достижения заданного для устройства (например, УДИ 5.1) нижнего порогового значения 2 МПа обратный клапан открыт, а прямой закрыт (рис. 2).

Когда давление достигает нижнего порога срабатывания, открывается прямой клапан, и ингибитор начинает поступать в шлейф. Для прекращения подачи ингибитора регулирующий редуктор уменьшает давление до значения ниже порога срабатывания 2 МПа, что приводит к закрытию прямого клапана в устройстве дозирования. При необходимости подачи ингибитора в следующую защищаемую точку через УДИ 5.2 редуктор повышает давление в трубопроводе подачи метанола. Когда оно достигнет верхнего порогового значения УДИ 5.1 и одновременно нижнего порогового значения УДИ 5.2, закроется обратный клапан УДИ 5.1, откроется прямой клапан УДИ 5.2, и ингибитор начнет поступать в защищаемую точку 2.

В качестве преобразователей температуры и давления могут быть использованы, к примеру, регистраторы технологических параметров типа РТП-04 [13]. Они размещаются в защищаемых точках, в которых наиболее вероятен процесс гидратообразования. Как показывает практика, чаще всего такими точками в шлейфе

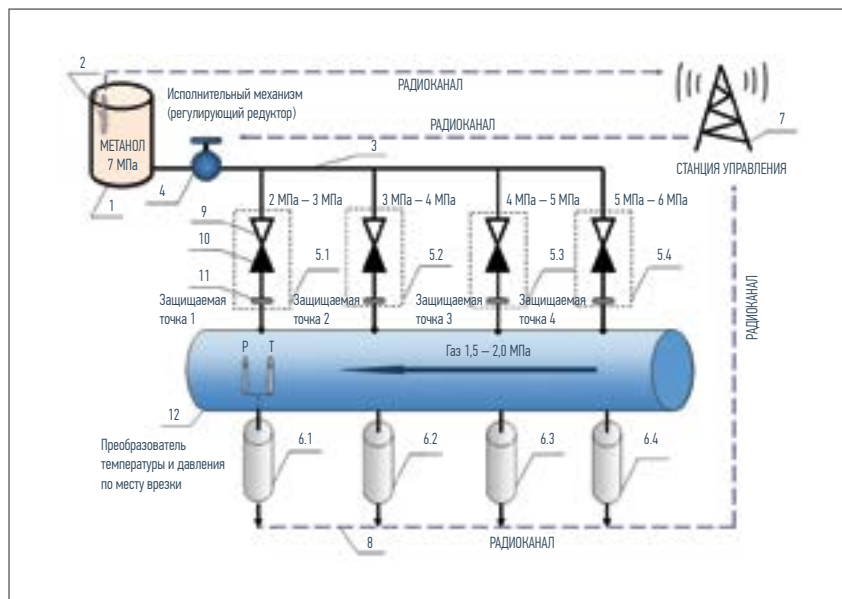


Рис. 1. Структурная схема системы:

1 – гидроаккумулятор с ингибитором гидратообразования; 2 – преобразователь давления; 3 – трубопровод для подачи ингибитора; 4 – регулирующий редуктор; 5 – устройства дозирования ингибитора; 6 – измерительные преобразователи температуры и давления; 7 – станция управления; 8 – беспроводной канал связи; 9 – прямой управляемый клапан; 10 – обратный клапан; 11 – регулирующая шайба; 12 – шлейф

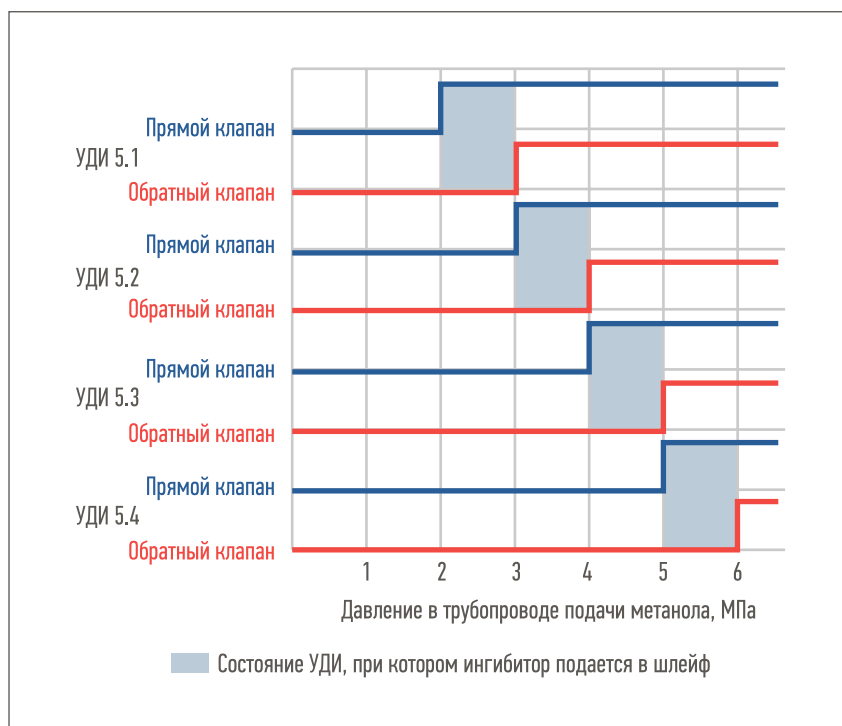


Рис. 2. Диаграмма работы устройств дозирования ингибитора (УДИ)

являются участки, расположенные в низинах или около запорной арматуры. Расположение защищаемых точек врезки для дозирующих устройств опреде-

ляется на основе базы знаний, в том числе навыка и опыта экспертов, осуществляющих практическую эксплуатацию и обслуживание газосборной сети. При

отсутствии гидратообразования разность между показаниями любых соседних регистраторов будет незначительной, соответствующей естественному изменению давления по длине шлейфа из-за гидравлического сопротивления.

Если же на участке между защищаемыми точками шлейфа, например точками 1 и 2 (рис. 1), начинается образование гидратной пробки, гидравлическое сопротивление этого участка возрастает и возникает перепад давления. В рассматриваемом примере этот перепад будет фиксироваться регистраторами 6.1 и 6.2 и передаваться на станцию управления 7 по радиоканалу. Станция управления идентифицирует опасный участок и подает управляющий сигнал на регулирующий редуктор 4. Последний, в свою очередь, вырабатывает сигнал управления на соответствующее устройство дозирования ингибитора (в данном случае 5.2), создавая в трубопроводе 3 давление, равное нижнему пороговому значению 3 МПа. Прямой клапан устройства дозирования 5.2 открывается. За счет избыточного по сравнению со шлейфом давления в трубопроводе для ингибитора начинают подачу метанола в шлейф и разрушение гидратной пробки, что приводит к исчезновению перепада давления. Показания регистраторов 6.2 и 6.1 на границах опасного участка выравниваются, и станция управления подает сигнал на прекращение подачи метанола. По этому сигналу регулирующий редуктор 4 снижает давление до значения ниже минимального порогового значения 2 МПа, при этом закрываются все обратные клапаны, в том числе и обратный клапан устройства дозирования 5.2, прекращая подачу метанола в шлейф.

Давление метанола в гидроаккумуляторе контролируется датчиком 2, в качестве которого также может быть использован регистратор РТП-04 (канал измерения давления). Текущее

значение давления передается на станцию управления по беспроводному каналу связи. Необходимо отметить, что беспроводной канал имеет защиту от несанкционированного доступа. Для обеспечения целостности и достоверности передаваемой информации в регистраторах РТП-04 используется сочетание шифрования по алгоритму AES-128, частотной модуляции с гауссовской фильтрацией (GFSK) и расширения спектра со скачкообразной перестройкой частоты (FHSS) в ISM-диапазоне.

Значение расхода ингибитора, подаваемого в защищаемые точки, определяется регулирующими шайбами 11. Значение температуры, измеряемое регистратором РТП-04, служит дополнительным информационным признаком разрушения гидратной пробки.

Таким образом, установка в каждой защищаемой точке преобразователей температуры и давления, а также устройства дозирования ингибитора обеспечивает, во-первых, диагностирование начала формирования гидратной пробки в режиме реального времени по возникновению перепада давления между двумя соседними преобразователями, а во-вторых, подачу ингибитора только на тот участок, на котором непосредственно обнаружена пробка. Это повышает эффективность ее оперативного разрушения, поскольку концентрация ингибитора не успевает измениться за счет уноса газовым потоком.

Конструкция исполнительного механизма в виде регулирующего редуктора, управляющего прямыми клапанами устройств дозирования ингибитора, дает возможность отказаться от использования сложного оборудования для подачи и распределения потоков ингибитора и вводить его за счет избыточного давления в гидроаккумуляторе. Это позволяет реализовать автономный алгоритм работы установки без

необходимости подключения на постоянной основе компрессорного оборудования, требующего квалифицированного обслуживания, и в конечном счете повышает надежность работы системы.

Надежность работы повышается также за счет установки в гидроаккумуляторе с ингибитором датчика давления, связанного со станцией управления и позволяющего следить за текущим давлением в емкости. Использование беспроводного канала связи расширяет область применения системы, повышая ее автономность.

Значения давления и температуры предполагается контролировать с помощью регистраторов РТП-04, осуществляющих передачу данных по радиоканалу. Данные регистраторы представляют собой автономные устройства с батарейным питанием, имеют длительный (до 1,5–2,0 лет) срок автономной работы от одной батарейки и успешно эксплуатируются на объектах ООО «Газпром добыча Уренгой».

Поскольку для работы прямых и обратных клапанов, входящих в систему, не требуется электропитание, а исполнительный механизм (регулирующий редуктор) также представляет собой изделие с автономным питанием, это значительно расширяет область применения системы за счет возможностей использования на промыслах без электроснабжения.

В заключение можно отметить следующие преимущества предлагаемой системы автоматической подачи ингибитора в газовый шлейф:

- ингибитор гидратообразования подается в шлейф только в случае, если начинает образовываться гидратная пробка, и конкретно на этот участок, что позволяет оптимизировать расход ингибитора;
- система может быть использована на любых газовых промыслах, так как не требует наличия постоянного электроснабжения;

• отсутствие сложных распределительных устройств и электроприводных насосов для подачи ингибитора повышает надежность работы системы и уменьшает ее стоимость;

• использование преобразователей давления и температуры, входящих в состав АСУ ТП про-

мысла, а также стандартных прямых и обратных клапанов упрощает монтаж системы на шлейфе.

В статье не ставилась задача дать полное описание предлагаемого решения, основной целью представленного материала было обозначить возможность использования инновационных подходов

к созданию систем данного класса. В настоящее время на кафедре автоматизации технологических процессов и производств УГНТУ ведется активная проработка конкретных технических вариантов реализации системы автоматической подачи ингибитора в газовый шлейф. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Прахова М.Ю., Мымрин 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.
2. Прахова М.Ю., Мымрин И.Н., Савельев Д.А. Нагреватели для системы управления локальным электроподогревом куста газоконденсатных скважин // Проблемы автоматизации технологических процессов добычи, транспорта и переработки нефти и газа: Сборник. Уфа: УГНТУ, 2013. С. 88–92.
3. Мусакаев Н.Г., Уразов Р.Р. Теоретическое исследование методов создания термодинамической неустойчивости гидратной фазы для борьбы с гидратообразованием в трубопроводах // Современная наука. 2013. № 1 (12). С. 7–12.
4. Прахова М.Ю., Краснов А.Н., Хорошавина Е.А., Шаловников Э.А. Методы и средства предотвращения гидратообразования на объектах газодобычи // Нефтегазовое дело. 2016. № 1. С. 101–118 [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://ogbus.ru/issues/1_2016/ogbus_1_2016_pi01-118_PrakhovaMU_ru.pdf (дата обращения: 15.06.2017).
5. Прахова М.Ю., Краснов А.Н., Хорошавина Е.А., Шаловников Э.А. Предупреждение гидратообразования в системах промышленного сбора газа Ямбургского газоконденсатного месторождения // Сб. тр. IV Всероссийской заочной науч.-практ. интернет-конф. «Проблемы автоматизации технологических процессов добычи, транспорта и переработки нефти и газа». 2016. С. 116–123.
6. Катаев К.А. Гидратообразование в трубопроводах природного газа // Всероссийский журнал научных публикаций. 2011. № 1 (2) [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://cyberleninka.ru/article/n/gidratoobrazovanie-v-truboprovodah-prirodnogo-gaza> (дата обращения: 15.06.2017).
7. Рахматуллин Д.Р., Фахрисламова Э.Ш., Краснов А.Н. Обзор методов предупреждения гидратообразования в трубопроводах газовых промыслов // Электропривод, электротехнологии и электрооборудование предприятий: Сб. науч. трудов. Уфа, 2015. 48 с.
8. Ширяев Е.В., Юрецкая Т.В. Методы борьбы с гидратообразованием и выбор ингибитора гидратообразования при обустройстве газового месторождения «Камennomысское-море» // Молодой ученый. 2015. № 17 (97). С. 323–326.
9. Грунвальд А.В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/grunvald/grunvald_1.pdf (дата обращения: 15.06.2017).
10. ВРД 39-1.13-010-2000. Инструкцией по расчету нормативов потребления метанола для использования в расчетах предельно допустимых или временно согласованных сбросов метанола для объектов ОАО «Газпром» [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/8/8071/ (дата обращения: 15.06.2017).
11. Прахова М.Ю., Краснов А.Н., Хорошавина Е.А. и др. Оптимизация управления подачей метанола в системах сбора природного газа // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 6. С. 22–29.
12. Campbell John M. Quick Determination of the Methanol Injection Rate for Natural-Gas Hydrate Inhibition [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/2009/04/quick-determination-of-the-methanol-injection-rate-for-natural-gas-hydrate-inhibition/> (дата обращения: 27.05.2017).
13. Регистратор технологических параметров РТП-04 // Свид. № 46151 об утверждении типа средств измерений. Рег. номер 29581-12 (дата утверждения: 18.04.2012).

REFERENCES

1. Prakhova M.Yu., Mymrin I.N., Saveliev D.A. Local Automatic Electric Heating System to Prevent Hydrate Formation in the Discharge Pipeline. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoi promyshlennosti = Automation, Telemechanization and Communication in the Oil Industry*, 2014, No. 2, P. 3–6. (In Russian)
2. Prakhova M.Yu., Mymrin I.N., Saveliev D.A. Heaters for Control System for Local Electric Heating of Gas Condensate Well Puds. *Problemy avtomatizatsii tekhnologicheskikh protsessov dobychi, transporta i pererabotki nefiti i gaza = Problems of Automation of Technological Processes of Oil and Gas Production, Transportation and Processing*. Ufa, UGNTU, 2013, P. 88–92. (In Russian)
3. Musakaev N.G., Urazov R.R. Theoretical Study of Methods for Creating the Thermodynamic Instability of the Hydrate Phase for Controlling Hydrate Formation in Pipelines. *Sovremennaya Nauka = Contemporary Science*, 2013, No. 1 (12), P. 7–12. (In Russian)
4. Prakhova M.Yu., Krasnov A.N., Khoroshavina E.A., Shalovnikov E.A. Methods and Means to Prevent Hydrate Formation at Gas Production Facilities. *Neftegazovoe delo = Oil and Gas Business*, 2016, No. 1, P. 101–118 [Electronic resource]. Access mode: http://ogbus.ru/issues/1_2016/ogbus_1_2016_pi01-118_PrakhovaMU_en.pdf (accessed date: June 15, 2017). (In Russian)
5. Prakhova M.Yu., Krasnov A.N., Khoroshavina E.A., Shalovnikov E.A. Prevention of Hydrate Formation in the Oil-Field Gathering System on the Yamburg Gas-Condensate Field. *Proceedings of the 4th All-Russian correspondence scientific-practical Internet-conference «Problems of automation of technological processes of extraction, transportation and processing of oil and gas»* 2016. P. 116–123. (In Russian)
6. Katayev K.A. Hydrate Formation in Natural Gas Pipelines. *Vserossiiskii zhurnal nauchnykh publikatsii = All-Russian Journal of Scientific Publications*, 2011, № 1 (2) [The electronic resource]. Access mode: <http://cyberleninka.ru/article/n/gidratoobrazovanie-v-truboprovodah-prirodnogo-gaza> (accessed date: June 15, 2017). (In Russian)
7. Rakhmatullin D.R., Fahrislamova E.S., Krasnov A.N. Review of Methods for Preventing Hydrate Formation in Pipelines of Gas Fields. *Elektroprivod, elektrotekhnologii i elektrooborudovanie predpriyatii = Electrical Drive, Electrical Technologies and Electrical Equipment of Enterprises*. Ufa, 2015, 48 pp. (In Russian)
8. Shiryaev E.V., Yuretskaya T.V. Methods to Combat Hydrate Formation and the Choice of a Hydrate Inhibitor at the Gas-Field Construction Kamennomyskoye-Sea. *Molodoi Uchenyi = Young Scientist*, 2015, No. 17 (97), P. 323–326. (In Russian)
9. Grunvald A.V. The Use of Methanol in the Gas Industry as an Inhibitor of Hydrate Formation and the Forecast of its Consumption in the Period Until 2030 [Electronic resource]. Access mode: http://ogbus.ru/authors/grunvald/grunvald_1.pdf (accessed date: June 15, 2017). (In Russian)
10. In-house regulatory document 39-1.13-010-2000. Guidance on the Calculation of Methanol Consumption Standards for Use in Calculations of Maximum Permissible or Temporarily Agreed Methanol Discharges for Gazprom JSC [Electronic resource]. Access mode: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/8/8071/ (accessed date: June 15, 2017). (In Russian)
11. Prakhova M.Yu., Krasnov A.N., Khoroshavina E.A., et al. Optimization of the Management of Methanol Supply in Natural Gas Gathering Systems. *Territoriya NEFTEGAZ = Oil and Gas Territory*, 2016, No. 6, P. 22–29. (In Russian)
12. Campbell John M. Quick Determination of the Methanol Injection Rate for Natural-Gas Hydrate Inhibition [Electronic resource]. Access mode: <http://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/2009/04/quick-determination-of-the-methanol-injection-rate-for-natural-gas-hydrate-inhibition/> (accessed date: May 5, 2017)
13. Monitor of Technological Parameters of RTP-04. Sert. No. 46151 on the approval of the type of measuring instruments. Reg. Number 29581-12 (approval date: 18.04.2012). (In Russian)