

Осушка газа и извлечение метанола в абсорберах УКПГ сеноманской залежи Ямбургского месторождения

Г.С. Кудияров¹, В.А. Истомин^{2,3}, А.В. Прокопов², Р.Н. Зязов¹, Е.В. Куркин¹

¹ ООО «Газпром добыча Ямбург», 629306, г. Новый Уренгой, Россия
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1826-1631>, E-mail: G.Kudiyarov@yamburg.gazprom.ru
E-mail: R.Ziazov@yamburg.gazprom.ru, E-mail: E.Kurkin@yamburg.gazprom.ru

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 142717, пос. Развилка, Московская обл., Россия
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6190-4183>, E-mail: v_istomin@vniigaz.gazprom.ru
E-mail: a_prokopov@vniigaz.gazprom.ru

³ Сколковский институт науки и технологий (Сколтех), 121205, Москва, Россия
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6190-4183>, E-mail: v.istomin@skoltech.ru

Резюме: Проведен анализ технологических режимов процессов абсорбционной осушки УКПГ сеноманской залежи Ямбургского НГКМ. В зимнее время года в газопроводы-шлейфы, подключенные к кустам эксплуатационных скважин, подается метанол для предупреждения льдо-, гидратообразования и на установку абсорбционной осушки газа поступает природный газ с большим содержанием паров метанола. Выполнено моделирование технологического процесса подготовки газа с учетом извлечения паров метанола из осушаемого газа. Предложены технические решения, направленные на снижение потерь метанола с подготовленным газом, а также указаны направления оптимизации расхода метанола на УКПГ.

Ключевые слова: газосборная сеть, образование гидратов и льда, метанол, абсорбционная осушка газа, диэтиленгликоль, подготовка газа.

Для цитирования: Кудияров Г.С., Истомин В.А., Прокопов А.В., Зязов Р.Н., Куркин Е.В. Осушка газа и извлечение метанола в абсорберах УКПГ сеноманской залежи Ямбургского месторождения // НефтегазоХимия. 2020. № 2. С. 42–46.

DOI:10.24411/2310-8266-2020-10209

GAS DRYING AND METHANOL EXTRACTION IN ABSORBERS OF CENOMANIAN COMPLEX GAS TREATMENT PLANTS AT YAMBURG FIELD

German S. Kudiyarov¹, Vladimir A. Istomin^{2,3}, Andrey V. Prokopov², Ruslan N. Ziazov¹, Evgeniy V. Kurkin¹

¹ Gazprom Dobycha Yamburg LLC, 629306, Novy Urengoy, Russia
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1826-1631>, E-mail: G.Kudiyarov@yamburg.gazprom.ru
E-mail: R.Ziazov@yamburg.gazprom.ru, E-mail: E.Kurkin@yamburg.gazprom.ru

² Gazprom VNIIGAZ LLC, 142717, Village Razvilka, Moscow region, Russia
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6190-4183>, E-mail: v_istomin@vniigaz.gazprom.ru
E-mail: a_prokopov@vniigaz.gazprom.ru

³ Skolkovo Institute of Science and Technology (Skoltech), 121205, Moscow, Russia
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6190-4183>,
E-mail: v_istomin@vniigaz.gazprom.ru

Abstract: The analysis of gas dehydration operating modes by absorption process at the complex gas treatment plants of the Yamburgskoye field (Cenomanian deposit) is performed. So the raw natural gas with a high amount of methanol vapor from in-field pipelines is supplied to the gas dehydration unit. The simulation of gas dehydration process including methanol vapor extraction has been presented. Technical solutions aimed at reducing methanol losses with dried gas are proposed. These solutions lead for optimizing methanol consumption at the gas treatment plant.

Keywords: gas gathering system, ice and hydrate formation, methanol, natural gas dehydration, diethylene glycol, gas treatment.

For citation: Kudiyarov G.S., Istomin V.A., Prokopov A.V., Ziazov R.N., Kurkin E.V. GAS DRYING AND METHANOL EXTRACTION IN ABSORBERS OF CENOMANIAN COMPLEX GAS TREATMENT PLANTS AT YAMBURG FIELD. Oil & Gas Chemistry. 2020, no. 2, pp. 42–46.

DOI:10.24411/2310-8266-2020-10209

Сеноманская залежь Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНГКМ) разрабатывается газовыми скважинами, объединенными в кусты по 2–10 скважин. Газ с кустов скважин по шлейфам и коллекторам поступает на установку комплексной подготовки газа (УКПГ) для его промысловой подготовки методом абсорбционной осушки в соответствии с требованиями СТО Газпром 089 2010. Основное требование этого отраслевого стандарта – обеспечение температуры точки росы газа по воде ($TTR_{в}$), приведенной к давлению 3,92 МПа: -20 °С в зимний период (с 1 октября по 30 апреля) и -14 °С в летний период (с 1 мая по 30 сентября).

Эксплуатация газовых скважин и системы сбора газа на поздней стадии разработки сеноманской залежи ЯНГКМ осложняется выносом пластовой воды и образованием песчаножидкостных пробок в шлейфах [1, 2]. Причины негативных явлений связаны с падением пластового давления, обводнением продуктивного горизонта и снижением объемов добываемого газа эксплуатационными скважинами. Трубопроводы систем сбора газа ЯНГКМ имеют надземную прокладку, что приводит к существенному влиянию окружающей среды (низких температур воздуха и высокой скорости ветра, особенно в зимний период) на термобарические условия их эксплуатации. На поздней стадии разработки большие диаметры рельефных газосборных шлейфов (Ду 500) привели к значительному снижению скоростей движения жидкой и газовой фаз. При этом жидкая фаза (вода или водометанольный раствор) аккумулируется в пониженных участках трассы [3]. Снижение скорости газа способствует его охлаждению в промысловых трубопроводах, вплоть до отрицательных по Цельсию температур в зимнее время, что приводит к возможности льдо- и гидратообразования [4–6]. Для

предотвращения технологических осложнений предусмотрена подача в системы сбора газа метанола в качестве ингибитора льдо- и гидратообразования, удельный расход которого в зимний период становится значительным и доходит до 1,5 кг/1000 м³ газа.

Абсорбционная осушка газа на сеноманских УКПГ осуществляется по технологической цепочке: входная сепарация – компримирование на дожимной компрессорной станции (ДКС) – абсорбционная осушка газа с использованием в качестве абсорбента концентрированного диэтиленгликоля (ДЭГ). Сырой газ вместе с водометанольным раствором (ВМР) поступает по входным ниткам газопроводов-шлейфов в два газосборных коллектора. Газ сепарируется от жидкости в пробкоуловителях и вертикальных сепараторах. Далее сырой газ компримируется в газоперекачивающих агрегатах в две ступени с охлаждением в аппаратах воздушного охлаждения (АВО) после каждой ступени компримирования. Затем газ поступает в многофункциональные аппараты (МФА) с сепарационной, массообменной и фильтрующей секциями. В сепарационной секции отделяется имеющаяся в потоке жидкость, в массообменной секции происходит контакт с ДЭГ, концентрацией до 99,3% масс., а в фильтрующей секции извлекается уносимый с массообменной секции гликоль. Для транспортировки по подземному межпромысловому коллектору осушенный газ охлаждается до температуры -2...0 °С: в зимнее время в АВО, а в летнее время дополнительно в турбодетандерных агрегатах. От межпромысловых коллекторов УКПГ ЯНГКМ подготовленный газ поступает на головную компрессорную станцию для транспортировки по магистральному трубопроводу. Насыщенный ДЭГ проходит вакуумную регенерацию при давлении 0,075–0,080 МПа и температуре 162–164 °С. Потоки ВМР из входных сепараторов и содержащий метанол рефлюкс (получаемый при регенерации ДЭГ) поступают на установку регенерации метанола. Более подробное описание системы подготовки газа УКПГ сеноманской залежи ЯНГКМ представлено, например, в [7].

В настоящее время на Ямбургском НГКМ эксплуатируются газовые скважины как с низким устьевым давлением (на УКПГ-1...УКПГ-7), так и с высоким давлением (на УКПГ-9).

На входе в УКПГ-1...7 сырой газ компримируют с 0,3–0,7 МПа до 3,2–4,0 МПа, то есть реализуется схема «ДКС – УКПГ». Температура газа на входе в МФА в зимний период поддерживается посредством АВО на уровне не ниже 14–15 °С, поскольку при большем снижении температуры газа из-за неравномерности охлаждения газа появляются риски отложения гидратов и льда в нижних трубках АВО. В летний период также поддерживается температура газа в МФА на уровне 14–15 °С (по техническим возможностям его охлаждения в АВО). Однако при высоких температурах воздуха (выше 25 °С) возможно кратковременное увеличение температуры в МФА.

Параметры работы оборудования УКПГ-9 отличаются от УКПГ-1...7, поскольку компримирование газа на ДКС происходит после его осушки (схема «УКПГ – ДКС»). Температура процесса абсорбционной осушки газа варьируется от 2 до 10 °С, а давление газа составляет 5,0–6,0 МПа. Такие параметры позволяют обеспечить на УКПГ-9 более низкие ТТР_в осушенного газа (в среднем на 2–4 °С), чем на УКПГ-1...7. При регенерации ДЭГ температура в печи поддерживается в диапазоне 154–158 °С (то есть несколько ниже 164 °С – регламентированной максимальной температуры), а концентрация регенерированного ДЭГ составляет 98,4% масс. Поэтому на УКПГ-9 имеется некоторый резерв по температуре на выходе с печи, позволяющий при необходимости обеспечивать и более высокую кон-

центрацию регенерированного ДЭГ (до 99,0% масс.) и тем самым регулировать температуру точки росы (ТТР) осушенного газа. В перспективе при значительном снижении пластового давления возможно переключение подачи газа на схему «ДКС – УКПГ» для обеспечения требований СТО Газпром 089 2010 [8].

Расходы газа, подаваемого в абсорберы на УКПГ-2, 3, 5, находятся в диапазоне 110–160 тыс. м³/ч. Работа этих УКПГ отличается длительными остановками (до трех месяцев в году). По УКПГ-6, 7, 9 расход газа в абсорберах составляет 150–330 тыс. м³/ч. Расход газа по абсорберам УКПГ-1 и 4 составляет 240–300 тыс. м³/ч, что обусловлено подачей газа на эти УКПГ с установок предварительной подготовки газа УППГ-4а и 8.

Технологический режим подготовки газа должен обеспечивать ТТР_в в течение всего периода эксплуатации месторождения. В связи с этим в начале 2000-х годов была проведена модернизация внутренних массообменных элементов МФА (переход с центробежных элементов на регулирующую насадку), что позволило увеличить фактическую массообменную эффективность абсорберов с 1,0–1,2 до 1,6–2,0 теоретических ступеней контакта. Эти технические решения подробно описаны в [9]. До модернизации при эксплуатации абсорберов с центробежными массообменными элементами наблюдался значительный капельный унос ДЭГ с товарным газом (до 20 г/1000 м³). В настоящее время за счет регулярной насадки в массообменной секции и установки дополнительных фильтрующих элементов величина уноса ДЭГ снизилась до 2–3 г/1000 м³. Расход подаваемого в абсорберы регенерированного ДЭГ строго не регламентируется и может варьироваться в довольно широких пределах – от 1 до 7 м³/ч на один абсорбер.

Как выше отмечено, использование в системах сбора газа метанола для ингибирования льдо- и гидратообразования приводит к большому удельному содержанию метанола в сыром газе, поступающем на абсорбционную осушку. На УКПГ-1...7 содержание метанола в газе варьируется от 0,6 до 1,5 г/м³, а на УКПГ-9 – от 0,5 до 0,7 г/м³. Для сравнения, содержание паров воды в обрабатываемом газе на УКПГ-1...7 находится в диапазоне от 0,3 до 0,5 г/м³, а на УКПГ-9 – от 0,1 до 0,3 г/м³. В поступающем на осушку газе на УКПГ 1...7 содержится больше паров метанола в зимний период, чем на УКПГ-9, по причине его большего равновесного содержания на входе в УКПГ.

В процессе абсорбционной осушки газа помимо извлечения воды происходит поглощение абсорбентом (регенерированным ДЭГ (РДЭГ)) паров метанола. Поэтому наша дальнейшая задача – проанализировать процесс абсорбционной осушки газа сеноманской залежи ЯНГКМ на поздней стадии разработки с точки зрения сокращения технологических потерь метанола с товарным газом при обеспечении значений ТТР_в, требуемой отраслевым стандартом. Подобные исследования ранее проводились на УКПГ сеноманской залежи Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения (ЗНГКМ) на начальном этапе ее разработки [10], когда сырой газ перед входными сепараторами УКПГ дросселировался на ~3 МПа с подачей метанола перед дросселем.

С целью изучения влияния расхода РДЭГ на ТТР_в и содержание метанола в осушенном газе нами были проведены специальные промышленные исследования как на УКПГ-7 с низким устьевым давлением скважин, так и на УКПГ-9 с высоким устьевым давлением скважин.

Определение содержания метанола в товарном газе проводилось методом титрования водной вытяжки метанола из газа. Методика предусматривает пропускание

исследуемого газа через воду, содержащуюся в трех последовательно установленных поглотительных склянках Дрекселя. Дальнейшее определение метанола, абсорбированного водой из газа, проводилось методом обратного титрования, который основан на окислении метанола бихроматом калия в присутствии серной кислоты. Тогда как ТТР_в определялась измерителем точки росы и температуры конденсации углеводородов Hygrovision-mini. В измерителе используется конденсационный способ регистрации точки росы, который заключается в охлаждении зеркала и визуальной регистрации выпавшего на поверхность зеркала конденсата. Для наблюдения за состоянием поверхности охлаждаемого зеркала при регистрации водного конденсата используется специальный микроскоп с 40-кратным увеличением и боковая подсветка красным лазерным диодом.

В ходе промысловых экспериментов подача РДЭГ на УКПГ-9 снижалась с 2,2 до 1,0 м³/ч при расходе газа 282 тыс. м³/ч, что привело к повышению содержания паров метанола в товарном газе на 20% и увеличению температуры точки росы на 2,7 °С. На УКПГ-7 была снижена подача РДЭГ в абсорбер с 5,5 до 2,75 м³/ч при расходе газа 152 тыс. м³/ч, что привело к повышению содержания паров метанола в товарном газе на 66% и увеличению ТТР на 1,7 °С.

Сводка результатов промысловых экспериментов приведена в табл. 1.

Таким образом, как показали промысловые эксперименты, увеличение удельного расхода абсорбента позволяет существенно снизить содержание метанола в товарном газе, при этом ТТР газа также снижается.

Были разработаны расчетно-технологические модели работы систем сепарации, осушки газа и регенерации ДЭГ применительно к УКПГ-7 и УКПГ-9, учитывающие содержание метанола в обрабатываемом газе и в циркулирующем гликоле. Эти модели адаптировались с использованием полученных промысловых данных (см. табл. 1). При моде-

лировании использовалось уравнение состояния Соаве–Редлиха–Квонга в модификации SimSci, достаточно корректно описывающее фазовые равновесия «природный газ – гликоль – метанол – вода» [8]. Основным параметром, по которому проводилась адаптация моделей, является полученная при исследованиях ТТР по воде. При этом были определены значения теоретических ступеней контакта, описывающих массообменную секцию МФА: для УКПГ-9 число теоретических ступеней контакта составило 1,5, а для УКПГ-7 – 2,0. Адаптированные технологические модели позволяют проводить оптимизацию параметров работы рассматриваемых УКПГ.

Проведенная с применением этих моделей расчетная оценка показала, что в настоящий момент на УКПГ-1...7 регенерированным гликолем извлекается из осушаемого газа 60–70% от общего количества паров метанола в сыром газе, а на УКПГ-9 – 40–50%. Отметим, что унос паров метанола с товарным газом составляет большую часть от его общих безвозвратных потерь по газовому промыслу.

Далее были проведены расчетные исследования изменения количества извлекаемого метанола при различных расходах регенерированного ДЭГ. При этом принимались фактические параметры технологического режима, зафиксированные в ходе промысловых исследований (см. табл. 1). Результаты расчетов проведены на рис. 1.

На УКПГ-9 находится в работе восемь технологических ниток подготовки газа и один насос подачи РДЭГ. При повышении расхода РДЭГ в абсорбер с 2,2 до 5,5 м³/ч в результате включения одного дополнительного насоса извлечение метанола увеличивается на 50,7 г/1000 м³. На УКПГ-7 находится в работе три технологические нитки подготовки газа и один насос подачи РДЭГ. При повышении расхода РДЭГ в абсорбер с 3,3 до 6,6 м³/ч в результате включения одного дополнительного насоса извлечение метанола увеличивается на 80,3 г/1000 м³.

Также была проанализирована дальнейшая возможность повышения расхода РДЭГ посредством включения третьего насоса подачи гликола. Анализ показал, что в этом случае дополнительный положительный эффект от снижения потерь метанола с осушаемым газом уже элиминируется увеличением потребления электроэнергии. Таким образом, экономическая оценка показала, что для снижения потерь метанола с осушенным газом целесообразно включать в работу два насоса подачи РДЭГ.

Метанол, поглощенный из газа гликолем, выводится вместе с водой в составе рефлюкса колонны регенерации ДЭГ. Этот ВМР подается на установку регенерации метанола. Зависимость концентрации метанола в рефлюксе и его количества от расхода РДЭГ в абсорбер представлена на рис. 2.

Расчетные величины ТТР_в, определенные по разработанным технологическим моделям УКПГ-9 и УКПГ-7 при соответствующих рис. 1 технологических параметрах, представлены на рис. 3.

На рис. 3 видно, как увеличение удельного расхода РДЭГ приводит к снижению ТТР_в. В целях обеспечения требований СТО Газ-

Таблица 1

Параметры работы абсорбера УКПГ-7 и УКПГ-9 в ходе промысловых испытаний

Параметр	Ед. изм.	УКПГ-9		УКПГ-7	
		02.2019	02.2019	03.2019	03.2019
Концентрация метанола во входном сепараторе	% масс.	13,6	13,6	11,0	13,0
Расход газа по абсорберу	тыс. м ³ /ч	282	282	152	154
Давление в абсорбере	МПа	4,4	4,4	3,2	3,2
Температура в абсорбере	°С	3,0	2,5	14,5	14,1
Расход РДЭГ в абсорбер	м ³ /ч	2,2	1,0	5,5	2,75
Подача РДЭГ в абсорбер	кг/тыс. м ³	9,7	4,4	40,5	20,0
Температура РДЭГ	°С	16	16	22,6	23
Концентрация РДЭГ*	% масс.	98,05	97,93	98,89	98,83
Концентрация НДЭГ*	% масс.	95,22	93,6	96,94	95,86
Концентрация метанола в РДЭГ	% масс.	0,43	0,49	0,07	0,15
Концентрация метанола в НДЭГ	% масс.	1,89	2,52	0,97	1,5
Капельный унос ДЭГ из абсорбера	мг/м ³	2,2	1,3	1,1	0,5
ТТР осушенного газа	°С	-27,2	-24,5	-24,8	-23,1
Количество метанола в осушенном газе	г/м ³	0,154	0,185	0,135	0,225

* Указанные значения концентрации ДЭГ включают суммарно ДЭГ и метанол.



Рис. 1

Зависимость содержания метанола в товарном газе от расхода РДЭГ (расчетные кривые: 1 – УКПГ-7; 2 – УКПГ-9; фактические значения: 3 – УКПГ-7; 4 – УКПГ-9)

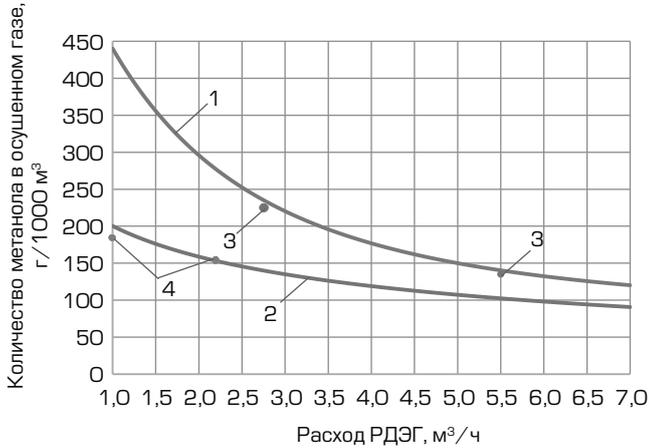
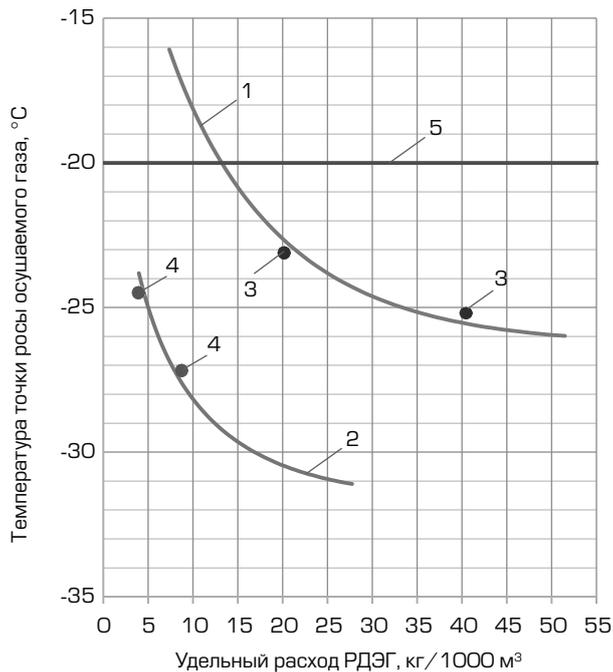


Рис. 3

Зависимость ТТР товарного газа от удельного расхода РДЭГ (расчетные значения: 1 – УКПГ-7; 2 – УКПГ-9; фактические значения: 3 – УКПГ-7; 4 – УКПГ-9; 5 – требование СТО Газпром 089-2010)



пром 089-2010 по ТТР_в для зимнего периода при заданных технологических параметрах по УКПГ-9 достаточно подавать 1 м³/ч РДЭГ в абсорбер, то есть минимальное паспортное значение расхода. При этом обеспечивается запас в 3,8 °С по ТТР_в. Тогда как по УКПГ-7 достаточно подавать 1,8 м³/ч РДЭГ.

Следует еще отметить, что увеличение концентрации РДЭГ, подаваемого в абсорбер УКПГ с высоким устьевым давлением скважин, также приводит к дополнительному извлечению метанола из осушаемого газа. Это может быть реализовано посредством увеличения температуры нагреваемого ДЭГ на выходе печи подогрева ДЭГ (рис. 4). Оптимизация режима осушки газа на УКПГ с низким устьевым давлением скважин возможна только по расходу РДЭГ

Рис. 2

Зависимость концентрации метанола в рефлюксе и его расхода от расхода РДЭГ (расчетные концентрации метанола: 1 – УКПГ-7; 2 – УКПГ-9; расчетные значения расхода рефлюкса: 3 – УКПГ-9; 4 – УКПГ-7)

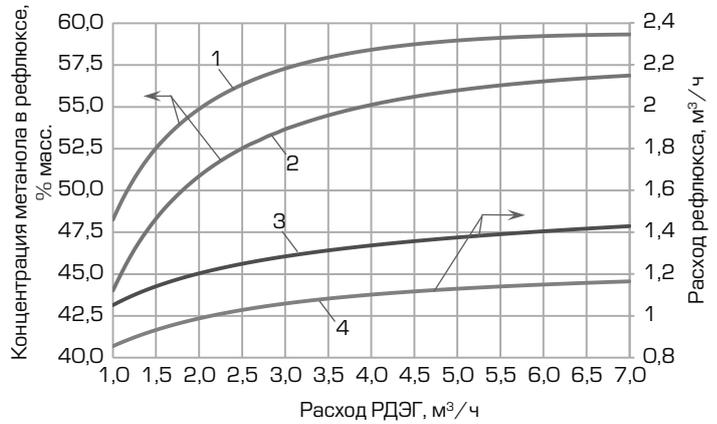
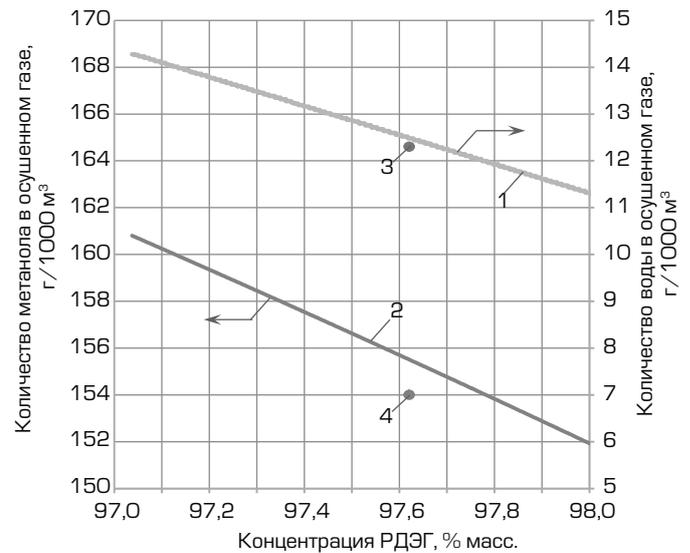


Рис. 4

Зависимость содержания метанола и воды в товарном газе от концентрации РДЭГ (вода: 1 – расчет; 3 – факт; метанол: 2 – расчет; 4 – факт)



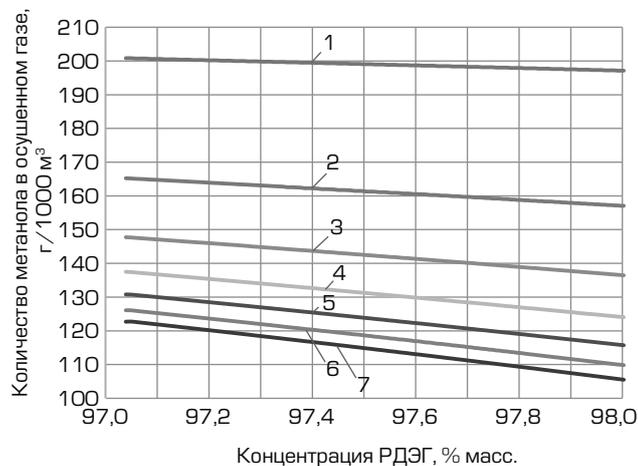
в абсорбер, так как подогрев ДЭГ в печи происходит при максимально допустимой температуре.

Представленные на рис. 4 зависимости показывают, что при увеличении концентрации РДЭГ увеличивается извлечение из осушаемого газа как воды, так и метанола. Так, при увеличении концентрации РДЭГ с 97,6 до 98,3% масс. (такое повышение концентрации достигается путем увеличения температуры на выходе с печи регенерации УКПГ-9 с 155 до 164 °С) дополнительно извлекается примерно 5 г/1000 м³ метанола. Тогда как при одновременном увеличении и расхода и концентрации РДЭГ количество извлекаемого метанола дополнительно возрастает. Так, при расходе 1 м³/ч извлекается метанола 2 г/1000 м³, а при расходе 5 м³/ч – уже 8,7 г/1000 м³ (рис. 5). Это го-



Рис. 5

Зависимость количества метанола в осушаемом газе с учетом концентрации РДЭГ при разных расходах РДЭГ в абсорбер (1 – 1 м³/ч; 2 – 2 м³/ч; 3 – 3 м³/ч; 4 – 4 м³/ч; 5 – 5 м³/ч; 6 – 6 м³/ч; 7 – 7 м³/ч)



ворит о возможности большего извлечения паров метанола при увеличении кратности циркуляции РДЭГ. При этом содержание метанола, который остается в ДЭГ после его регенерации, варьируется в пределах 0,31–0,94% масс. Остаточное содержание метанола в РДЭГ возрастает при увеличении расхода РДЭГ, подаваемого в абсорбер, и снижается при увеличении температуры ДЭГ после печи регенерации.

Таким образом, в работе проанализированы текущие параметры технологического режима подготовки газа сеноманской залежи Ямбургского НГКМ для УКПГ как с высокими, так и низкими устьевыми давлениями скважин. С учетом подаваемого в систему сбора газа метанола разработаны расчетно-технологические модели УКПГ-7 и УКПГ-9. Проведена адаптация моделей в соответствии с результатами анализов проб газа, ВМР и ДЭГ, отобранных в рамках промысловых исследований. В ходе технологического моделирования показана целесообразность дополнительного извлечения метанола из осушаемого газа за счет увеличения расхода и концентрации РДЭГ, подаваемого в абсорбер. Такое изменение технологического режима позволяет увеличить степень извлечения паров метанола из осушаемого газа с 72,8 до 83,5% по УКПГ-1...7 и с 49,7 до 65,2% по УКПГ-9.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Кудияров Г.С., Истомин В.А., Ротов А.А. Особенности работы систем сбора газа сеноманской залежи Ямбургского месторождения на завершающей стадии разработки // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, 2017. № 5. С. 5–13.
- Кудияров Г.С., Истомин В.А., Егорычев А.В. и др. Особенности функционирования систем внутрипромыслового сбора газа на поздней стадии разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения / Mat. Рос. нефтегаз. техни. конф. SPE. М., 16–18.10.2017 (публ. в базе данных SCOPUS). SPE-187736-RU
- Ротов А.А., Истомин В.А., Чельцова Т.В., Митницкий Р.А. Технология удаления жидкости из трубопроводов газосборных сетей за счет кратковременного увеличения отборов газа // Газовая промышленность. 2019. № 1. С. 86–92.
- Ефимов В.В., Халиулин Д.В. Разработка мероприятий раннего обнаружения и предупреждения накопления в промысловой газосборной сети на завершающей стадии эксплуатации северных месторождений больших объемов жидкости в виде высокопористых льдистых отложений. «Пробковое введение» метанола в газожидкостной поток // Нефть. Газ. Новации. 2014. № 5. С. 19–28.
- Сергеева Д.В., Кудияров Г.С. Отложения газовых гидратов или льда в промысловых трубопроводах системы сбора газа сеноманской залежи Ямбургского месторождения // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2018. № 5–6. С. 33–42.
- 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.
- Кудияров Г.С., Истомин В.А., Прокопов А.В., Иканин С.А. Особенности функционирования систем промысловой подготовки газа на поздней стадии разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения // Mat. Рос. нефтегаз. техни. конф. SPE. М., 15–17.10.2018 (публ. в базе данных SCOPUS). SPE-191535-RU
- Истомин В.А., Елистратов М.В., Елистратов А.В. Применение гликолей для абсорбционной осушки газов. Физико-химические аспекты. М.: ИРЦ Газпром, 2004. 167 с.
- Салихов З.С., Шиняев С.Д., Ершов А.А., Зязов Р.Н. Итоги сравнительных испытаний при модернизации абсорбентов осушки газа регулярными насадками на газовых промыслах ЯНГКМ // Наука и техника в газовой промышленности. 2009. № 2. С. 11–16.
- Минигулов Р.М., Лебенкова И.В., Баскаков А.П. и др. Предупреждение гидратообразования в системах сбора и промысловой подготовки газа Заполярного месторождения // Газовая промышленность. 2006. Газовые гидраты: спецвып. С. 62–64.

REFERENCES

- Kudiyarov G.S., Istomin V.A., Rotov A.A. Features of the operation of gas collection systems of the Cenomanian deposits of the Yamburg field at the final stage of development. *Transport i khraneniye nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya*, 2017, no. 5, pp. 5–13 (In Russian).
- Kudiyarov G.S., Istomin V.A., Yegor'ichev A.V. Osobennosti funktsionirovaniya sistem vnutripromyslovyego sbora gaza na pozdney stadii razrabotki senuoman'skoy zalezhi Yamburgskogo mestorozhdeniya [Features of the operation of infield gas gathering systems at the late stage of development of the Cenomanian reservoir of the Yamburg field]. *Trudy Rossiyskoy neftegazovoy tekhnicheskoy konferentsii SPE* [Proc. of the SPE Russian Oil and Gas Technical Conference], Moscow, 2017.
- Rotov A.A., Istomin V.A., Chel'tsova T.V., Mitnitskiy R.A. Technology for removing liquid from pipelines of gas gathering networks due to a short-term increase in gas extraction. *Gazovaya promyshlennost'*, 2019, no. 1, pp. 86–92 (In Russian).
- Yefimov V.V., Khaliulin D.V. Development of measures for early detection and prevention of accumulation in the field gas gathering network at the final stage of exploitation of northern fields of large volumes of liquid in the form of highly porous ice deposits. "Cork injection" of methanol into a gas-liquid stream. *NEFT. GAZ. NOVATSI*, 2014, no. 5, pp. 19–28 (In Russian).
- Sergeyeva D.V., Kudiyarov G.S. Deposits of gas hydrates or ice in field pipelines of gas gathering systems of the Cenomanian deposits of the Yamburg field. *Transport i khraneniye nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya*, 2018, no. 5–6, pp. 33–42 (In Russian).
- Istomin V.A., Kvon V.G., Troynikova A.A., Nefedov P.A. Features of prevention of ice and hydrate formation in gas gathering systems at the late stage of operation of Cenomanian deposits in Western Siberia. *Transport i khraneniye nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya*, 2016, no. 2, pp. 25–30 (In Russian).
- Kudiyarov G.S., Istomin V.A., Prokopov A.V., Ikanin S.A. Osobennosti funktsionirovaniya sistem promyslovyego podgotovki gaza na pozdney stadii razrabotki senuoman'skoy zalezhi Yamburgskogo mestorozhdeniya [Features of the operation of field gas treatment systems at the late stage of development of the Cenomanian reservoir of the Yamburg field]. *Trudy Rossiyskoy neftegazovoy tekhnicheskoy konferentsii SPE* [Proc. of the SPE Russian Oil and Gas Technical Conference], Moscow, 2018.
- Istomin V.A., Yelistratov M.V., Yelistratov A.V. *Primeneniye glikoлей dlya absorbtionnoy osushki gazov. Fiziko-khimicheskiye aspekty* [The use of glycols for gas absorption drying. Physical and chemical aspects]. Moscow, IRTS Gazprom Publ., 2004. 167 p.
- Salikhov Z.S., Shinyayev S.D., Yerшов A.A., Ziazov R.N. Results of comparative tests during the modernization of gas dehydration absorbers with regular packings at the YANGKM gas fields. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*, 2009, no. 2, pp. 11–16 (In Russian).
- Minigulov R.M., Lebenkova I.V., Baskakov A.P., Istomin V.A., Kvon V.G. Prevention of hydrate formation in gas collection and field treatment systems of the Zapolyarnoye field. *Gazovaya promyshlennost'*, 2006, spec. iss. «Gazovyye gidraty», pp. 62–64 (In Russian).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Кудияров Герман Сергеевич, ведущий инженер, ООО «Газпром добыча Ямбург».

Истомин Владимир Александрович, д.х.н., проф., г.н.с., ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Сколковский институт науки и технологий (Сколтех).

Прокопов Андрей Васильевич, к.т.н., с.н.с., ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Зязов Руслан Наилевич, нач. лаборатории, ООО «Газпром добыча Ямбург».

Куркин Евгений Владимирович, ведущий инженер, ООО «Газпром добыча Ямбург».

German S. Kudiyarov, Lead Engineer, Gazprom Dobycha Yamburg LLC.

Vladimir A. Istomin, Dr. Sci. (Chem.), Prof., Principal Scientist, Gazprom VNIIGAZ LLC, Skolkovo Institute of Science and Technology (Skoltech).

Andrey V. Prokopov, Cand. Sci. (Tech.), Senior Researcher, Gazprom VNIIGAZ LLC.

Ruslan N. Ziazov, Head of the Laboratory, Gazprom Dobycha Yamburg LLC.

Evgeniy V. Kurkin, Lead Engineer, Gazprom Dobycha Yamburg LLC.