К ВОПРОСУ ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ

TO THE QUESTION OF LOW-TEMPERATURE SEPARATION TECHNOLOGY EFFICIENCY

Н. Р. Яркеева
Natalya R. Yarkeeva

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

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

И. А. Ишбулатов
Ilyas A. Ishbulatov

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

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

На сегодняшний день природный газ широко применяется в химической и топливно-энергетической промышленности. Он используется в качестве недорогого топлива высокой эффективности.

Для транспортировки газа потребителям в основном применяют трубопроводный транспорт, который имеет высокую производительность и экономичность. Однако в процессе транспортировки возникают различные осложнения. К ним относятся: коррозия трубопровода и оборудования, образование и выпадение в газопроводе углеводородной жидкости, водяного конденсата и газовых гидратов. Для того чтобы избежать этих проблем, необходимо проводить промышленную подготовку добываемого сырья.

Особенностью месторождений газа и газоконденсата являются высокие внутрипластовые давления на ранних стадиях разработки. В процессе добычи газ выходит из скважины со значительным давлением, порядка 10-15 МПа и выше. Имея данную особенность, целесообразным является подготовка газа методом низкотемпературной сепарации. При помощи дросселирования потока можно получить практически бесплатный холод за счет энергии, заключенной в самих газовых потоках высокого давления. Данный метод имеет широкое распространение и требует минимум капитальных вложений. Простота эксплуатации и обслуживания применяемого оборудования является при этом положительным фактором.

В данной статье рассматривается схема подготовки газа и газового конденсата, внедренная и применяемая в настоящий момент на газоконденсатном промысле Уренгойского месторождения, а именно метод трехступенчатой низкотемпературной сепарации. Для этой технологической цепочки рассмотрены основные стадии подготовки сырья и описаны конструкции применяемого оборудования. Чтобы оценить эффективность используемого метода и качество подготавливаемой продукции, приведены результаты отбора проб газа и газоконденсата с последующим сопоставлением необходимых критериев (характеристика и состав товарного газа и нестабильного газоконденсата, температура точки росы, капельный унос тяжелых углеводородов) с допустимыми значениями. Эти данные показывают, что при применении технологии низкотемпературной сепарации можно добиться требуемых стандартов качества подготавливаемой продукции, но благодаря использованию энергии газовых потоков процесс очистки сырья происходит при значительно меньших затратах.

Ключевые слова

низкотемпературная сепарация,
сепаратор, газовый конденсат,
газ, эжектор, установка
комплексной подготовки газа
и газоконденсата, капельный унос,
температура точки росы

Currently, natural gas is widely used in the energy and chemical industries. It is as an inexpensive high efficiency fuel.

For gas transportation pipeline transport is mainly used, which has high productivity and efficiency. However, in the process of transportation there are various complications. They are: corrosion of the pipeline and equipment, formation and deposition of hydrocarbon liquid, water condensate and gas hydrates. In order to avoid these problems, it is necessary to carry out field treatment of the extracted raw materials.

Gas and gas condensate fields are specified by high pressures within the reservoir at early stages of development. In the process of extraction, gas leaves the well with a significant pressure, of 10-15 MPa and higher. With this feature, it is advisable to treat the gas by low-temperature separation method. By throttling the flow, it is possible to obtain cold practically free due to the energy contained in the high-pressure gas streams themselves. This method is widely used and it requires a minimum of capital investment. Simple service and maintenance of the equipment is also a positive factor.

This article considers one of the possible options for gas and gas condensate treatment plans, namely the three-stage low-temperature separation used in the gas condensate field of the Urengoy field. For this technological chain, the main stages of raw materials treatment are considered and the designs of the equipment used are described. In order to evaluate the efficiency of the method and the quality of the products being treated, the results of the gas sample and gas condensate tests are presented, followed by a comparison of the required criteria (characteristic and composition of commercial gas and unstable gas condensate, dew-point temperature, heavy hydrocarbon droplet entrainment) with acceptable values. These data show that with the use of low-temperature separation technology, it is possible to achieve the required quality standards of the products being treated, but thanks to the use of energy from gas streams, the process of purification of petroleum raw materials occurs at a much lower cost.

Сегодня природный газ и газовый конденсат, направляемые промышленным и бытовым потребителям, должны соответствовать стандартам или техническим условиям их транспортировки, хранения, поставки и использования. Для этого осуществляется их промышленная подготовка, которая предусматривает проведение процессов низкотемпературной сепарации (НТС) и стабилизации конденсата.

Низкотемпературная сепарация — процесс, который наиболее действенно выделяет и отделяет из добываемого газа и газоконденсата все высококипящие компоненты. Также сепарация газа при отрицательной температуре хорошо способствует его дегидратации, поскольку при сравнительно низких температурах пары воды, находящиеся в газе, конденсируются в капельную жидкость, превращаясь в кристаллогидраты, которые, как и жидкие углеводороды, в сепараторах отделяются от газа. Данный процесс происходит при температурах от 0 до минус 30 °С [1, 2]. Этот метод подготовки природного газа применяется на газоконденсатном промысле ачимовских отложений Уренгойского месторождения. Он позволяет проводить подготовку газа и извлекать из него тяжелые углеводороды. В связи с

Key words

low-temperature separation, separator, gas condensate, gas, ejector, gas and gas condensate treatment unit, drop drip, dew-point temperature

большим количеством жидкости, выносимой из пласта, применяют три ступени сепарации. Также для получения экономической эффективности в данной технологической цепочке внедрена технология рециркуляции метанола. Она позволяет добиться экономии дорогостоящего реагента (метанола), а также утилизировать водометанольный раствор (ВМР) непосредственно в технологии НТС без строительства установки регенерации ингибитора гидратообразования.

Схема подготовки природного газа и газоконденсата представлена на рисунке 1. Газ из скважины по шлейфу поступает в блок входного сепаратора С1, где происходит отделение капельной влаги, механических примесей, улавливание жидкостных пробок (в случае залпового выброса) от газа [3].

Сепаратор — это вертикальный цилиндрический аппарат со сборником жидкости, снабжен узлом входа, секцией с минициклонами, тарелкой с центробежными элементами на выходе газа (рисунок 2). Аппарат снабжен внутренним трубчатым подогревателем, установленным в сборнике жидкости кубовой части. Указатель уровня, камера сигнализатора уровня снабжены электроподогревом.

Рисунок 1. Схема трехступенчатой низкотемпературной сепарации

Рисунок 2. Первичный сепаратор C1

Отсепарированный газ из блока C1 направляется в блок десорбера метанола K1, который предназначен для «отдувки» метанола из ВМР, выделившегося в низкотемпературном сепараторе, до раствора более низкой концентрации.

Десорбер снабжен узлом входа, совмещенным с защитным листом, центробежными массообменными элементами, тарелкой с центробежными элементами и патронами, фильтрующими на выходе (рисунок 3).

Рисунок 3. Колонна-десорбер метанола К1

Затем газ поступает на аппарат воздушного охлаждения и в рекуперативный теплообменник ТЗ (типа «газ — жидкость»), где охлаждается холодным углеводородным конденсатом, выходящим из разделителя второй ступени. Затем газ проходит последовательно два рекуперативных теплообменника («газ-газ») — Т0 и Т1, где охлаждается осушенным газом из С3, и попадает в промежуточный сепаратор С2.

Блок промежуточного сепаратора С2 очищает газ от капельной жидкости, сконденсировавшейся в теплообменных аппаратах, и возможных механических примесей. Сепаратор представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат, снабженный узлом входа и тарелкой с центробежными элементами (рисунок 4).

Отсепарированный газ из блока С2 доохлаждается в рекуперативном теплообменнике Т2 («газ-газ»), поступает в блок эжекторов в качестве активного потока, который служит для утилизации низконапорных газов дегазации углеводородного конденсата и снижения давления сырого газа. При этом за счет перепада давления и сужения сечения в сопле достигаются высокие скорости с критическими

параметрами и обеспечивается локальное снижение давления по эффекту Бернулли [4].

Пассивный поток подается от блоков выветривателя В1 и буферных емкостей. В эжекторе пассивный низконапорный газ вовлекается в зону пониженного давления, создаваемого активным газом (рисунок 5).

В камере смешения происходит смешение активного и пассивного потоков газа, и далее в расширяющемся диффузоре эжектора происходит торможение потока смеси газов, расширение сечения потока и соответствующее повышение давления, в результате чего на выходе из эжектора давление общего потока газа составляет от 6,2 до 4,9 МПа, а температура общего потока за счет дросселирования снижается до величины не выше минус 25 °С (таблица 1).

От блока эжекторов газ поступает на вход блока низкотемпературного сепаратора, где происходят очистка газа от капельной жидкости и разделение выделившейся жидкости на углеводородный конденсат и насыщенный раствор метанола. Блок включает вертикальный сепаратор С3 с центробежными и сепарационными элементами и горизонтальный разделитель Р2 с полочными элементами

Рисунок 4. Промежуточный сепаратор С2

1 — приемная камера; 2 — сопло; 3 — камера смешения;
4 — сужающаяся часть канала; 5 — диффузор

Рисунок 5. Принципиальная схема эжектора

Таблица 1. Допускаемые пределы технологических параметров эжектора

Параметр	Допускаемые пределы технологических параметров эжектора	
	min	max
Пассивный поток		
Давление, МПа	2,0	2,62
Температура, °C	14	21
Активный поток		
Давление, МПа	9,40	12,01
Температура, °C	минус 11	минус 7
Общий поток		
Давление, МПа	4,9	6,2
Температура, °C	минус 30	минус 25

и отсеками для сбора разделенных компонентов (рисунок 6). Объединение в одном блоке низкотемпературного сепаратора и высокоэффективного разделителя жидкой смеси «конденсат — ВМР» привело к положительному экономическому эффекту за счет сокращения объемов строительно-монтажных работ [5].

В P2 продукция, поступающая из C3, разделяется на «легкий» газовый конденсат и насыщенный метанол (содержание метанола составляет до 60 %).

ВМР из C3 отправляется на рециркуляцию, а углеводородный конденсат, охладив поток сырого газа в рекуперативном теплообменнике T3, вместе с конденсатом из разделителя первой ступени P1 поступает в выветриватель. Конденсат из выветривателя окончательно дегазируется в буферной емкости, нестабильный конденсат из которой направляется на узел учета. Газы с выветривателя и буферной емкости подаются в качестве низконапорных на эжектор, а затем в низкотемпературный сепаратор. Осушенный газ из C3 охлаждает сырой газ в теплообменниках T0 — T2 и покидает установку.

Углеводородный конденсат из сепаратора первой ступени C1, десорбера K1 и промежуточного сепаратора C2 поступает в трехфазный разделитель P1, разделяющий жидкость на газовый конденсат и метанольную воду с выделением газа выветривания. Поскольку газ выветривания из разделителя P1 подается в низкотемпературный сепаратор, давление в разделителе P1 не может быть ниже давления в C3.

Разделитель представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат с одним входом газожидкостной смеси, разделенным на два потока, каждый из которых вводится через собственный фланцевый патрубок, предусмотренный конструкцией блока P1, двумя полочными насадками со сборниками легкой и тяжелой фазы, сетчатым отбойником, встроенным в штуцер выхода газа, и внутренним теплообменным устройством — подогревателем [5]. На разделителе установлен блок предохранительных клапанов с переключающими устройствами, предназначенными для защиты аппарата от превышения давления газа (рисунок 7).

Рисунок 6. Блок низкотемпературного сепаратора C3 с разделителем P2

Разделитель P1

Назначение аппарата: для разделения жидкости на конденсат и метанольную воду с выделением газа вентилирования

Рисунок 7. Трехфазный разделитель жидкости P1

От P1 газовый конденсат подается в блок вентиливателя В1, куда также поступает конденсат из разделителя жидкости P2, предварительно пройдя теплообменник «жидкость-газ» ТЗ. Вентиливатель необходим для отделения от конденсата газа, выделившегося при снижении давления. После данного процесса конденсат покидает технологическую цепочку и направляется для дальнейшего использования, а газ, в свою очередь, направляется на блок эжекторов в качестве пассивного потока.

Подготовленные таким образом газ и газовый конденсат по магистральным трубопроводам направляются для дальнейшей переработки и использования [3].

При подготовке углеводородов на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) необходимо проводить постоянный контрольготавливаемой продукции и определять эффективность работы основного технологического оборудования.

Качество продукции, изготавливаемой на промыслах Уренгойского НГКМ ООО «Газпром добыча Уренгой», где применяется трехступенчатая низкотемпературная сепарация, регламентируется требованиями СТО Газпром 089-2010. На выходе из УКПГ полу-

чают товарный газ и нестабильный конденсат (таблицы 2, 3). По данным отбора проб можно оценивать эффективность работы основного технологического оборудования.

По данным измерений за 2013–2017 гг. характеристики изготавливаемой продукции полностью соответствуют стандартам организации. Это свидетельствует о том, что применяемая система подготовки сырья справляется с поставленными задачами.

Товарный газ по компонентно-фракционному составу характеризуется резким преобладанием метана (более 75 %), сравнительно невысоким содержанием этана и малым количеством тяжелых углеводородов. Содержание азота в подготовленном газе не превышает 1 %. Эти параметры обеспечивают высокую теплотворную способность и энергетическую ценность.

В нестабильном газовом конденсате преобладающими компонентами являются тяжелые углеводороды C5 и выше (более 81 %). Благодаря этому в процессе дальнейшей переработки из газоконденсата можно извлечь большое количество легких бензиновых фракций, авиакеросин, дизтопливо [3].

Таблица 2. Характеристики и компонентно-фракционный состав товарного газа

Расчетный год	2013	2014	2015	2016	2017
Характеристики товарного газа					
Молекулярная масса	18,49	18,49	18,49	18,49	18,48
Плотность, кг/м ³	0,7472	0,7474	0,7473	0,7472	0,7472
Точка росы по УВ при давлении 52 кгс/см ² , °C	–25,1	–25,0	–25,0	–25,0	–25,0
Калорийность, ккал/м ³	8881	8883	8881	8881	8880
Содержание C5+, % масс.	0,352	0,642	0,640	0,637	0,635
Потенциал C5+, г/м ³	4,87	4,94	4,93	4,90	4,88
Компонентно-фракционные составы, % масс.					
Азот	0,1669	0,1669	0,1670	0,1671	0,1672
Углекислота	2,2803	2,2802	2,2797	2,2790	2,2786
Метан	75,8559	75,8204	75,8416	75,8614	75,8756
Этан	13,7974	13,8432	13,8428	13,8021	13,7716
Пропан	5,6641	5,6524	5,6402	5,6537	5,6642
Изо-бутан	1,0022	1,0081	1,0063	1,0045	1,0033
Н-бутан	0,6000	0,5867	0,5822	0,5951	0,6048
Тяжелые фракции	0,1356	0,1371	0,1364	0,1357	0,1352

Таблица 3. Характеристики и компонентно-фракционный состав нестабильного конденсата

Характеристики нестабильного конденсата					
Молекулярная масса	95,1	94,3	93,2	91,9	90,9
Станд. плотность, кг/ м ³	690,8	689,2	686,9	683,9	681,8
Упругость паров при температуре минус 2 °C, кгс/см ²	12,98	12,98	13,13	13,27	13,38
Стандартная вязкость, мм ² /с	0,74	0,72	0,70	0,68	0,66
Температура застывания, °C	–10	–12	–13	–15	–17
Температура помутнения, °C	8	6	3	1	–1
Компонентно-фракционные составы, % масс.					
Азот	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002
Углекислота	0,1496	0,1484	0,1514	0,155	0,1575
Метан	0,9255	0,93	0,9492	0,9722	0,9887
Этан	3,2897	3,3253	3,3929	3,4639	3,5143
Пропан	6,939	6,9975	7,1245	7,3125	7,4491
Изо-бутан	2,9162	2,9599	3,0146	3,0814	3,1291
Н-бутан	2,7618	2,7179	2,752	2,8801	2,9767
C5+	83,0182	82,921	82,6154	82,1349	81,7841

При сепарации газа важным параметром является средняя температура точки росы (ТТР). Она определяет температуру на установках НТС, обеспечивающую транспортировку газа по трубопроводу в однофазном состоянии, а, в ряде случаев, также обеспечивающую увеличение степени конденсации пропана и бутанов.

По результатам промысловых данных ТТР осушенного газа по воде, замеренная на пункте измерения расхода газа (ПИРГ), составляет минус 19,4 °C (приведенная к 3,92 МПа составила минус 21,4 °C); ТТР по углеводородам составляет минус 25,0 °C. Замеры были осуществлены переносным анализатором «Hygrovision-BLmini» производства НПФ «Вымпел», и все они удовлетворяют требованиям СТО Газпром 089-2010 в зимний период работы ГКП [6].

Для более детального анализа работы технологического оборудования необходимо рассмотреть исследования, включающие в себя:

- регистрацию и замеры существующих технологических параметров;
- отбор проб газовой фазы после каждой ступени сепарации с целью определения уносов C5+В в паровой фазе;
- замеры капельного уноса C5+В с газом сепарации после НТС.

К основным технологическим параметрам, оказывающим наибольшее влияние на работу НТС, относятся температура и давление на третьей ступени сепарации. Температура определяется исходя из ТТР, давление же регулируется в зависимости от необходимого перепада давлений, позволяющего достигать низких температур сепарации [7].

Для рассматриваемого промысла фактическая загрузка НТС С3 составляет 3,84–3,96 млн м³/сут по газу сепарации, а выходное давление соответствует 5,1–5,3 МПа. На графике (рисунок 8) приведена зависимость производительности от давления и указана рабочая точка.

По графику видно, что режим работы аппарата находится в области эффективной работы, что обеспечивает минимальные общие потери «тяжелых» углеводородов С5+.

Общие потери конденсата складываются из потерь конденсата в капельном виде и потерь в паровой фазе. Пластовая смесь, поступающая на УКПГ, изменяется во времени с естественным изменением потенциала «тяжелых» углеводородов, а также колеблется в зависимости от соотношения отборов пласто-

вой смеси по объектам эксплуатации, режимов работы скважин и системы сбора.

Потери «тяжелых» углеводородов с газами сепарации зависят от термобародинамического режима работы и конструкции низкотемпературного сепаратора и меньше всего зависят от состава пластовой смеси. Количество и состав нестабильного конденсата и содержание в нем С5+ зависят, прежде всего, от состава пластовой смеси, поступающей на УКПГ, и также от термобародинамического режима работы низкотемпературного сепаратора. Таким образом, обеспечивая оптимальный режим работы низкотемпературного сепаратора, осуществляя максимальное извлечение жидких углеводородов из пластовой смеси.

Рисунок 8. Зависимость производительности низкотемпературного сепаратора от давления

Результаты замеров капельного уноса тяжелых углеводородов С5+ для рассматриваемого промысла приведены в таблицах 4 и 5. Данный параметр является основным в оценке эффективности технологического оборудования. Уменьшение капельного уноса УВ позволяет извлекать дополнительно десятки тысяч тонн газового конденсата в год, при этом возрастает рентабельность разработки газоконденсатного месторождения.

Оценка эффективности работы С1 по уносу капельной жидкости невозможна из-за отсутствия оборудованного места для отбора проб. Однако в процессе подготовки сырья

наибольший вклад в процесс сепарации вносит С3. Поэтому, настраивая последнюю ступень, можно добиться наибольшего положительного эффекта.

По результатам замеров капельный унос тяжелых углеводородов С5+ после низкотемпературного сепаратора С3 составляет менее 0,01 г/м³ (следы), что не превышает проектный показатель — 0,02 г/м³ для данного типа аппаратов. Средневзвешенные по расходу газа общие потери С5+ с газом сепарации после С3 и на ПИРГ составили 2,7 и 2,6 г/м³ соответственно, что ниже проектных значений (4,88 г/м³). Данные замеры проведены при

Таблица 4. Результаты уносов C5+ в паровой фазе после каждой ступени сепарации

Параметры	Давление, МПа	Температура, °С	Унос C5+ с газом сепарации, г/м³	Унос C5+ с газом сепарации по проекту, г/м³
Сепаратор первичный С1	11,88	30,9	н/д*	н/д*
Колонна–десорбер К1	11,86	26,6	35,4	н/д*
Сепаратор промежуточный С2	11,7	–1,8	32	н/д*
Сепаратор НТС С3	5,4	–31,3	2,7	4,88
ПИРГ	5,3	10,5	2,595	4,88

* — отсутствие оборудованного места для отбора проб

Таблица 5. Результаты капельного уноса тяжелых углеводородов C5+ после сепарационного оборудования

Параметры	Давление, МПа	Температура, °С	Расход газа, тыс. м³/ч	Унос конденсата в капельной фазе, г/м³	Унос конденсата в капельной фазе по проекту, г/м³
Сепаратор первичный С1	11,88	30,9	162	н/д*	0,05
Колонна–десорбер К1	11,86	26,6		0,58	0,005
Сепаратор промежуточный С2	11,7	–1,8		0,28	0,05
Сепаратор НТС С3	5,4	–31,3		следы	0,02

* — отбор проб газа для замера капельного уноса и определения содержания C5+В не представляется возможным в связи с отсутствием места отбора на выходе из С1

температуре минус 30 °С, что является оптимальным условием для извлечения нестабильного конденсата и газов сепарации.

В целом, процесс подготовки газа и газового конденсата методом НТС является высокоэффективным комплексным процессом, освобождающим газ от воды и «выбивающим» из него высококипящие компоненты. Универсальность и высокая эффективность в сочетании с практически бесплатным холодом, получаемым на промыслах в результате использования энергии, заключенной в самих газовых потоках высокого давления, делают этот процесс незаменимым почти на всех газодобывающих промыслах.

Выводы

1. На начальных этапах разработки месторождений газа и газоконденсата применение в качестве метода промысловой подготовки технологии НТС является целесообразным. Этому способствует использование энергии

газовых потоков высокого давления, что снижает затраты на получение холода. Следовательно, изучение и дальнейшее развитие данного метода подготовки газа является актуальным и перспективным направлением.

2. Рассматриваемая технологическая цепочка справляется с поставленными задачами. Это подтверждают состав и характеристики подготавливаемой продукции. Они соответствуют стандартам товарного газа и нестабильного конденсата СТО Газпром 089-2010.

3. Капельный унос тяжелых углеводородов C5+ и средневзвешенные по расходу газа общие потери C5+ с газом сепарации после С3 не превышают проектные показатели, что свидетельствует об эффективности применяемого оборудования, а также технологии подготовки газа и газового конденсата методом НТС.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кобилев Х.Х., Гойибаева Д.Ф., Назарова А.П. Низкотемпературная сепарация углеводородов из природного и нефтяного попутных газов // Электронный журнал «Молодой ученый». 2015. №7. С. 153-155. URL <https://moluch.ru/archive/87/14912/>.

2. Smith R., Farrokhpanah S. Low Temperature Separation Systems / Centre for Process Integration, School of Chemical Engineering and Analytical Science, University of Manchester. Manchester U.K., M60, 1QD.

3. Прокопов А.В., Кубанов А.Н., Истомин В.А., Снежко Д.Н., Чепурнов А.Н., Аюбян А.К. Специфика

промысловой подготовки газов ачимовских залежей // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. № 1 (33): Актуальные проблемы добычи газа. С. 226–234. ISSN 2306–8949.

4. Кусов Г.В., Савенков О.В. Модернизация низкотемпературных сепараторов на Уренгойском газоконденсатном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). 2016. № 2. С. 179–197.

5. Аязгулов И.В. Анализ эффективности работы низкотемпературного сепаратора на газоконденсатном промысле № 22 Уренгойского нефтегазоконденсатного

месторождения // Международный электронный научно-технический журнал «Теория. Практика. Инновации». 2016. № 9. С. 7–17.

6. Кубанов А.Н., Федулов Д.М., Сокерин А.В. и др. Новый методический подход к расчетному определению температуры точки росы газа сепарации по углеводородам Наука и техника в газовой промышленности. 2017. № 2. С. 63–71.

7. Прокопов А.В., Истомин В.А., Федулов Д.М. Степень извлечения и остаточное содержание углеводородов C5+ в газе сепарации газоконденсатных месторождений // Нефтегазохимия. 2016. № 2. С. 64–70.

REFERENCES

1. Kobilov Kh.Kh., Goiibova D.F., Nazarova A.P. Nizkotemperaturnaya separatsiya uglevodorodov iz prirodnogo i nefryanogo poputnykh gazov [Low-Temperature Separation of Hydrocarbons from Natural and Petroleum Associated Gases]. *Elektronnyi zhurnal «Molodoi uchenyi» — Electronic Journal «Young Scientist»*, 2015, No. 7, pp. 153–155. URL <https://moluch.ru/archive/87/14912>. [in Russian].

2. Smith R., Farrokhpanah S. *Low Temperature Separation Systems*. Centre for Process Integration, School of Chemical Engineering and Analytical Science, University of Manchester. Manchester U.K., M60, 1QD.

3. Prokopov A.V., Kubanov A.N., Istomin V.A., Snezhko D.N., Chepurnov A.N., Akopyan A.K. Spetsifika promyslovoi podgotovki gazov achimovskikh zalezhei [Field Achim Deposits of Gas Treatment Peculiarities]. *Nauchno-tekhnicheskiiy sbornik «Vesti gazovoi nauki»* [Scientific-Technical Collection «News of Gas Science»]. Moscow, Gazprom VNIIGAZ, 2018, No. 1 (33): Aktual'nye

problemy dobychi gaza [Actual Problems of Gas Production]. pp. 226–234. ISSN 2306–8949. [in Russian].

4. Kusov G.V., Savenok O.V. Modernizatsiya nizkotemperaturnykh separatorov na Urengoiskom gazokondensatnom mestorozhdenii [Modernization of Low-Temperature Separator at Urengoy Gas and Condensate Field]. *Nauka. Tekhnika. Tekhnologii (politehnicheskii vestnik) — Science. Engineering. Technology (Polytechnic Bulletin)*, 2016, No. 2, pp. 179–197. [in Russian].

5. Ayazgulov I.V. Analiz effektivnosti raboty nizkotemperaturnogo separatora na gazokondensatnom promysle № 22 Urengoisogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya [Performance Analysis of Low Temperature Separator Gas Condensate Fishery № 22 of the Urengoy Gas Condensate Field]. *Mezhdunarodnyi elektronnyi nauchno-tekhnicheskii zhurnal «Teoriya. Praktika. Innovatsii» — International Electronic Scientific and Technical Journal «Theory. Practice. Innovations»*, 2016, No. 9, pp. 7–17. [in Russian].

6. Kubanov A.N., Fedulov D.M., Sokerin A.V. e.a. Novyi metodicheskii podkhod k raschetnomu opredeleniyu temperatury tochki rosy gaza separatsii po uglevodorodam [A New Methodical Approach to Calculation of the Separator Gas Triple Point Temperature by Hydrocarbons]. *Nauka i tekhnika v gazovoi promyshlennosti — Science and Technology in the Gas Industry*, 2017, No. 2, pp. 63–71. [in Russian].

7. Prokopov A.V., Istomin V.A., Fedulov D.M. Stepenn' izvlecheniya i ostatnochnoe sodержание uglevodorodov S5+ v gaze separatsii gazokondensatnykh mestorozhdenii [Extent of Extraction and the Residual Content of C5+ in Hydrocarbons in Produced Gas of Gas-Condensate Fields]. *Neftegazokhimiya — Oil & Gas Chemistry*, 2016, No. 2, pp. 64–70. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Яркева Наталья Расатовна, канд. техн. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Natalya R. Yarkeeva, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Oil and Gas & Oil Field Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: yarkeevan@yandex.ru

Ишбулатов Ильяс Азаматович, студент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Ilyas A. Ishbulatov, Student of Oil & Gas and Oil Field Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: ilya.ishbulatov.1997@mail.ru