

А. Ф. Ахметов (д.т.н., проф.), Д. З. Бурангулов (магистрант), А. Ж. Гумарова (асп.),
А. М. Мулюков (магистрант), И. А. Мустафин (к.т.н., доц.), И. С. Чучев (магистрант)

АНАЛИЗ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ОСТАТКОВ АСТРАХАНСКОГО И СУРГУТСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТОВ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ВАРИАНТЫ ИХ ПЕРЕРАБОТКИ

Уфимский государственный нефтяной технический университет,
кафедра технологии нефти и газа
450062, Космонавтов, 1, e-mail: IAmustafin@gmail.com

A. F. Akhmetov, D. Z. Burangulov, A. Zh. Gumarova, A. M. Mulyukov, I. A. Mustafin, I. S. Chuchev

ANALYSIS OF PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES OF RESIDUES OF ASTRAKHAN AND SURGUT GAS CONDENSATES AND PROMISING OPTIONS OF THEIR PROCESSING

Ufa State Petroleum Technological University
1, Kosmonavtov Str., 450062, Ufa, Russia, e-mail: IAmustafin@gmail.com

В результате исследований физико-химических свойств образцов Астраханского и Сургутского установлена целесообразность использования тяжелого остатка Астраханского газоконденсата в качестве сырья процесса гидрокрекинга, а тяжелого остатка Сургутского газоконденсата – в качестве сырья процесса каталитического крекинга. Оба указанных процесса обеспечивают техническую эффективность благодаря тому, что не требуется предварительного фракционного разделения сырья, и экономическую эффективность за счет удовлетворения растущей потребности в светлых нефтепродуктах.

Ключевые слова: анализ; газоконденсат; мазут; нефтегазопереработка; остаток; светлые; свойства; состав; топливо; тяжелый; физико-химические; фракции.

По данным Министерства Энергетики Российской Федерации (Минэнерго РФ) первичная переработка нефтяного сырья на отечественных нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) за 2017 год составила 279.5 млн т, что на 0.05% меньше, чем за предыдущий период. Если рассматривать сегментацию по отдельным видам нефтепродуктов, то прирост производства автобензина за период 2013–2017 гг. составил 1.44%, дизельного топлива за тот же

Дата поступления 15.02.19

The article presents a qualitative assessment of two samples of gas condensate: Astrakhan and Surgut. As a result of studies of the physicochemical properties of these samples, it was proposed to use the heavy residue of the Astrakhan gas condensate as the raw material of the hydrocracking process and for the heavy residue of the Surgut gas condensate as the raw material of the catalytic cracking process. Both of these processes provide technical efficiency due to the fact that preliminary fractional separation of raw materials is not required, and economic efficiency by meeting the growing demand for light oil products.

Key words: analysis; composition; fractions; fractional; fuel; fuel oil; gas condensate; heavy residue; light; oil and gas processing; physico-chemical; properties.

период – 6.84%. Для топочного мазута наблюдается сокращение производства на 33.03% за тот же период ¹. Такое изменение структуры производства нефтепродуктов свидетельствует об увеличении глубины переработки нефтяного сырья, однако, этот показатель эффективности находится на уровне 81.3%, в то время как в развитых государствах (например, в США, Японии и Китае) – 85–95 %, причем РФ имеет крупнейшие в мире масштабы нефтепереработки ².

Решением сформировавшейся проблемы является форсирование модернизации нефтегазоперерабатывающей индустрии в направлении увеличения количества процессов, углубляющих переработку, таких как коксование и все разновидности крекинга. И на сегодняшний день формируется сырьевая база в виде тяжелых нефтей и остатков газоконденсатов³.

На данный момент в России в год добывается порядка 38.6 млн т газового конденсата (15.9 млн т (41%) предприятиями ООО «Газпром» – ООО «Газпром добыча Уренгой» и ООО «Газпром добыча Астрахань»). Ежегодно добыча газоконденсата растет примерно на 10%. Большой вклад вносят такие нефтяные компании, как ОАО «НОВАТЭК», ПАО «НК «Роснефть» и др., лидирующую позицию занимает компания «Сахалин Энерджи» (1.64 млн т). Такая ситуация в добыче конденсата приводит к постоянному снижению доли Газпрома в общей добыче конденсата примерно на 6%⁴.

Основные газоконденсатные и газоконденсатно-нефтяные месторождения расположены на территориях следующих федеральных округов: Уральского ФО (Ямало-Ненецкий автономный округ) – около 70% общего объема добычи газоконденсата; Южного ФО (Астраханская область); Северо-Западного ФО (Республика Коми); Приволжского ФО (Оренбургская область, Самарская область, Республика Башкортостан, Республика Татарстан).

Основная доля в объеме добычи газового конденсата приходится на следующие газоконденсатные месторождения: Уренгойское; Ямбургское; Астраханское⁵.

Материалы и методы исследования

В рамках данной работы были исследованы физико-химические свойства тяжелых остатков Астраханского и Сургутского газоконденсатов.

Анализ фракционного состава остатков Астраханского и Сургутского газоконденсата осуществлялся на аппарате полуавтоматической разгонки нефти «AutoMaxx 9400». Выход узких фракций остатков Астраханского и Сургутского газовых конденсатов приведен в табл. 1.

На приборе «Градиент-М» был определен групповой углеводородный состав, представленный в табл. 2.

Количественный анализ содержания серы был проведен на аппарате «Спектроскан S».

Количественный анализ содержания металлов был проведен на аппарате «Спектроскан Макс-G».

Физико-химические свойства остатков Сургутского и Астраханского газоконденсатов приведены в табл. 3.

Результаты и их обсуждение

Таблица 1
Потенциальное содержание фракций в остатках газовых конденсатов

Фракция	Остаток Астраханского газового конденсата		Остаток Сургутского газового конденсата	
	% мас.	% сумм.	% мас.	% сумм.
н.к.-200°C	0.44	0.44	6.74	6.74
200-300°C	8.09	8.53	18.32	25.06
300-320°C	5.00	13.53	5.55	30.61
320-340°C	2.71	16.24	8.12	38.73
340-360°C	7.61	23.86	8.16	46.89
360-380°C	14.35	38.21	0.54	47.43
380-400°C	11.63	49.85	8.92	56.35
400-420°C	10.45	60.30	9.82	66.17
420-440°C	9.20	69.50	8.90	75.07
440-460°C	7.76	77.26	5.54	80.61
460-480°C	5.05	82.30	5.39	86.00
480-500°C	4.46	86.77	3.32	89.32
500+	13.23	100.00	9.78	100.00

Ниже приведены кривые ИТК (истинных температур кипения) остатков Астраханского (рис. 1) и Сургутского (рис. 2) газовых конденсатов.

Вследствие высокой температуры застывания остатков Сургутского и Астраханского газовых конденсатов возникают проблемы при операциях загрузки-выгрузки при транспортировке, с последующей переработкой. По этой причине в высоkozастывающие остатки вводят разбавители (светлые фракции), для упрощения проведения вышеупомянутых операций.

Было определено, что в остатке Сургутского газоконденсата содержится высокое содержание светлых фракций, выкипающих до 360 °С – 46.89%, содержание фракции 360-500 °С составляет 42.43%, а также присутствует значительное количество гудрона – фракция выше 500 °С до 10.0% на весь остаток. А в Астраханском газовом конденсате содержится 23.86% мас. светлых фракций, выкипающих до 360 °С, 62.91% мас. – фракций 360-500 °С и гудрона – 13.23% соответственно. Сравнительно, остаток Астраханского газоконденсата начинает выкипать при более высоких температурах, 150 °С градусов, тогда, как Сургутский – при 100 °С соответственно. Это показывает, что в Сургутском газоконденсате присутствует больше легкокипящих компонентов.

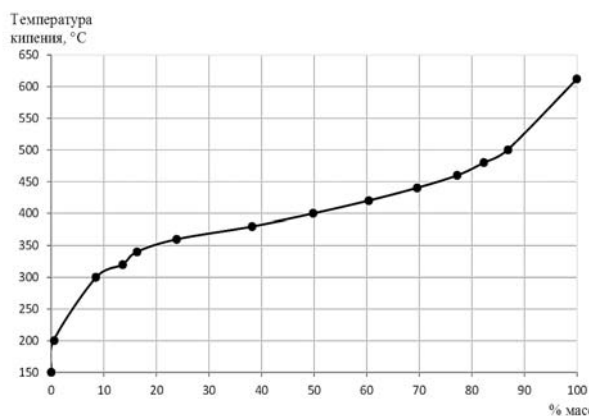


Рис. 1. Кривая ИТК остатка Астраханского газового конденсата

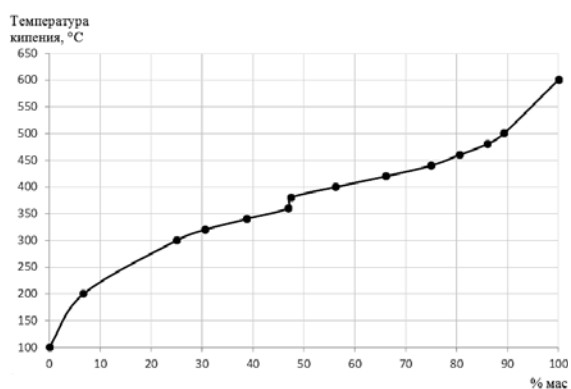


Рис. 2. Кривая ИТК остатка Сургутского газового конденсата

Высокое содержание ценных низкокипящих фракций в остатках газовых конденсатов вынуждает применять к ним первичный процесс ректификации с последующим выделением трех фракций: н.к.-200 °С, 200-360 °С и 360 °С-к.к. Дальнейшее использование данных фракций возможно во вторичных процессах с получением ценных топливных компонентов.

По 10%-ному выкипанию Сургутский остаток составляет 220 °С, а Астраханский – 300 °С, состав последнего – тяжелее, по 50%-ному выкипанию оба показывают одинаковое значение – 390 °С каждый, а по 90%-ному выкипанию Сургутский остаток составляет 500 °С, а Астраханский – 560 °С. Конец кипения Сургутского и Астраханского газоконденсатов, соответственно, 600 °С и намного больше 600 °С.

После сравнения кривых ИТК можно сделать вывод, что остаток Сургутского газоконденсата содержит в себе больше низкокипящих компонентов, то есть легких углеводородов, а в Астраханском газоконденсате преобладают более сложные соединения, которые выкипают при более высоких температурах по фракционному составу.

Для выявления наиболее экономически эффективных вариантов переработки мазутов газоконденсатов, был проведен комплексный анализ (групповой углеводородный состав, фракционный состав, а так же основные физико-химические свойства).

Таблица 2
Групповой углеводородный состав образцов остатков Сургутского и Астраханского газоконденсатов

Группы	Остаток Сургутского газоконденсата, % мас.	Остаток Астраханского газоконденсата, % мас.
Парафино-нафтеновые	79.4	48.0
Легкие арены	4.7	9.0
Средние арены	4.5	9.3
Тяжелые арены	7.0	30.5
Смоли	4.4	3.2
Итого	100.0	100.0

Физико-химические свойства остатков Сургутского и Астраханского газоконденсатов приведены в табл. 3.

Остаток Астраханского газоконденсата характеризуется большей вязкостью (в 2.4-2.7 раза), чем остаток Сургутского газоконденсата. Это объясняется наличием в его составе большего количества ароматических соединений, обладающих высокой вязкостью.

Оба остатка характеризуются высокой температурой застывания, из-за наличия в их составе преимущественно парафиновых соединений, которые застывают уже при комнатной температуре.

Остаток Сургутского газоконденсата характеризуется низкой температурой вспышки, по сравнению с остатком Астраханского газоконденсата. Это может говорить о наличии в мазуте Сургутского газоконденсата легкокипящих углеводородов, которые могут быть выделены и использованы в качестве дополнительного количества моторного топлива.

Оба остатка обезвожены в достаточной степени, содержание влаги значение которого регламентируется нормативным документом ОСТ 51.65-80, меньше 1%.

Также оба остатка характеризуются низким содержанием металлов и механических примесей, что позволяет использовать их для переработки в каталитических процессах.

Остаток Сургутского газового конденсата характеризуется низким содержанием серы, механических примесей и металлов, а также

Физико-химические свойства остатков Сургутского и Астраханского газоконденсатов

Показатель	Методика проведения анализа	Остаток Сургутского газоконденсата	Остаток Астраханского газоконденсата
Плотность при 20 °С, кг/м ³	ГОСТ 3900-85	854.8	923
Кинематическая вязкость при 40 °С, мм ² /с	ГОСТ 33-2000	9.78	23.80
Кинематическая вязкость при 100 °С, мм ² /с	ГОСТ 33-2000	2.71	7.50
Температура застывания, °С	ГОСТ 20287-91	26	28
Температура вспышки, °С	ГОСТ 4333-2014	57	155
Содержание воды, % мас.	ГОСТ 2477-65	Следы (менее 0.03)	Следы (менее 0.03)
Содержание металлов, ppm:			
- железо		6	2
- свинец		Отсутствует	3
- никель		Отсутствует	Отсутствует
- марганец		Отсутствует	Отсутствует
- ванадий		Отсутствует	3
- цинк		Отсутствует	Отсутствует
Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6370-83	0.090	0.090
Содержание общей серы, % мас.	ГОСТ Р 51947-2002	0.089	3.2

хорошими вязкостно-температурными свойствами. Исходя из этого, можно сделать вывод о том, что остаток целесообразно использовать для переработки на установках гидрокрекинга или каталитического крекинга с получением дополнительного количества моторного топлива.

Остаток Астраханского газового конденсата характеризуется высоким содержанием серы, а также оптимальными вязкостно-температурными свойствами. Он может стать ценным компонентом сырья на установках гидрокрекинга, а также (после предварительного гидрооблагораживания) на установках каталитического крекинга с получением дополнительного количества моторного топлива.

Остаток Сургутского газоконденсата по своим физико-химическим свойствам соответствует требованиям к сырью для большинства нефтегазоперерабатывающих процессов. Анализ группового углеводородного состава показал, что мазут отличается высоким содержанием парафиновых углеводородов – высокоиндексных компонентов минеральных масел – около 80% выход в массовых долях, что позволяет использовать мазут также в производстве масел.

Остаток Астраханского газоконденсата также по своим физико-химическим свойствам соответствует требованиям к сырью для процессов вторичной переработки после гидрооблагораживания. Анализ группового углеводородного состава показал, что мазут отличается высоким содержанием парафиновых и ароматических углеводородов, что позволяет использовать мазут в качестве сырья для ряда нефтегазоперерабатывающих процессов.

Остатки Западно-Сибирских газоконденсатных месторождений характеризуются легким фракционным составом, высоким содержанием бензиновых фракций, отсутствием смолисто-асфальтеновых соединений, низким содержанием механических примесей и металлов, а также оптимальными вязкостно-температурными свойствами. Анализ группового углеводородного состава в остатке (относительно высокое содержание парафиновых углеводородов) показал, что его целесообразно использовать для производства низкозастывающих дизельных топлив. С утяжелением фракций содержание парафиновых углеводородов неуклонно падает, при этом возрастает содержание смол и тяжелых ароматических углеводородов.

Практически отсутствуют серо- и азотсодержащие соединения, которые оказывают негативное влияние на катализаторы каталитических процессов нефтегазопереработки: каталитического крекинга, гидрокрекинга, гидроочистки и т.п. ⁶.

Технология переработки газоконденсата включает процессы стабилизации, обезвоживания и обессоливания, очистки от серы. Предварительно подготовленный газовый конденсат направляют на блок разделения, где он в процессе ректификации фракционируется на бензиновую, керосиновую, дизельную фракции и мазут, который смешивают с добытой в Западно-Сибирских месторождениях нефтью. После гидроочистки бензиновая фракция идёт на процесс каталитического риформинга, а керосиновая и дизельная после предварительной гидроочистки на депарафинизацию ⁶.

К отличительным особенностям остатка Астраханского газоконденсатного месторождения можно отнести то, что он является высокосернистым и высокопарафинистым, содержит малое количество смол и асфальтенов и характеризуется высоким значением температуры застывания ⁷.

Есть возможность использования мазута Астраханского газоконденсатного месторождения как сырья каталитического крекинга. В технологии глубокого каталитического крекинга реализованы принципы обычного каталитического крекинга, но с более жестким условием (температура 530-570 °С).

Помимо физико-химических свойств также следует руководствоваться экономической целесообразностью при выборе технологии переработки исследованных остатков газоконденсатов. Как было отмечено в начале данной работы, прирост производства автобензина за период 2013-2017 гг. составил 1.44%, дизельного топлива за тот же период – 6.84%. Данная динамика производства двух видов моторных топлив является одним из определяющих факторов при выборе варианта переработки остатков, поскольку целевыми продуктами таких наиболее распространенных каталитических процессов, как каталитический крекинг и гидрокрекинг, являются бензин и дизельное топливо. Так, каталитический крекинг позволяет получать бензин в количестве более 50.0% мас. от исходного сырья, а гидрокрекинг при давлении свыше 10.0 МПа – бензин в количестве 29.0% и дизельное топливо в количестве не менее 48.0% от исходного сырья.

По прогнозам аудиторской и консалтинговой компании «Ernst&Young», к 2020 году сохранится тенденция роста выпуска бензина и дизельного топлива за счет переработки тяжелого нефтяного сырья, в том числе и тяжелых остатков газовых конденсатов. Таким образом, значительно увеличится доля производства бензина (на 4%) и в еще большей степени дизельного топлива (на 7%) (рис. 3) ⁸.

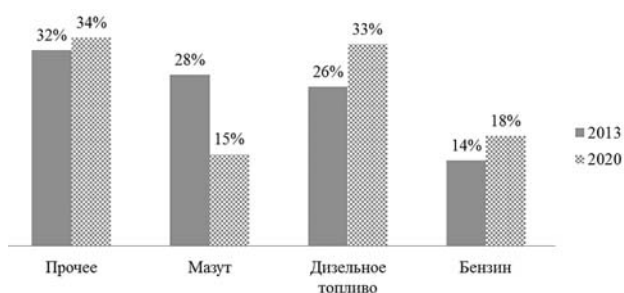


Рис. 3. Изменение структуры выхода НПЗ в России с учетом планов по модернизации

Таким образом, для остатка Астраханского газоконденсата гидрокрекинг наиболее полным образом вписывается в изменяющийся рынок моторных топлив. Выбранный процесс характеризуется также технологическими особенностями, которые влияют на операционную эффективность данного варианта переработки остатков:

1. Для данного процесса подходит все сырье целиком, а не отдельная фракция вакуумного газойля (350-500 °С);

2. Остаток гидрокрекинга можно повторно отправить на рецикл, что позволяет максимизировать глубину переработки сырья;

3. Процесс гидрокрекинга с использованием двух слоев катализатора не требует отдельной стадии гидроочистки, что позволяет снизить удельные капитальные затраты на единицу готовой продукции ⁹.

По данным анализов, а также по вышеуказанным выходам целевых продуктов процессов каталитического крекинга и гидрокрекинга можно отметить, что остаток Сургутского ЗСК идеально подходит для процесса каталитического крекинга, поскольку низкое содержание серы и низкая коксуемость позволяет исключить процесс предварительной гидроочистки из схемы переработки.

Ранние исследования качественной оценки экономических рисков строительства и эксплуатации установки гидрокрекинга показали, что рассматриваемую установку следует внедрять в условиях ВИНК на территории РФ с возможностью выхода на зарубежные рынки ¹⁰.

В результате исследования можно прийти к выводу, что рассматриваемые выше остатки Астраханского и Сургутского газоконденсатов идеально подходят для таких каталитических деструктивных процессов, как каталитический крекинг и гидрокрекинг, а исследование структуры нефтепереработки на отечественных НПЗ показало, что использование процесса гидрокрекинга для переработки остатка Астраханского газоконденсата и процесса каталитического крекинга для переработки остатка Сургутского газоконденсата является технически и экономически наиболее эффективным вариантом переработки тяжелых остатков газоконденсатов, поскольку данные процессы обеспечивают оптимальное соотношение выходов бензина и дизельного топлива, способных удовлетворить потребность в обоих видах моторных топлив ¹¹.

Литература

1. Министерство Энергетики Российской Федерации / Официальный сайт // URL: <https://minenergo.gov.ru/activity/statistic> (дата обращения 16.12.2018).
2. Президент России Владимир Путин провел рабочую встречу с министром энергетики Александром Новаком / Пресс-служба Министерства Энергетики Российской Федерации // URL: <https://minenergo.gov.ru/node/10922> (дата обращения 16.12.2018).
3. Мустафин И.А., Судакова О.М., Ахметов А.Ф., Галиахметов Р.Н., Ганцев А.В. Разгонка тяжёлых битуминозных нефтей в присутствии ультрадисперсной каталитической системы // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2017. – №12. – С.25-30.
4. Бурангулов Д.З., Гумарова А.Ж., Мулюков А.М., Насырова Ю.М., Станкевич К.Е., Чучев И.С. Современное состояние и направления развития переработки тяжелых остатков газоконденсатов в Российской Федерации // Матер. III Междунар. научно-практ. конф. «Новые тенденции в развитии корпоративного управления и финансов в нефтеперерабатывающих и нефтехимических компаниях». – Уфа: Издательство УГНТУ, 2018. – С.15-19.
5. Дмитриевская Т.В., Рябухина С.Г., Дворецкий П.И., Пономарев В.А., Зайцев В.Д. Влияние структур поверхности фундамента на характер распределения нефтяных и газовых месторождений Тимано-Печорского бассейна // Геология нефти и газа. – 2000. – № 4. – С.9-13.
6. Терзич Э.С., Елпидинский А.А. Установка стабилизации газового конденсата Сургутского ЗСК и возможности ее модернизации // Вестник Астраханского государственного технического университета. – 2017. – №10 (20). – С. 61-63.
7. Тараканов Г. В., Нурахмедова А. Ф., Попадин Н. В. О выборе рациональной технологии глубокой переработки сернистого газоконденсатного сырья // Вестник Астраханского государственного технического университета. – 2010. – №1(49). – С. 37-42.
8. Нефтепереработка в России: курс на модернизацию [Электронный ресурс] / Д. Найджока, А. Лоза, А. Кондрашов, И. Болдырев, В. Бородин, Г. Арутюнян, О. Светлеющий, К. Бабушкина, Д. Борисов // Ernst&Young. - URL: [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-downstream-in-russia-course-to-modernization/\\$FILE/EY-downstream-in-russia-course-to-modernization.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-downstream-in-russia-course-to-modernization/$FILE/EY-downstream-in-russia-course-to-modernization.pdf) (дата обращения: 13.12.2018).
9. Мустафин И.А., Сидоров Г.М., Станкевич К.Е., Байрам-Али Т.М., Салишев А.И., Муртазин Е.В., Ганцев А.В. Гидрокаталитические процессы переработки тяжелых нефтяных фракций с использованием перспективных наноразмерных катализаторов // Фундаментальные исследования. – 2018. – №7. – С.22-28.
10. Бурангулов Д.З. Оценка экономических рисков при принятии технологических решений в гидрокаталитических процессах на предприятиях нефтеперерабатывающей промышленности // Новые тенденции в развитии корпоративного управления и финансов в нефтеперерабатываю-

References

1. *Ministerstvo Energetiki Rossiiskoi Federatsii / Oficial'nyi sait* [Ministry of Energy of the Russian Federation / Official site] // URL: <https://minenergo.gov.ru/activity/statistic> (data obrashcheniya 16.12.2018).
2. *Prezident Rossii Vladimir Putin provel rabochuyu vstrechu s ministrom ehnergetiki Aleksandrom Novakom. Press-sluzhba Ministerstva Energetiki Rossiiskoi Federatsii* [President of Russia Vladimir Putin held a working meeting with Energy Minister Alexander Novak. Press Service of the Ministry of Energy of the Russian Federation]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/10922> (16.12.2018).
3. Mustafin I.A., Sudakova O.M., Ahmetov A.F., Galiahmetov R.N., Gancev A.V. *Razgonka tyazhyolykh bituminoznykh neftei v prisutstviul'tradispersnoi kataliticheskoi sistemy* [Distillation of heavy bituminous oils in the presence of an ultrafine catalytic system]. *Mir nefteproduktov. Vestnik neftyanykh kompanii* [World of Oil Products. The Oil Companies' Bulletin], 2017, no.12, pp.25-30.
4. Burangulov D.Z., Gumarova A.Zh., Mulyukov A.M., Nasyrova Yu.M., Stankevich K.E., Chuchev I.S. *Sovremennoe sostoyanie i napravleniya razvitiya pererabotki tyazhelykh ostatkov gazokondensatov v Rossiiskoi Federatsii* [Modern condition and directions of development of processing heavy remains of gas condensates in the Russian Federation]. *Mater. III Mezhhdunar. nauchno-prakt. conf. «Novye tendentsii v razvitiikorporativnogo upravleniya i finansov v neftepererabatyvayushchikh i neftekhimicheskikh kompaniyakh»* [Proc. of the Int. Sci. and Pract. Conf. «New trends in the development of corporate governance and finance in oil refining and petrochemical companies»]. Ufa, USPTU Publ., 2018, pp.15-19.
5. Dmitrievskaya T.V., Ryabuhina S.G., Dvoreckij P.I., Ponomarev V.A., Zaitsev V.D. *Vliyanie struktur poverhnosti fundamenta na kharakter raspredeleniya neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii Timano-Pechorskogo basseina* [The influence of the structures of the surface of the basement on the nature of the distribution of oil and gas fields in the Timan-Pechora basin]. *Geologiya nefiti i gaza* [Oil And Gas Geology], 2000, №4, pp.9-13.
6. Terzich Eh.S., Elpidinskii A.A. *Ustanovka stabilizatsii gazovogo kondesata Surgutskogo ZSK i vozmozhnosti ee modernizatsii* [Gas condensate stabilization unit of the Surgut gas-filling plant and the possibility of its modernization]. *Vestnik Astrahanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta* [Bulletin of Astrakhan State Technical University], 2017, no.10 (20), pp.61-63.
7. Tarakanov G. V., Nurakhmedova A. F., Popadin N. V. *O vybore ratsional'noi tekhnologii glubokoi pererabotki sernistogo gazokondensatnogo syr'ya* [On the choice of a rational technology of deep processing of sulfur dioxide gas condensate raw materials]. *Vestnik Astrahanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta* [Bulletin of Astrakhan State Technical University], 2010, no.1 (49), pp.37-42.

- щих и нефтехимических компаниях.— Уфа: Издательство УГНТУ, 2017.— С.15-20.
11. Ахметов А.Ф., Рахимов М.Н., Мустафин И.А., Файрузов Д.Х., Хабибуллин А.М. Гидрокрекинг высокопарафинистых остатков газоконденсатов // Химия в интересах устойчивого развития.— 2018.— Т.26, №6.— С.641-646.
 8. Najdzhoka D., Loza A., Kondrashov A., Boldyrev I., Borodin V., Arutyunyan G., Svetleyushchii O., Babushkina K., Borisov D. *Neftepererabotka v Rossii: kurs na modernizatsiyu* [Oil refining in Russia: the course for modernization]. Ernst&Young URL: [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-downstream-in-russia-course-to-modernization/\\$FILE/EY-downstream-in-russia-course-to-modernization.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-downstream-in-russia-course-to-modernization/$FILE/EY-downstream-in-russia-course-to-modernization.pdf) (13.12.2018).
 9. Mustafin I.A., Sidorov G.M., Stankevich K.E., Bajram-Ali T.M., Salishev A.I., Murtazin E.V., Gantsev A.V. *Gidrokataliticheskie processy pererabotki tyazhelykh neftyanykh fraktsii s ispol'zovaniem perspektivnykh nanorazmernykh katalizatorov* [Hydrocatalytic processing of heavy petroleum fractions using promising nano-sized catalysts]. *Fundamental'nye issledovaniya* [Fundamental research], 2018, no.7, pp.22-28.
 10. Burangulov D. Z. *Otsenka ehkonomicheskikh riskov pri prinyatii tekhnologicheskikh reshenii v gidrokataliticheskikh processakh na predpriyatiyakh neftepererabatyvayushchei promyshlennosti* [Assessment of economic risks in the adoption of technological solutions in hydrocatalytic processes in the petrochemical industry]. *Mater. mezhdunar. nauchno-prakt. konf. «Novye tendentsii v razvitii korporativnogo upravleniya i finansov v neftepererabatyvayushchikh i neftekhimicheskikh kompaniyakh»* [Proc. of the Int. Sci. and Pract. Conf. «New trends in the development of corporate governance and finance in oil refining and petrochemical companies»]. Ufa, USPTU Publ., 2017, pp.15-20.
 11. Ahmetov A.F., Rakhimov M.N., Mustafin I.A., Fairuzov D.H., Khabibullin A.M. *Gidrokreking vysokoparafinistykh ostatkov gazokondensatov* [Hydrocracking of highly paraffin residues of gas condensates]. *Khimiya v interesakh ustoichivogo razvitiya* [Chemistry for Sustainable Development], 2018, vol.26, no.6, pp.641-646.