УДК 66.074.31

ОПИСАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ И ТРАДИЦИОННЫХ МЕТОДОВ ОСУШКИ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ. СРАВНЕНИЕ ИХ ОСНОВНЫХ ПРЕИМУЩЕСТВ И НЕДОСТАТКОВ

Неъматов Хусан Ибодуллаевич
Каршинский государсвенный технический университет
Шоймардонов Улмас Болта угли
Каршинский государсвенный технический университет

Аннотация. Присутствие влаги в газе снижает теплотворность, способствует образованию при низких температурах гидратных пробок, которые забивают рабочие пространства приборов, аппаратов и трубопроводов, тем самым нарушая их технологические гидравлические режимы. По мимо этого, гидраты осложняют транспорт газа по газопроводу, уменьшая его сечение, сокращая его пропускную способность. Вышеперечисленные проблемы приводят к выводу, что природный газ перед транспортировкой по магистральному газопроводу необходимо подвергать осушки газа. В данной статье представлена характеристика современных и традиционных методов сушки природных газов и результаты сравнения их основных преимуществ и недостатков.

Ключевые слова: природный газ, адсорбция, абсорбция, силикагел, адсорбент, осушка, абсорбент

Annotatsiya. Gazda namlikning mavjudligi kalorifik qiymatni pasaytiradi, past haroratlarda asboblar, apparatlar va quvurlarning ish joylarini to'sib qo'yadigan va shu bilan ularning texnologik gidravlik rejimlarini buzadigan gidratlangan tiqinlarning paydo bo'lishiga yordam beradi.ulosa. Gazda namlikning mavjudligi kalorifik qiymatni pasaytiradi, past haroratlarda asboblar, apparatlar va quvurlarning ish joylarini to'sib qo'yadigan va shu bilan ularning texnologik gidravlik rejimlarini buzadigan gidratlangan tiqinlarning paydo bo'lishiga yordam beradi. Tomonidan bundan tashqari, gidratlar gaz quvuri orqali gazni tashishni murakkablashtiradi, uning kesimini kamaytiradi va uning o'tkazuvchanligini kamaytiradi. Yuqoridagi muammolar tabiiy gazni magistral gaz quvuri orqali tashishdan oldin gazni quritishga duchor qilish kerak degan xulosaga olib keladi. Ushbu maqolada tabiiy gazlarni quritishning zamonaviy va an'anaviy usullarining xususiyatlari va ularning asosiy afzalliklari va kamchiliklarini taqqoslash natijalari keltirilgan.

Kalit so'zlar: tabiiy gaz, adsorbsiya, absorbsiya, silika jeli, adsorbent, quritish, changni yutish.

ISSN 3030-3907

Annotation. The presence of moisture in the gas reduces the calorific value, promotes the formation of hydrate plugs at low temperatures, which clog the working spaces of devices, apparatuses and pipelines, thereby disrupting their technological hydraulic regimes. In addition, hydrates complicate the transportation of gas through the pipeline, reducing its cross-section, reducing its capacity. The above-mentioned problems lead to the conclusion that natural gas must be subjected to gas drying before being transported through the main gas pipeline. This article presents the characteristics of modern and traditional methods of drying natural gases and the results of comparing their main advantages and disadvantages.

Keywords: natural gas, adsorption, absorption, silica gel, adsorbent, drying, absorbent

ВВЕДЕНИЕ

Пластовая смесь помимо природного газа содержит в своем составе механические примеси, пластовую воду, жидкие углеводороды. Пластовая вода заключает в своем составе метанол и минеральные соли, способствующие забивке трубопроводов и аппаратов. Механические примеси, заключающиеся в газе (пыль, частички грунта), вызывают повреждение и преждевременный износ трубопроводов и деталей компрессоров. Вследствие этого газ перед подачей в магистральный газопровод необходимо отделять от механических примесей и жидкой фазы (капельной жидкости). Этот процесс осуществляется в газосепараторах. В этих сепараторах предусмотрен слив дренажа [1].

Диоксид углерода и сероводород содержащийся в пластовом газе являются кислыми коррозионно – агрессивными элементами, которые во влажной среде содействуют протеканию внутренней коррозии в трубах и оборудовании, также, они повергают к ухудшению топливных качеств газа, повышают температуру гидратообразования. По этим причинам газ перед подачей в магистральную трубу необходимо очищать от кислых примесей.

Присутствие влаги в газе снижает теплотворность, способствует образованию при низких температурах гидратных пробок, которые забивают рабочие пространства приборов, аппаратов и трубопроводов, тем самым нарушая их технологические гидравлические режимы. По мимо этого, гидраты осложняют транспорт газа по газопроводу, уменьшая его сечение, сокращая его пропускную способность.

Вышеперечисленные проблемы приводят к выводу, что природный газ перед транспортировкой по магистральному газопроводу необходимо подвергать осушки газа.

ISSN 3030-3907

Осушка углеводородных газов является важным компонентом в механизме подготовки природных газов к транспортировке по магистральному трубопроводу, установок охлаждения природных и нефтезаводских газов, циркуляции газов риформинга, установок производства этана, этилена, пропилена и т. п. Острая необходимость в сверхглубокой осушке газа проявляется при переработке природных газов в металлургической промышленности [2].

Для нормальной работы газопровода газ следует осушать так, чтобы точка росы его была на 2–3 ниже минимальной температуры охлаждения газа при транспортировке по газопроводу. Степень глубины осушки определяется технологией процессов дальнейшей переработки газов и нормативами отраслевых стандартов [3].

В настоящей практике осушки углеводородных газов применяют адсорбционные и абсорбционные методы, причем из адсорбционных применяется посредством добавления силикагелей или цеолитов (природными либо синтетическими), а из абсорбционных чаще всего используют осушку гликолями, такими как (этиленгликоль, диэтиленгликоль и триэтиленгликоль). Также обширно используется процесс низкотемпературной сепарации для извлекания углеводородного конденсата и воды. Иногда используют комбинированную схему осушки.

Абсорбционная осушка располагает рядом преимуществ по сопоставлению к адсорбционной. Плюсами данного вида осушки являются меньшие капитальные и эксплуатационные расходы; достаточно небольшое изменение давления в системе; возможность осушки газов, содержащих вещества, отравляющие твердые сорбенты.

Методы борьбы с гидратами углеводородных газов очень разнообразны, и для каждого случая подбирается свой способ, наиболее эффективный, в зависимости от получения требуемой степени осушки.

В данной выпускной-квалификационной работе в соответствии с заданием разработана установка осушки природного газа из расчётов по Ямбургскому месторождению мощностью 40,5 млрд. $м^3$ в год [4].

Природные горючие газы выступают в роли вещества, содержащие в себе смеси углеводородов метанового ряда. Кроме углеводородов в состав газовой смеси могут входить азот, двуокись углерода, пары воды, сероводород и иногда редкие газы - гелий и аргон [5].

Месторождения по добычи природного газа разделяются на три группы [6-7].

1. Месторождения, содержащие в себе только газ. Все поры продуктивных пластов этих месторождений заполнены сухим газом,

ISSN 3030-3907

практически свободным от тяжёлых углеводородов. Пластовое давление достигает 100 кг/см^2 и более.

2. Месторождения газонефтяные. Месторождения, в пластах которых газ растворён в нефти или находится в газовой шапке.

3. Месторождения, содержащие в себе повышенное количество газоконденсата. Вследствие повышенного давления, доходящего иногда до 250- 300 кг/см^2, в газах этих месторождений растворено некоторое количество высококипящих углеводородов.

Газы, добытые из газовых месторождений, в основном используют для топливно – энергетических нужд, а также, по мимо этого, используют в производстве сажи и химических удобрений.

Газы месторождений второй группы принято называть нефтяными, иногда попутными или нефтепромысловыми газами. В процессе добычи нефти в стволе скважины, сепараторах, трубопроводах происходит выделение из нефти растворённого в ней газа. Количество газа (в м^3), приходящееся на 1 т добытой нефти, отсепарированной на поверхности земли при снижении давления до атмосферного, и приведённое к стандартным условиям (t=20^{0}C), называется газовым фактором [8].

Газы, которые добываются в газоконденсатных месторождениях, состоят в основном из метана, но в тоже время допускается небольшое количество высококипящих углеводородов (от бензиновых до соляровых). Метан и высококипящие углеводороды в условиях пластового давления находятся в однофазном (газовом) состоянии. При понижении давления на выходе из скважины высококипящие углеводороды выделяются и осаждаются в виде жидкой фазы. На некоторых газоконденсатных месторождениях на 1м^3 извлечённого из пласта газа приходится до 500 см^3 жидких углеводородов [9].

Углеводородные газы, содержащие в себе менее 50 г/м^3 тяжёлых углеводородов (от пропана и выше), называют тощими или сухими. Содержание $C_{3+высшие}$ от 50 до 150 г/м^3 газы относят к группе промежуточной категории, а при содержании большего количества тяжёлых углеводородов – к жирным. Соответственно, чем выше нахождения в газе тяжёлых углеводородов, тем целесообразнее при прочих равных условиях его переработка [10].

Конденсат, выделившийся в результате сепарации, поступает на газо- или нефтеперерабатывающий завод, где его подвергают разделению на фракции, такие как, сжиженный газ, бензин и дизельное топливо.

ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ТОВАРНЫХ ГАЗОВ

ISSN 3030-3907

Товарный газ является главной продукцией на производственных и заводских установках по переработке газа. В свою очередь, он используется в основном в качестве топлива. Из-за того, что природный газ проходит транспортировку на большие расстояния от мест его добычи до конечного потребителя по газо-трубопроводам, которые в ввиду своей большой протяженности, находятся в различных климатических зонах, важной задачей становится вопрос качественной обработки газа и его осушки до необходимой точки росы, исключающей конденсацию воды из газа. В присутствии таких компонентов, как влага, жидкие углероды, агрессивные и механические примеси, свойства газа меняются. Понижается пропуская способность газопроводов, что увеличивает расход ингибиторов, протекает усиление коррозии, увеличивается потребная мощность компрессорных агрегатов, также, это способствует забиванию линий контрольно-измерительных и регулирующих приборов. В свою очередь, все это приводит к снижению надежности работы технологических систем, увеличивается вероятность аварийных ситуаций на компрессорных станциях и газо-трубопроводах. [11]

Различная пыль и механические примеси будут способствовать стиранию металла и, осаживаясь на поверхностях теплообменных аппаратов, ухудшать их тепловые характеристики. Если при транспортировке газа падает давление, то в свою очередь будет повышаться равновесная влагоемкость, тем самым газ делается наименее насыщенным. При неизменной температуре не совершится выделения капельной влаги из такого газа. Если при транспортировании газа его температура будет уменьшаться, то при постоянном давлении и уменьшается равновесная влагоемкость такого газа: газ станет перенасыщенным. В этом случае часть капельной влаги конденсируется и выпадает в трубе.

Для создания безаварийных условий транспортировки природного газа по магистральным трубогазопроводам, с учетом климатических условий, в которых располагаются трубопроводы, был создан и введен отраслевой эталон: газ при транспортировании не должен вызывать коррозию трубопроводов, арматуры, датчиков и т.д.; качество газа надлежит обеспечить его транспортирование в однофазном состоянии, т.е. в трубогазопроводе не должны формироваться углеводородная жидкость, водяной конденсат и газовые гидраты; товарный газ не должен вызывать сложностей у потребителя при его использовании [12].

В таблице 1 представлены требования к качеству природных горючих газов, подаваемых в магистральные газопроводы (ГОСТ 51.40-83).

ISSN 3030-3907

Таблица 1

Требования к качеству природных горючих газов

Показатель	Климатический район			
	Умеренный		Холодный	
	I	II	I	II
Точка росы газа, °С, не выше:	0	-5	-10	-20
по влаге	0	0	-5	-10
по углеводородам				
Содержание, г/м^3, не более:	0.003	0.003	0.003	0.003
механических примесей	0.02	0.02	0.02	0.02
сероводорода	0.036	0.036	0.036	0.036
тиоловой серы	1	1	1	1
Объемная доля кислорода, %, не более				

Кристаллогидратами называется кристаллические соединения, которые образуются ассоциированными молекулами углеводородов и воды.

Впервые гидрат хлора (хлоргидрат) был открыт Дэви в 1810 г. и детально изучен Фарадеем в 1823 г. [13].

Гидраты – это кристаллические соединени включения (клараты), которые могут находиться в неизменном состоянии при это, не являясь химическими соединениями. Они являются твердыми растворами, в которых растворителем будет выступать молекула воды, образующая с помощью водородных связей объемный каркас гидратов. В узлах этого каркаса содержатся молекулы газов способных в свою очередь образовывать гидраты таких веществ как метан, пропан, изобутан, азот, сероводород, аргон, диоксид углерода. Те молекулы, что больше молекул изобутана, не могут проникать внутрь каркаса, а поэтому не способны образовывать гидратов. Бутан, содержащийся в нормальном состоянии не образует гидратов, но его молекулы могут проникать через решетку гидратного каркаса вместе с молекулами газов меньших размеров, что приводит к большому изменению равновесия давления над гидратом [14].

При образовании гидратов также будут зависеть условия от содержания минеральных солей в воде – с увеличением их содержания температура начала гидратообразования понижается. Этот не мало важный параметр зависит от состава газа. Стоит отметить тот факт, что температура начала формирования гидратообразования метана при наличии в системе пропана, CO_2 и (или) H_2S будет ниже чем при их отсутствии.

Форма гидратов разнообразна – в основном она определяется составом газа и термодинамическими условиями, при которых находится данная

ISSN 3030-3907

система. По внешнему виду гидраты походят на мокрый спрессованный снег или лед. В таблице 2 приводится состав гидрата природного газа.

Таблица 2

Состав гидрата природного газа

Компонент	Состав исходного газа, %	Состав гидрата, %	Коэффициент распределения
CH_4	82.5	56.95	0.7
C_2H_6	5.99	5.66	1.0
C_3H_8	3.46	24.97	8.0
i-C_4H_{10}	0.30	4.69	16.0
n-C_4H_{10}	0.49	0.83	1.7
C_5H_{12}	0.07	0.00	0.0
CO_2	0.20	0.44	2.2
N_2	7.19	0.46	0.06

Режим движения газа оказывает большое влияние на условия образования гидратов, которые чаще всего возникают в местах внезапного расширения, сужения или резкого поворота газового потока.

Гидраты, образующиеся в трубопроводах или аппаратах, разрушаются путем снижения давления в системе, разогрева участка трубопровода или аппарата, где произошло образование гидрата, ввод метанола, гликолей или других веществ, способствующих разрушению гидратов.

В практике эксплуатации промысловых и магистральных газопроводов для борьбы с гидратами широко применяется метанол. Его преимущество заключается в растворении в выделившейся воды, уменьшая парциальное давление водных паров раствора и содействуя дополнительному переходу водяных паров из газа в раствор, то есть происходит осушка газа. [15].

МЕТОДЫ ОСУШКИ

Осушка газа происходит с целью извлекания из него паров воды и обеспечения температуры точки росы газа по воде более низкой, чем является минимальная температура, которая может быть в системах транспортирования или переработки газа. В современном производстве широкое распространение получили следующие методы осушки газа [16]:

- абсорбция влаги гигроскопическими жидкостями;
- адсорбция влаги активированными твердыми осушителями;
- конденсация влаги за счет сжатия и (или) охлаждения газа.

АБСОРБЦИОННЫЙ МЕТОД

ISSN 3030-3907

Абсорбционный метод осушки газа обширно используют на головных сооружениях магистральных газо-трубопроводах и заводах по переработки газовой составляющей. Абсорбцией является эффективное поглощение газов или паров жидкими поглотителями, которыми являются абсорбентами. В данном процессе протекает переход вещества, либо же, группы веществ из газового или парового состояния в жидкую. Абсорбцией является обратимый и избирательный процесс. Переход вещества из жидкой фазы в паровую или газовую состовляющую называется – десорбцией. На практике, оба процесса получили объединение в один производственный процесс.

В механизме десорбции, который следует после абсорбции, целевая составляющая выделяется из жидкого поглотителя. Условия проведения абсорбции и десорбции являются прямо противоположными между собой. В процессе абсорбции протекает растворение газа в жидкости; в свою очередь это будет способствовать уменьшению температуры и увеличению давления.

Поглощающий целевые составляющие абсорбент, в процессе протекания абсорбции, является насыщенным или отработанным. Абсорбент, очищенный в процессе десорбции от целевых составляющих является регенерированным и после дополнительного охлаждения насосом возвращается в систему абсорбции. Таким образом, получается замкнутая система абсорбционно-десорбционная система. [17].

При извлечении из природного газа влаги применяются различные осушители, которые необходимы иметь [18]:

- значительную поглотительную способность в широком интервале концентраций, давления и температур;
- малые давления насыщенных паров, с тем чтобы утраты, связанные с их испарением, были не критичными;
- температуру кипения, разную от температуры кипения воды настолько, что отделение поглощенной воды от осушителя могло бы осуществляться простыми методами;
- плотность, различающуюся от плотности углеводородного конденсата для обеспечения отчетливого разделения легкими способами;
- небольшую вязкость в условиях использования, обеспечивающую хороший контакт с газом в абсорбере, теплообменниках и другом массообменном оборудовании;
- большую селективность в отношении компонентов газа, т.е. малую взаиморастворимость с ними;
- нейтральные свойства, т.е. не вступать в химические реакции с ингибиторами, применяемыми в процессе добычи газа;

ISSN 3030-3907

- небольшую коррозионную активность;
- малую вспениваемость в условиях контакта с газовой смесью;
- большую устойчивость против окисления и термического разложения.

На сегодняшний момент в качестве абсорбентов – осушителей принято использовать водные растворы моно, ди- и триэтиленгликолей.

Достоинствами ДЭГ будут являться такие составляющие, как хорошая стабильность в присутствии сернистых соединений кислорода и CO_2 при нормальной температуре. Также, концентрированные растворы не затвердевают.

Недостатками ДЭГ будут являться: значительные потери от уноса, чем при применении ТЭГ. Также, при регенерации ДЭГ тяжело получать растворы с концентрацией ДЭГ выше 95%. Депрессия точки росы меньше, чем при осушке газа ТЭГ. Высокая стоимость.

Достоинствами ТЭГ являются: высокая гигроскопичность, в следствие чего обеспечивается значительная депрессия точки росы осушаемого газа (27,8- 47,3°С), также, достоинством является хорошая стабильность в наличии сернистых соединений, кислорода и CO_2 при нормальных температурах. В процессе регенерации ТЭГ без каких-либо затруднений получают растворы с концентрацией активного вещества 99%. Концентрированные растворы не затвердевают, а также, летучесть ТЭГ меньше, чем у ДЭГ.

Недостатки ТЭГ: необходимы большие капитальные затраты. Растворы ТЭГ обладают повышенной склонностью к пенообразованию в присутствии легких углеводородных жидкостей. Растворимость углеводородных жидкостей в ТЭГ выше, чем в ДЭГ.

Недостатками ТЭГ являются значительные капитальные затраты. Растворы ТЭГ склонны к пенообразованию в наличии в них легких углеводородных жидкостей. Также, растворимость углеводородных жидкостей у ТЭГ выше, чем в ДЭГ.

Раствор содержащий в себе 10-30% МЭА, 60-85% ДЭГ, 5-10% воды.

Из явных достоинств абсорбента выделяется то, что он способен извлекать из газа воду, CO_2 и H_2S, то есть, он способен одновременно осушать и очищать газ, что является важной составляющей. Также, у данного раствора низкая склонность к пенообразованию.

Недостатком будет являться то, что потери от уноса выше, чем в случае применения ТЭГ. Используется только для осушки и очистки кислых газов. Абсорбент при температурах своей регенерации начинает вызывать коррозию металла, также, обеспечивает низкую депрессию точки росы газа.

ISSN 3030-3907

В основном в России на данный момент получил распространение абсорбционный метод с применением диэтиленгликоля (ДЭГа), тогда как за рубежом в нефтегазовой отрасли чаще всего используются – триэтиленгликоль (ТЭГ). Выбор в пользу ДЭГа был аргументирован наличием собственной промышленной базы на химических производствах, а также низкой температурой контакта в абсорберах, что не вполне подтвердилось впоследствии (при снижении температуры контакта газ – гликоль в абсорбере преимущества ТЭГа целиком утрачиваются).

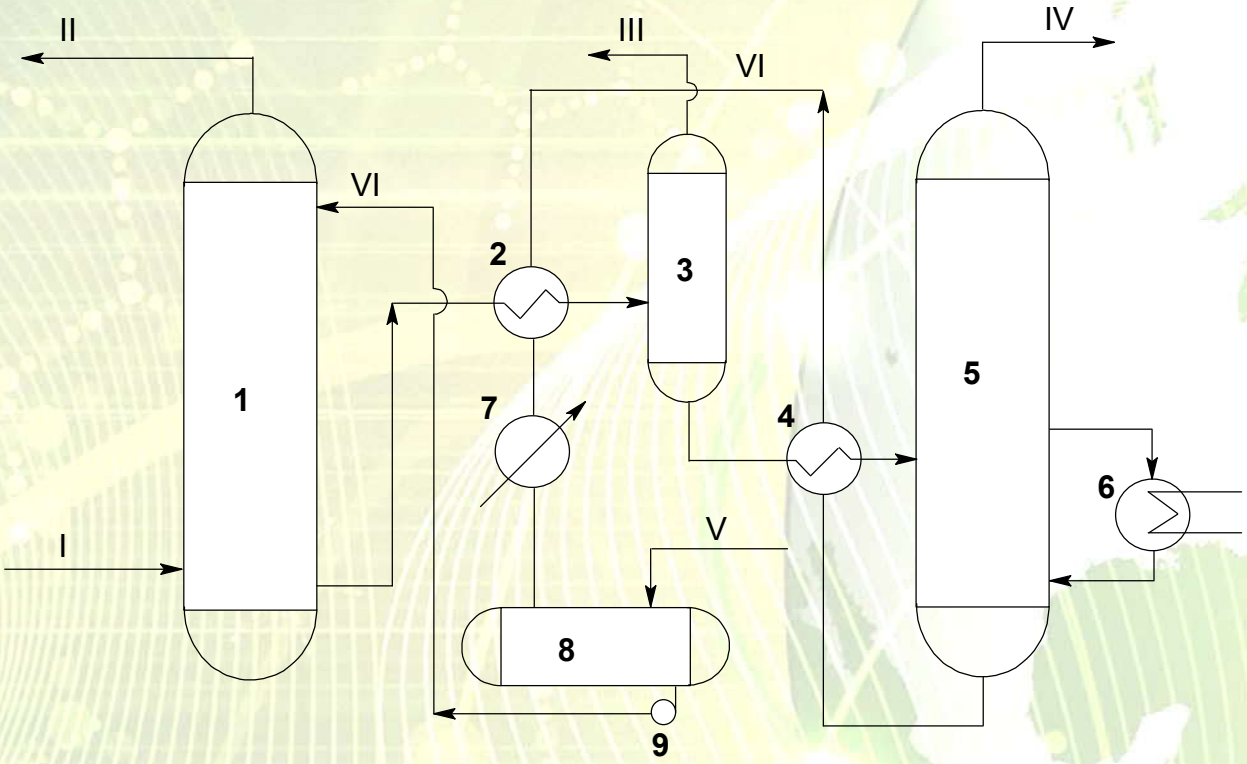


Рисунок 1. Принципиальная схема установки осушки природного газа гликолями: *1 – абсорбер; 2,4 – теплообменники; 3 – выветриватель; 5 – десорбер; 6 – рибойлер; 7 – холодильник; 8 – емкость для диэтиленгликоля; 9 – насос; I – осушаемый газ; II – осушенный газ; III – газ выветривания; IV – водяной пар в атмосферу; V – свежий диэтиленгликоль; VI – регенерированный гликоль.*

Осушить газ в до равновесной точки росы практически невозможно, в виду чего он контактирует с гликолем расчетной концентрации только на верхней тарелке, при том что на остальных тарелках газ будет контактировать с более разбавленным раствором гликоля (разбавление вещества будет происходить в результате насыщения абсорбента водой). Поэтому, на промысловых установках фактическая точка росы осушенного газа на 5-11 ºС выше равновесной. В свой черед осушка газа гликолями вырабатывается обычно до точки росы не ниже -25- 30ºС; для более глубокой

ISSN 3030-3907

осушки нужны растворы с высоким содержанием гликоля, что вызывает определенные технологические трудности (применение подобных осушителей повергает к повышению утрат гликолей с осушенным газом) [19].

Для нужного получения на установках осушки высококонцентрированных гликолей регенерацию осушителей нужно проводить в наличии инертного газа и др.

На рисунке 1 изображена принципиальная технологическая схема осушки газа абсорбционным методом. Абсорбционная способность гликолей уменьшается при накоплении в системе углеводородного конденсата. Иной раз при попадании конденсата в абсорбер протекает вспенивание раствора, что в свою очередь приводит к механической потери гликоля (для снижения потерь над верхней тарелкой абсорбера устанавливают специальные отбойные устройства) [20].

Раствор с содержанием более 97-98% масс. при восстановлении гликолей под атмосферным давлением практически неосуществимо, так как температура низа десорбера обязана находиться выше указанных температур, что недопустимо по условиям химического их равновесия. Поэтому гликоли чаще всего восстанавливают под вакуумом, который образовывается в десорбере при конденсации паров воды в конденсаторе-холодильнике и поддерживается за счет исключения из системы несконденсировавшихся газов эжектором или вакуумным насосом [21].

На рисунке 2 показана принципиальная технологическая схема процесса абсорбционной осушки газа с вакуумной регенерацией гликоля.

ISSN 3030-3907

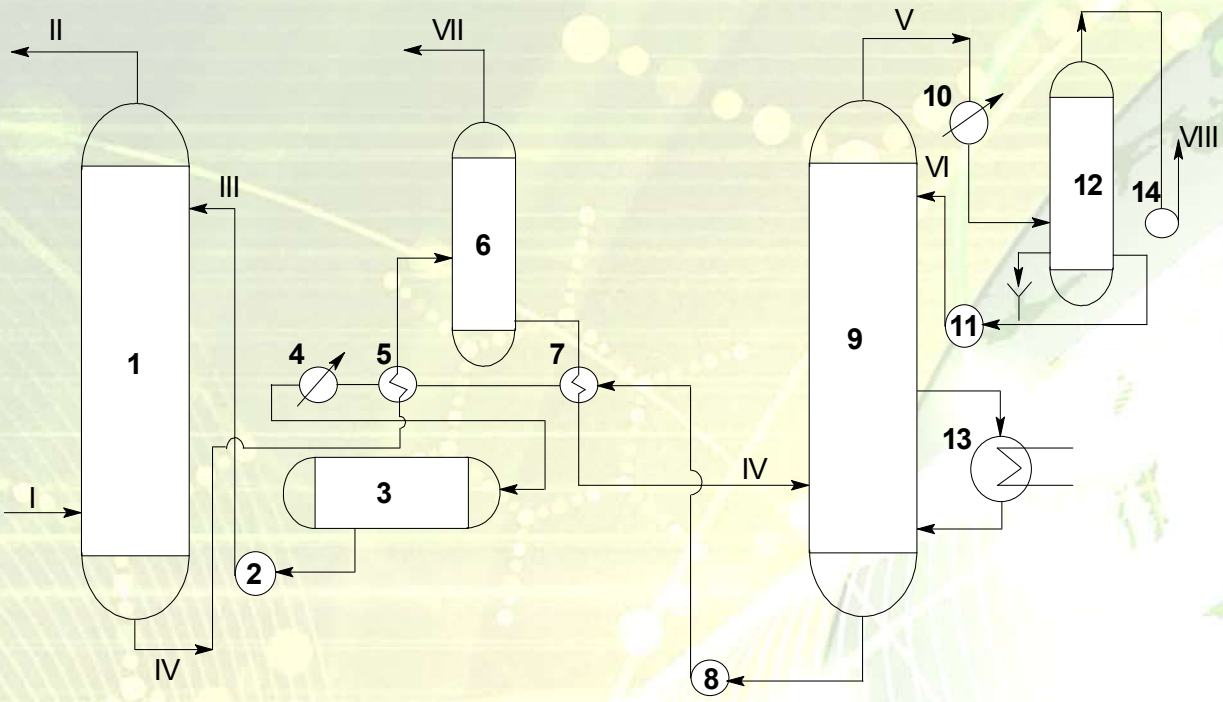


Рисунок 2 – Принципиальная технологическая схема абсорбционной осушки газа с вакуумной регенерацией гликоля: *1 – абсорбер; 2, 8, 11 – насосы; 3 – емкость гликоля; 4 – холодильник гликоля; 5,7 – теплообменники; 6 – выветриватель; 9 – десорбер: 10 – конденсатор-холодильник; 12 – емкость конденсата: 13 – рибойлер; 14 – вакуумный насос; I – влажный газ; II – осушенный газ; III – регенерированный гликоль; IV – насыщенный гликоль; V – пары воды и газ; VI – орошение; VII – газ выветривания; VIII – газ в атмосферу.*

Наравне с используемым вакуумным восстановлением, широко применяется способ восстановления гликолей, по средству отдувочного газа (стриппинг-газа) для получения гликоля нужной концентрации (более 99% макс), который позволяет получать ДЭГ и ТЭГ содержанием 99,5-99,9%. Как правило, в качестве отдувочного газа используется отбензиненный газ, подающийся в рибойлер или непосредственно в нижнюю кубовую часть десорбера. Отдувочный газ уменьшает парциальное давление водяного пара над раствором, в свою очередь содействуя переходу воды их жидкой фазы в паровую [22].

ОСУШКА КИСЛЫХ ГАЗОВ

Применение таких систем, как системы добычи, системы сбора и обработки сернистых газов, будут иметь характерные особенности, объединенные с присутствием в газе сероводорода, двуокиси углерода, меркаптанов и т.д., влияющие на температуру гидратообразования и влагосодержания газа, также, на скорость протекания коррозии

ISSN 3030-3907

оборудования, труб и выбора материала для их изготовления.

Почти все показатели природных газов располагают свойствами аддитивности. Следственно, от содержания в газе произвольного компонента зависят его термодинамические параметры.

Из кислых составляющих газа на его термодинамические параметры заметное влияние оказывают сероводород и диоксид углерода, так как концентрация остальных компонентов, таких как сероуглерод, меркаптаны и т.д., невелика.

Предоставленные составляющие не влияют такие параметры, как температура гидратообразования, влагосодержание, коэффициент сжимаемости, коррозионную активность газа за счет их малой концентрации в газе. В свою очередь, они оказывают существенное влияние на качество ингибиторов гидратообразования, абсорбентов и на процесс их восстановления.

При увеличении массового содержания сероводорода и диоксида углерода происходит повышение температуры гидратообразования газа и уменьшения его коэффициента сжимаемости.

С увеличением сероводорода и диоксида углерода происходит повышение температуры гидратообразования газа и уменьшение коэффициента сжимаемости. В присутствии углеводородов токсичность сероводорода и меркаптанов в большем значении усиливается. Максимально допустимые скопления этих газов в атмосфере будут составлять 0,008 мг/л. В процессе проектирования и обустройства сероводородсодержащих месторождений проводятся особые мероприятия, которые обязаны исключать аварийные выбросы газа в атмосферу.

С увеличением содержания H_2S и CO_2 в газе существенно происходит увеличение его равновесной влагоемкости.

Присутствие сероводорода в газах усиливает их растворимость в воде и реагентах, употребляемых в процессах промышенной обработки газа, так как растворимость H_2S в этих реагентах будет выше, чем углеводородов [23].

В процессе борьбы с коррозией, при добыче сернистых газов, идет основной акцент на вопросах снижении скорости коррозии в системах. Существенные компоненты, вызывающие коррозию труб и оборудования – сероводород и диоксид углерода.

Содержание меркаптанов в газе гораздо меньше, чем сероводорода и углекислоты, и, хотя в кое-каком уровне они могут быть подвержены гидролизу с формированием сероводорода (при условиях щелочной среды), фактически в коррозионных процессах участия не принимают.

ISSN 3030-3907

В процессе коррозии важную роль играют органически кислоты жирного характера, содержащиеся в тяжелых фракциях конденсатов и нефтей.

Видами коррозии оборудования являются: химическая, вызываемая агрессивными компонентами в газообразном состоянии; коррозионное растрескивание сталей вследствие насыщения водородом структуры металла.

Механизм коррозии имеет неоднородный характер, т.е. химический и электрохимический. Причиной химической коррозии является химическая реакция между железом и кислотами. Электрохимическая коррозия завязывается при прохождении тока между отдельными участками поверхности металла.

Продукция коррозионного процесса – атомы и молекулы водорода и двухвалентные ионы железа, которые вступают в реакцию с ионами гидросульфида и сульфида.

При наблюдении за контролем качества гликоля требуется систематически устанавливать pH среды. Порой для борьбы с окислением гликолей в раствор добавляют специальные реагенты.

В процессе проектирования установок осушки высокосернистых соединений также предусматривается вероятность установления емкости для отъединения продуктов коррозии [24].

Выбор материала играет большую роль для увеличения долговечности эксплуатации установки осушки высокосернистых газов, непосредственно которые контактируют с высокосернистым газом. Чувствительность к водородной коррозии будет расти, с повышением прочности сталей.

Потоки газа, обладающие скоростью свыше 20 м/с, могут вызвать эрозию материала коммуникаций. Так как эрозия в несколько раз убыстряет коррозию, нужно, чтобы скорость не превышала указанных границ.

Необходимая глубина осушки кислых газов зависит от их последующей переработки. При добыче слабокислых газов их необходимо осушить до точки росы в соответствии с нормами отраслевого стандарта ОСТ 51.40-93, так как из этих газов не требуется извлекания сернистых соединений перед подачей потребителям.

В процессе эксплуатации установки осушки газа должны отключаться каждые 12-18 мес., для ремонта, очистки и контроля в первую очередь тех узлов, которые контактируют с сероводородсодержащим газом.

Малосернистые, сернистые и высокосернистые газы при перевозке от производств до газоперерабатывающих заводов при наличии воды вызывают энергичную коррозию труб. Вследствие этого перед подачей в

ISSN 3030-3907

продуктопроводы такие газы подвергаются осушке. Глубокая осушка газов на производстве нецелесообразна, так как на установках очистки газа от кислых компонентов происходит их повторное увлажнение [25].

ПРЯМОТОЧНЫЕ АБСОРБЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ ОСУШКИ ГАЗА

Процесс осушки в абсорбере данного типа зависит от скорости движения газа в зоне распыления, также, от сравнительной скорости движения частичек абсорбента, создаваемой распылительным устройством, поверхности контакта абсорбента с газом, температуры контакта, степени загрязнения газа, качественных характеристик абсорбента и т.д.

Преимущество способа осушки газа при распылении гликоля обеспечивается за счет создания большой поверхности обмена. Распыление осуществляется особыми соплами с созданием существенного числа капель гликоля с большой общей поверхностью, т.е. меньшими размерами. Наряду с этим, обязана поддерживаться значительная скорость движения капель и их хорошая распределяемость в газовом потоке. Крайним местом увеличения поверхности обмена веществ почти что является этакое разделение гликоля, при котором его мельчайшие частицы преобразуются в туман.

В самом корпусе распыления происходит по мимо быстрому обмену веществ выравнивание температур газа и гликоля. В связи с чем, гликоль для осушки может передаваться при температурах, отличающихся от температуры газа.

Способом достижения наибольшей сравнительной скорости контактирующих потоков распыляемый гликоль подается навстречу потоку газа. Распылению гликоля препятствует движущийся навстречу поток газа. Мелкие капли жидкости вновь объединяются в более крупные, и в зависимости от скорости газового потока, проходящего через этот распылительный участок, через определенное время достигают стенки аппарата, осаждаются и исключаются из дальнейшего массообмена.

Наиболее усиленно процесс осушки проходит в точке подачи гликоля в абсорбер, менее усиленно – в точке его отвода. Равновесие между влагой осушаемого газа и ДЭГом определяется на выходе последнего из колонны.

В следствии чего с этим при прямоточной осушке газа выходит понижение температуры точки росы, чем при противоточной осушке при однотипных условиях протекания, она будет являться всегда ниже. В свой черед – это будет являться одним из наиболее значимых недостатков процессов прямоточной осушки газа.

Для приобретения высокой депрессии по точке росы применяется многоступенчатый ввод регенерированного раствора осушителя в абсорбер.

ISSN 3030-3907

Для получения наиболее низкой точки росы существенно важно сохранить концентрацию осушителя наибольшей. Максимальное разбавление осушителя допустимо на начальной ступени ввода, а наименьшее - на последней. В процессе этого, результат больших скоростей в аппаратах таких типов происходит увеличенное вспенивание растворов гликолей, которое содействует их потерям. Для обесценивания насыщенного гликоля иногда устанавливают специальную для этого емкость.

Степень пенообразования зависит от температуры процесса, скорости газа в абсорбере, содержания тяжелых углеводородов в газе и т.д. В свою очередь, пена гасится с помощью специальных химических реагентов.

В качестве распыливающих элементов могут быть использованы трубка Вентури и форсунки, а в ряде случаев – и то и другое вместе.

Абсорбционная часть установки состоит из тонкого отделителя жидкости, где на двух ступенях с помощью отбойной плиты и сепаратора выделяются из природного газа капельная роса и жидкие углеводороды. Отъединившаяся жидкость стекает в размещенные внизу сборники.

Распылительные ступени абсорбера установлены последовательно. Абсорбер имеет несколько промежуточных отделителей отработанного осушителя. За распылительными ступенями установлен "тонкий" отделитель, обеспечивающий улавливание капель гликоля, уносимых с газом. Далее, обработанный гликоль собирается в сборниках и оттуда устремляется на восстановление.

АДСОРБЦИОННЫЙ МЕТОД

В последнее время наряду с жидкостной осушкой широко распространена осушка адсорбентами. Установка сухой осушки применяется на промыслах для осушки газов, попадающих из отдельных скважин, и на главных сооружениях магистральных трубогазопроводов. Газобензиновые и нефтехимические заводы, применяющие охлаждение для газоразделения, включают установки сухой осушки, так как наличие влаги в газах приводит к образованию гидратных и ледяных пробок, забивающих аппаратуру и трубопроводы.

Сухая осушка осуществляется твердыми сорбентами – веществами, способными обратимо адсорбировать влагу и углеводороды из газа. Величина адсорбции газа и пара зависит от свойств поглощающего вещества – адсорбента и поглощаемого вещества – адсорбтива от удельной поверхности адсорбента, объема и структуры пор его парциального давления поглощаемого пара и температуры.

Поглощение адсорбтива заканчивается спустя обусловленный

ISSN 3030-3907

интервал времени после соприкосновения газа или пара с поверхностью адсорбента; в системе наступает адсорбционное равновесие. Количество вещества, сорбируемое адсорбентом в равновесных условиях, обычно называют равновесной статической активностью. При движении газового потока через слой адсорбента последний поглощает меньше адсорбтива, чем может поглотить в статических условиях. Это величина называется динамической активностью [1-4].

К преимуществам адсорбционных установок осушки относятся:

- возможность приобретения низкой точки росы (-30°С и ниже);
- являются незначительное влияние на процесс изменения температуры, давления, расхода газа;
- простота изготовления и эксплуатации;
- возможность осушки небольших количеств газа при низкой себестоимости.

Недостатки процесса:

- высокие капитальные затраты;
- большие перепады давления осушаемого газа;
- истирание адсорбента;
- относительно высокие затраты тепла;
- переменная по времени точка росы газа.

Подготовка газа к транспорту с применением процесса низкотемпературной сепарации

Наиболее широко в газовой промышленности распространен процесс низкотемпературной конденсации (НТК) при обработке конденсат содержащих газов. Производственные установки, предназначенные для извлечения из газа тяжелых углеводородов процессом НТК, называют установками низкотемпературной сепарации (НТС). Процессы НТК и НТС используются также в схемах установок низкотемпературной абсорбции (НТА) как их предварительная стадия.

Сам процесс конденсации газа можно охарактеризовать как процесс изобарного охлаждения (если пренебречь некоторой потерей давления при прохождении газа по трубопроводам и аппаратам технологической схемы) до температур, при каких при предоставленном давлении возникает жидкая фаза. Нефтяные и природные газы являются многокомпонентными смесями, поэтому фазовые переходы и критические области в них существенно отличаются от таковых для чистых веществ.

Для каждого вещества имеется критическая точка, которой будут соответствовать критическая температура и критическое давление. Причем, при температуре выше критической вещество находится только в

ISSN 3030-3907

однофазном состоянии и никакими соединениями значений прочих параметров перевести его в двухфазное состояние нельзя. Это означает то, что процессы не полного или полного сжижения однокомпонентного газа путем его компримирования можно реализовывать только после предварительного охлаждения газа до температуры ниже критической.
Ниже, на рисунке 3, представлена схема переработки газа методом НТК.

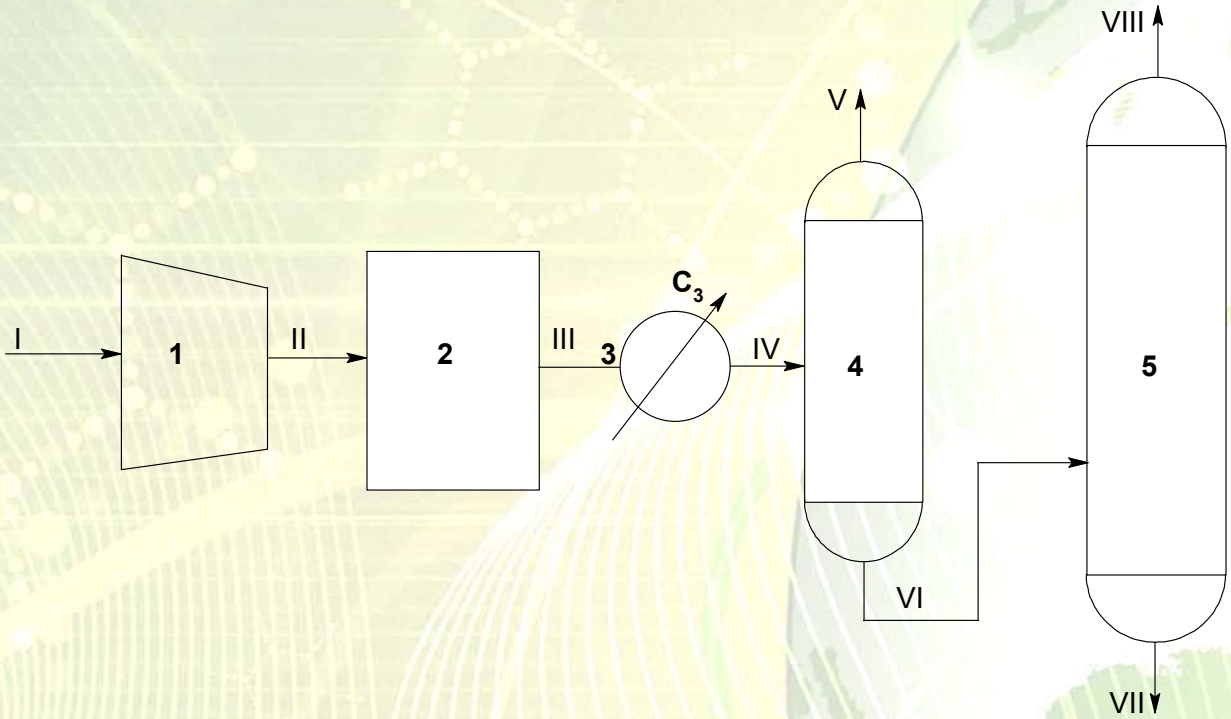


Рисунок 3. Принципиальная схема переработки газа методом НТК: *1 – компрессор сырого газа; 2 – узел осушки газа от воды; 3 – источник холода; 4 – сепаратор; 5 – деэтанизатор (деметанизатор); I – сырой газ низкого давления; II – сырой газ высокого давления; III – сырой газ, осушенный по воде; IV - охлажденная двухфазная смесь газа и конденсата; V – сухой газ; VI – конденсат; VII – широкая фракция легких углеводородов; VIII – остаточный газ с верха деэтанизатора.*

В следствии того, что персональные составляющие нефтяных и природных газов (метан, этан и др.) имеют разные от себя температуры конденсации, то при понижении температуры происходит следующее. При охлаждении газа наступает момент, когда одна из составляющих (при его парциальном давлении) приступает к конденсации. Разумеется, что первым сконденсируется компонент, температура конденсации которого при его парциальном давлении в данной исходной смеси наибольшая. Если предположить равномерное разделение компонентов в исходной смеси, то сначала выпадет осадок в виде конденсата с преимущественно наибольшим значением нормальной температуры конденсации.

ISSN 3030-3907

Углеводородные газы владеют важной особенностью: они имеют свойство растворяться в углеводородных жидкостях. В следствии чего, в жидкую фазу сообщаются не только те компоненты, которые должны конденсироваться при предоставленных значениях температуры и парциального давления, но и другие, даже те, критическая температура которых существенно меньше температуры смеси в настоящий момент. Например, смесь, состоящая из 10% мол. метана и 90% мол. пропана в проточной системе может быть полностью сконденсирована при понижении температуры до 10°C при P=2,0 МПа. Таким образом, метан, критическая температура которого -82°C, в присутствии пропана при 10 °C (температуре значительно выше критической) преобразуется в жидкость [26].

Растворение газа в жидкости, так же, как и конденсация газа, сопутствуется выделением тепла. Численное значение теплоты растворения не на много различается от полученных данных теплоты конденсации. По мере понижения температуры возрастает число создавшейся жидкости и меняется ее состав: жидкость обогащается легколетучими составляющими. Одновременно обогащается легколетучими составляющими и паровая фаза (по мере конденсации тяжелых составляющих), при последующим охлаждении смеси этот процесс будет продолжаться до полной конденсации паровой фазы.

В процессе низкотемпературной конденсации (НТК) газа охлаждение продолжают лишь до заданной точки конденсации паровой фазы (исходного газа), которая определяется по средству необходимой глубины извлекания целевых компонентов из газа и достигается при помощи, вполне определенной (в зависимости от состава исходного газа и давления в системе) итоговой температуры процесса охлаждения. Эта температура достигается путем подвода расчетного количества холода нужного температурного уровня.

Конкретно одной и той же степени конденсации начально исходного газа можно добиться путем различных комбинаций, с помощью изменения параметров температуры и давления. С увеличением давления в системе, то есть с увеличением парциального давления каждой составляющей, число конденсации с увеличением давления снижается. При последующем возрастании давления интенсивность конденсации снижается. То же самое, мы можем сказать и о влиянии температуры: (степень конденсации компонентов возрастает с уменьшением температуры наиболее интенсивно до конкретного значения (в зависимости от состава исходного газа), ниже которого скорость конденсации замедлится. Степень конденсации

ISSN 3030-3907

углеводородов будет возрастать в случае увеличения давления процесса конденсации при неизменной температуре, а также при уменьшении температуры процесса в случае неизменного давления. Но, процесс конденации конкретно в этих двух случаях будет протекать по-разному. При увеличении давления и не изменной температуре число конденсации будет возрастать с уменьшением четкости разделения углеводородов: в жидкую фазу вместе с тяжелыми компонентами переходит большее число легких.

ЛИТЕРАТУРА

1. Махмудов М. Ж. Модификация низкооктанового бензина для улучшения его эколого-эксплуатационных характеристик //Мир нефтепродуктов. – 2020. – №. 3. – С. 28-34.
2. USGS. Minerals Yearbook 1995–2005 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/myb.html
3. Муртазаев, Ф. И., Махмудов, М. Ж., & Наубеев, Т. Х. (2021). ОПРЕДЕЛЕНИЕ БЕНЗОЛСОДЕРЖАЩЕЙ ФРАКЦИИ АВТОМОБИЛЬНОГО БЕНЗИНА ХРОМАТО-МАСС-СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ. Universum: технические науки, (11-4 (92)), 49-51.
4. Муртазаев, Ф. И., Махмудов, М. Ж., & Наубеев, Т. Х. (2021). ВЫДЕЛЕНИЕ АРОМАТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ АВТОМОБИЛЬНОГО БЕНЗИНА С ЦЕЛЬЮ ДОВЕДЕНИЯ ЕГО ДО НОРМ ЕВРО-5. Universum: технические науки, (11-4 (92)), 52-56.
5. Муртазаев, Ф. И., & Махмудов, М. Ж. ХИМИЧЕСКАЯ МОДИФИКАЦИЯ АВТОМОБИЛЬНЫХ БЕНЗИНОВ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ИХ ЭКОЛОГО-ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК. ЎЗБЕКИСТОНДА МИЛЛИЙ ТАДҚИҚОТЛАР: ДАВРИЙ АНЖУМАНЛАР: 21-ҚИСМ, 17.
6. Industrial Minerals. 2006. # 466. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.ucm.es/BUCM/compludoc/W/10608/00198544_1.htm
7. Махмудов, М. Ж. (2020). Определение сорбционной емкости синтетического цеолита NaX в динамических условиях из жидкой фазы по ароматическим углеводородам бензина. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, (5), 26-29.
8. Абрамов, А. А. Переработка, обогащение и комплексное использование твердых полезных ископаемых [Текст] / А. А. Абрамов. – М.: Изд-во Моск. гос. горн. ун-та, 2004. Т. 2. 510 с.
9. Махмудов, М. Ж., & Ахмедов, У. К. (2020). Colloidal-chemical features of surfactants and additives into low octane gasolines to improve their quality. International Scientific Review, (1), 6-10.

ISSN 3030-3907

10. Брагина, В. И. Фосфатные руды Красноярского края [Текст] / В. И. Брагина, В. Е. Кисляков // Минерально-сырьевая база, технологии обогащения. Красноярск: ГУЦМи З, 2006. 387 с.
11. Брагина, В. И. Обогащение фосфатно-редкометальных руд [Текст /В. И. Брагина, В. И. Брагин // Красноярск: ГАЦМиЗ, 2002. 126 с.
12. Авдохин, В. М. Основы обогащения полезных ископаемых. Обогатительные процессы [Текст] / В. М. Авдохин. М.: МГУ, 2006. Т. 1. 352 с. 15. Брагина, В. И. Обогащение и комплексное использование фосфатных и фосфатно-редкометалльных руд Восточной Сибири [Текст]/ В. И. Брагина, В. И. Брагин. Красноярск: ГАЦМиЗ, 1996. 401 с.
13. Jamolovich, M. M., & Karimovich, A. U. (2022). COLLOIDAL-CHEMICAL features of surfactants and additives into low octane gasolines to improve their quality. International scientific review, (LXXXVII–I), 5-9.
14. Дианов В.Н. Диагностика и надежность автоматизированных систем: учебное пособие. – М.: МГИУ, 2007. – 159 с.
15. М.В. Горбачева, Чан Зань Хыонг, О.В. Лазарева. Исследование надежности и риска нерезервированной технической системы. / Материалы ВНПК «Перспективы развития технологии переработки углеводородных, растительных и минеральных ресурсов», Иркутск, 25-26 апреля 2013. – с. 116.
16. Mukhtor, M., & Sadulla, Y. (2024). THE INFLUENCE OF DIFFERENT PARAMETERS IN THE PROCESSES OF AMINE PURIFICATION OF NATURAL GASES. Universum: технические науки, 8(2 (119)), 36-38.
17. Mukhtor, M., Temirbek, N., & Dilnoza, A. (2023). STUDY OF ANTI-KNOCK CHARACTERISTICS OF LOW-OCTANE GASOLINE WITH THE ADDITION OF OCTANE BOOSTING ADDITIVES. Universum: технические науки, (4-8 (109)), 15-21.
18. Mukhtor, M., & Nozim, T. (2024). ANALYSIS OF MODERN TECHNOLOGIES OF METHYL TERTIARY BUTYL ETHER PRODUCTION. Universum: технические науки, 7(6 (123)), 40-42.
19. Mukhtor, M., Temirbek, N., & Dilnoza, A. (2023). Increasing the detonation stability of automotive gasolines by basic synergistic mixtures of oxygen compounds. Universum: технические науки, (4-8 (109)), 22-26.
20. Mukhtor, M., & Salohiddin, A. (2022). Absorption and adsorption methods for natural gas purification from hydrogen sulfide and mercaptans. Universum: технические науки, (9-5 (102)), 62-64.
21. Махмудов, М. Ж., Цуканов, М. Н., Саломов, С. С. Ў., & Савриев, М. С. (2021). ИССЛЕДОВАНИЕ КИНЕТИКИ ПРЕВРАЩЕНИЯ ВЕЩЕСТВА В

ISSN 3030-3907

ПРОЦЕССЕ ГИДРООЧИСТКИ АВТОМОБИЛЬНОГО БЕНЗИНА И ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА. Science and Education, 2(3), 166-174.
22. Ризаев, Ш. А., & Махмудов, М. Ж. (2023). ТАБИИЙ ГАЗНИ ҚУРИТИШ ЖАРАЁНЛАРИДА СИРТ-ФАОЛ МОДДАЛАРНИ ҚЎЛЛАШ АСПЕКТЛАРИ.
23. Махмудов, М. Ж., & Тиллаева, Ш. Ф. (2019). ГИДРОИЗОМЕРИЗАЦИЯ БЕНЗОЛСОДЕРЖАЩЕЙ ФРАКЦИИ В ПРИСУТСТВИИ КАТАЛИЗАТОРА NI/AL2O3 С ЦЕЛЬЮ ДОВЕДЕНИЯ БЕНЗИНА ДО НОРМ ЕВРО-5. Теория и практика современной науки, (3 (45)), 175-180.
24. Махмудов, М. Ж. (2013). ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КАЧЕСТВЕННОГО ПРОВЕДЕНИЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН. In СОВРЕМЕННЫЕ МАТЕРИАЛЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ (pp. 320-322).
25. МАХМУДОВ, М. Ж. (2014). ПЕРСПЕКТИВЫ ПОЛУЧЕНИЯ БИОДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВО. In Современные инновации в науке и технике (pp. 92-94).
26. Махмудов, М. Ж., Тошев, М. С. Ў., & Салойдинов, А. А. (2021). Гидроизомеризация бензолсодержащих бензиновых фракций на катализаторе NiW/Al2O3 с целью доведение автомобильного бензина АИ-80 до нормам Евростандарту-5. Science and Education, 2(10), 135-140.

ISSN 3030-3907