

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

ТАШКЕНТСКИЙ ХИМИКО – ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

На правах рукописи
УДК: 665.625

РУЗМАТОВ ШАХЗОД ТУХТАПУЛАТОВИЧ

**РАЗРАБОТКА ЭФФЕКТИВНОГО СПОСОБА СТАБИЛИЗАЦИИ
СВОЙСТВ ГАЗОКОНДЕНСАТА В УДП «МУБОРЕКНЕФТЕГАЗ»**

5А321302-Химическая технология нефти и газа и их переработка

Диссертация
на получения академической степени
магистра

Научный руководитель:
к.т.н., доц. Тураев Т.Б.

ТАШКЕНТ-2014

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
ГЛАВА I. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЦЕССА СТАБИЛИЗАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТОВ	9
1 Газоконденсаты Узбекистана и их свойства.....	9
2 Процессы стабилизации свойств газоконденсата.....	16
3 Показатели стабильных газоконденсатов и их переработка в моторных топливах.....	29
Выводы по главе I.....	38
ГЛАВА II. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ЭФФЕКТИВНОГО ПРОЦЕССА СТАБИЛИЗАЦИИ СВОЙСТВ ГАЗОКОНДЕНСАТА. (ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЯ)	39
1 Объекты и методы исследования.....	39
2 Методика анализа и описание лабораторного стенда.....	45
3 Технология стабилизации газоконденсатного сырья.....	50
4 Исследование эффективного извлечения легких углеводородов из газоконденсатного сырья.....	60
Выводы по главе II.....	65
ГЛАВА III. КАЧЕСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГАЗОКОНДЕНСАТА ..	66
1 Качественно – количественные показатели характеризующие стабильность газоконденсата.....	66
Выводы по главе III.....	68
ГЛАВА IV. ТЕХНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ	69
1 Техно – экономическая рекомендации по разработке процесса стабилизации газоконденсата.....	69
Выводы по главе VI.....	71
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	72
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	73
ПРИЛОЖЕНИЕ	80

ВВЕДЕНИЕ

Экономика Узбекистана развивается высокими темпами. В республике уделяется большое внимание реформированию производства и экономики в целом.

18 января 2014 года состоялось заседание Кабинета Министров Республики Узбекистан, посвященное итогам социально-экономического развития республики в 2013 году и важнейшим приоритетам экономической программы на 2014 год.

На заседании с докладом выступил Президент Республики Узбекистан Ислам Каримов.

В выступлении главы государства было отмечено, что в результате последовательной реализации общепризнанной в мире собственной «узбекской модели» развития и приоритетных направлений принятой Концепции дальнейшего углубления демократических реформ и формирования гражданского общества в стране, несмотря на продолжающиеся кризисные явления в мировой экономике, обеспечены устойчивость высоких темпов роста и макроэкономическая сбалансированность экономики страны.

В своем выступлении Ислам Каримов подчеркнул, что, не смотря на замедление темпов роста мировой экономики, в Узбекистане обеспечены динамика роста и макроэкономическая стабильность. Прирост ВВП Узбекистана в 2013 году составил 8 процент, объемы производства промышленности 8,8 процент, сельского хозяйства 6,8 процент, бюджет исполнен с профицитом, а внешнеторговое сальдо составило 1,3 млрд. долларов.

Доля промышленности в ВВП превысила 24 процент. Машиностроение и переработка металлов выросла на 121 процента, сфера стройматериалов на 113 процента. В 2013 году 26 тыс. субъектов предпринимательства начали деятельность, а всего их число достигло 190 тыс.

Экспорт, несмотря на целый ряд факторов неустойчивости на мировых рынках, также увеличился на 10,9 процент, 18 процент экспорта отправили зарубежные предприниматели.

В этом плане создание Фонда поддержки экспортной деятельности субъектов бизнеса и частного предпринимательства и его филиалов во всех регионах открыло новые возможности для завоевания внешних рынков. За короткий срок Фонд содействовал в подписании 153 контрактов на 56 млн. долларов.

Доля сельского хозяйства в ВВП Узбекистана снижается - в 2013 году этот показатель составил 16,6%, тогда как в 2000 году – почти в треть. При этом производство молока и мяса по сравнению с тем же 2000 годом увеличилась в более чем в 2 раза, овощей и картофеля - более чем в 3 раза[1]. Целенаправленная работа по реализации в полной мере конкурентных преимуществ отечественных предприятий-экспортеров, диверсификации структуры экспорта и активному освоению новых внешних рынков сбыта обеспечила в 2011 году прирост объемов экспорта на 10,9 процента, значительный размер продолжительного сальдо внешнеторгового баланса и рост золотовалютных резервов страны.

Реализуемые в стране реформа по формированию устойчивой и эффективной экономики в настоящее время дают свои положительные результаты. За короткий срок достигнуты значительные успехи в работе по глубокому структурному преобразованию в экономике, обеспечению роста доходов населения, усилению внешней торговли и инвестиционных процессов, реформированию сельскохозяйственной сферы, стабильному развитию сферы малого бизнеса и частного предпринимательства, укреплению деятельности банковско-финансовой системы.

Однако, необходимо отметить, что наряду с позитивным влиянием интеграции и глобализации на мировую экономику, возникают и определенные противоречивые моменты. Так, неравномерное развитие экономик отдельных государств, усиление различия социально-

экономического развития различных стран, экологических угроз, существенная разница демографического роста в отдельных государствах препятствуют стабильному развитию мирового хозяйства в качестве единой системы. Еще одна особенность этих процессов - происходящие социально-экономические изменения в одной отдельно взятой неизбежно оказывают влияние и на другие государства. Финансовый - экономический кризис, охвативший в настоящее время все мировое сообщество, в этом смысле проявляется в качестве негативного последствия процессов глобализации[2,3].

В связи с этим, при определении текущих и перспективных мероприятий по социально-экономическому развитию нашей республики, необходимо всесторонне учитывать воздействия последствий мирового финансово-экономического кризиса, именно с точки зрения воздействия этих процессов составлять и реализовывать программы экономического развития. Мероприятия такого плана широко и подробно изложены в работе Президента И.Каримова «Мировой финансово-экономический кризис, пути и меры по его преодолению в условиях Узбекистана».

Актуальность работы. Изучение технологических схем процессов стабилизации газа и газоконденсата, режимов работы отдельных аппаратов и их конструктивных особенностей, характеристика различных видов сырья дают основные направления получения разных продуктов и, соответственно, покажут основные направления развития современной газохимической и нефтегазоперерабатывающей промышленности. Это особенно важно в вопросах модернизации предприятий этой промышленности, а также в вопросах получения гомологов метана.

Важным продуктом, выделяемым при добыче газа, является газовый конденсат. Стабильный конденсат используют для получения моторных топлив и ценных химических продуктов. До сих пор схемы его выделения на большинстве газоперерабатывающих заводов ещё далеки от совершенства, поэтому весьма актуальны вопросы повышения

производительности промышленных установок, их совершенствования, улучшения их технологии и экологической безопасности.

Процесс стабилизации газоконденсата является важным этапом для получения широких фракции углеводородного топлива, стабильный газоконденсат легче, перерабатываются в готовый продукт, и по транспортировке его в нефтеперерабатывающие заводы таких как Бухарский НПЗ и Ферганский НПЗ. Исходя выше изложенного стабилизацию газоконденсата считаются важным этапом в промысле.

В связи с этим, настоящая магистерская диссертация, посвященная характеристике установки стабилизации газоконденсата, работающего на Мубаракском ГПЗ модернизации действующей установки, повышения качества выходящей продукции и снижения затрат на энерго-потребления, является актуальной.

Объект и предмет исследования. Объектом исследования является газоконденсат со свойствами нестабильности.

Предметом исследования считается широкая фракция углеводородов, гомологи метана (пропан бутановый) и стабильный газоконденсат.

Цель работы. Улучшения эффективности стабилизации свойств газоконденсата и разработка усовершенствованных технологических схем установок стабилизации газоконденсата и интенсификация процесса.

В связи с этим были поставлены и решены следующие задачи:

- произвести научно-практический анализ известных литературных материалов, посвященных исследованиям и разработке практического опыта стабилизации газоконденсата (ГК), а также применении ГК;
- Рассмотрены теоретические вопросы химии и реологии ГК;
- Разработать методики анализа и объекта исследования -ГК, а также вспомогательных материалов, экстрагентов и экспериментальных средств;
- Разработать усовершенствованной технологической схеме установки стабилизации газоконденсата и интенсификация процесса;

– Улучшения эффективности стабилизации свойств газоконденсата.

Основные задачи и гипотезы. Совершенствование действующего процесса стабилизации газоконденсата и разработка эффективного способа стабилизации не стабильного газового конденсата.

Краткий литературный обзор. В литературном обзоре изучены и изложены технология стабилизации газоконденсата путём рециркуляция газовой дегазации, стабилизация конденсата многоступенчатой дегазацией, а также фракционирование газоконденсата на установке сепарации газа для получения растворителя и моторного топлива. На сегодняшний день, в лаборатории «Газоконденсатов» Института общей и неорганической химии под руководством к.х.н. Алимова А. в этом направлении ведутся научно исследовательские работы.

Методы использованные в исследовании. При научных исследованиях применены следующие методы с использованием установок и приборов:

- определение фракционного состава в аппарате АРН-2;
- условная вязкость;
- определение температуры вспышки в закрытом тигле;
- содержание серы сжиганием в лампе;
- определение наличия водорастворимых кислот и щелочей;
- определение кислотного числа.

Практическая значимость. На основании проведенных исследований и полученных результатов разработана и реализована в ходе реконструкции технологическая схема, устойчиво работающая в широком диапазоне изменения фракционного состава исходного сырья.

Реализованная технологическая схема позволила:

1. стабилизировать обеспечение установки теплом за счет реализации рецикла высокотемпературного теплоносителя (ГК);
2. снизить энергетические затраты на разделение в среднем на 5-6 %, соответствует снижению эксплуатационных затрат 1-2 раза.

Научная новизна. Определено направление структурного совершенствования существующих установки стабилизации газового конденсата, стабилизацией исходного сырья и максимальной интеграцией материальных и тепловых потоков;

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, 4-х глав, заключения (основные выводы) и списка использованной литературы и приложения. Работа изложена на 80 страницах компьютерного текста, включает 19 таблиц, 4 схем и 14 рисунков. Список использованной литературы состоит из 61 наименований.

ГЛАВА I. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЦЕССА СТАБИЛИЗАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТОВ

1. Газоконденсаты Узбекистана и их свойства.

За годы независимости нашей страны нефти и газоперерабатывающая отрасль сделала невиданные шаги по освоению новых месторождений газа и нефти и их переработке. При огромной поддержке отрасли Правительством Республики под руководством И. А. Каримова были освоены Бухарский нефтеперерабатывающий завод (НПЗ), Шуртанский газо-химический комплекс (ШГХК), ряд газоперерабатывающих предприятий, завершено строительство крупных газохранилищ, реконструированы отдельные производства нефтеперерабатывающих заводов. В результате чего была достигнута топливная независимость экономики Республики Узбекистан [3].

Особым успехом можно с удовлетворением отметить пуск и освоение впервые ШГХК, в регионе форсировано производство химической продукции полиэтилена (по всем их разновидностям) из природного газа - этана. В целом, будет переработано 4,5 – 5,0 млрд. м³/год сырого газа, из которого получают [4]:

1. Товарный газ (метан - 99%)	3,5-4,0 млрд. м ³ /год
2. Газовый конденсат (стабильный)	90-110 тыс. т/год;
3. Этан (технологический газ)	160-165 тыс. т/год
4. Этилен (на полиэтилен)	140-145 тыс. т/год
5. Сжиженный газ (пропан-бутан)	110-135 тыс. т/год
6. Газовая сера (99.9% чистоты)	4,5-5,5 тыс. т/год

Однако необходимо заметить, что большая часть продукции (85% товарного газа, газоконденсата, сжиженного газа и др.) комплекса еще работает на топливо и из небольшой доли сырья -этана получается этилен, из которого синтезируется полиэтилен – 125 тыс. т/год. Надеюсь на будущее ШГХК, как отметил Президент Республики на презентации, «... из получаемого газа необходимо получить еще немалый перечень

химических материалов...» [3] т.е., развивая сказанную мысль: химическому комплексу дано широкое поле действия в развитии по химической переработке всех компонентов природного газа в химические полупродукты и материалы.

Огромные возможности ШГХК как выразителя единственного в республике газохимического производства, воплотившего новейшие технологии, газоочистку, газоразделение, конвертор газа (печи пиролиза), производство холода, газохранилище и другие вспомогательные узлы, способствуют саморазвитию - освоению новых технологий, получению окиси этилена, этаноламинов, этиленгликолей, пропилена и т.д.

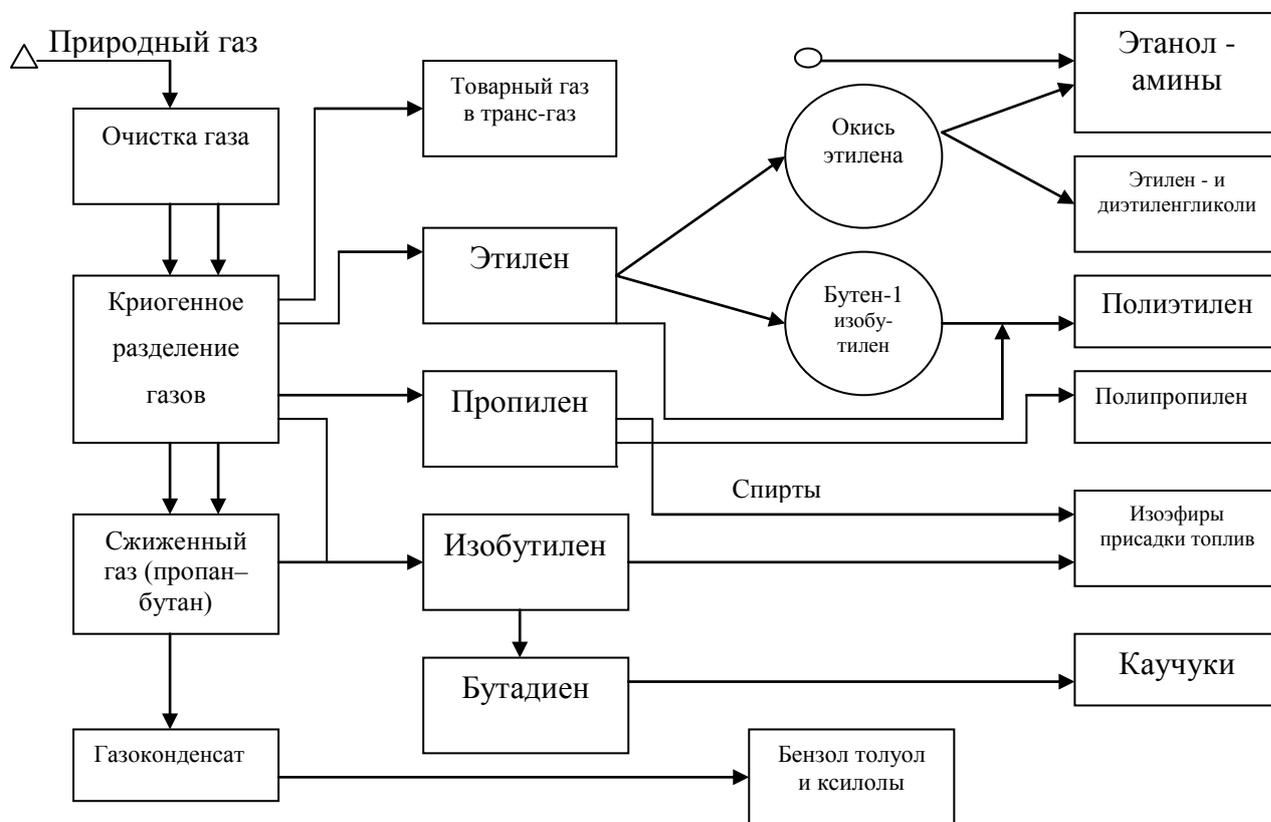


Рис.1 Действующая и перспективная схема развития ШГХК по получению продуктов газохимического синтеза.

△-действующие технологии и продукты; ○-перспективные технологии и продукты на UZ-KOR-GAS-Chemical (Сургилийский ГХК).

Производство полиэтилена дает импорт замещению более чем 300 наименований химических изделий, изготавливаемых в нашей стране, а

дальнейшие этапы продукта газохимического синтеза обеспечат прогрессирующими силами для развития химического материаловедения [5].

Ранние научные исследования заложили основу для новых практических разработок по технологиям получения химических полупродуктов - бензола, толуола и ксилолов (БТК) [6], компаунд бензина [7], беззольных присадок [8,9], экологически чистых маслоэкстракционных растворителей [10], разновидностей растворителей для машиностроения [11,12] и т.д. [13,14].

При этом нашли свои научно-теоретические обоснования и созданы технические документации к некоторым из перечисленных продуктов химического использования газоконденсата. Для химической переработки газа и конденсатов изучены состав и свойства эксплуатируемых месторождений республики (табл. 1).

Таблица 1.

Состав и свойства газа и газов переработки

Газ	Удельный вес по воздуху, г/м ³	Углеводородный состав, %				Сумма и др. состав, %
		СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀	
Сырой природный	640	76,4	5,1	3,2	1,7	13-17
Товарный природный	538	99,3	0,3	0,1	-	-
Технологический	660	0,2	58,5	30,2	11,3	0,5-1,0
Сжиженный	650	0,1	0,4	60,7	35,3	2,5-3,0

Как видно, усредненный состав природных газов богат технологическими газами, причем они содержат, в основном, этан и фракции сжиженного газа. Данные составляющие природного газа, как известно из многолетнего опыта, являются наиболее чистыми и технологически выгодными полупродуктами для глубокой их химической переработки, что подтверждается производственной практикой в ГПЗ. Это является ярким примером превращения газа в химический материал и далее - залогом развития химического материаловедения.

В результате многолетнего изучения газоконденсатов эксплуатируемых месторождений природного газа можно сделать вывод о том, что они отвечают следующим требованиям химической переработки:

- малосернистые (связанные) по сравнению с нефтями;
- высоко ароматизированные (12-27 мас %);
- сравнительно легкие и подвижные смеси углеводородов (35-380°С);
- светлые и легко подвергаются переработке.

Эти общие показатели являются достаточными условиями для химического использования и переработки их в полупродукты.

Таблица 2.

Показатели свойств газоконденсатов Узбекистана

Промысел	Выработка ГК, тыс. т. на 2012 г.	Температура, °С		Физические свойства		Состав групповой углеводородов, мас %			Содержание связанной серы, %	Цвет ГК по нодомерической шкале, мг/л
		Н.к	К.к.	d_4^{20} кг/м ³	P_D^{20}	Парафиновые	Нафтеновые	Ароматические		
Кокдумалак	2000	45	385	764	1,4592	62,1	29,1	8,8	0,2-0,3	28
Шуртан	800	35	360	740	1,4358	47,0	26,0	27,0	0,08-0,1	12
Мубарек с/н	380	40	350	738	1,4385	56,2	29,3	14,5	0,15-0,2	19
Бухарская группа месторождений	410	50	380	787	1,4486	39,1	36,7	24,2	0,25-0,4	30
Сумма и другие месторождения	650	55	390	810	1,4675	42,5	40,8	16,7	0,3-0,5	35

По данным исследований (табл. 2) можно судить о том, что по объему выработки и групповому составу приведенные газоконденсаты уникальны и вполне пригодны для использования в нефтехимии. Свод показателей был проанализирован для стабильных газоконденсатов,

отгружаемых на переработку в топливо, проверено соответствие их с требованиями к ним технических условий.

При низкотемпературной сепарации и стабилизации газо-конденсата происходит унос легких углеводородов, которые извлекаются в виде кубового остатка при пропан – бутановой сепарации - широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ). ШФЛУ присущи низкая температура начала кипения с давлением насыщенных паров 512.8 МПа, отсутствие воды и механических примесей, очень низкое (следы) содержание серы и ароматических углеводородов, высокая подвижность, прозрачность и т.д.

С учетом этих свойств была разработана технология получения газоконденсатного экстрагент – растворителя (ГК-ЭР 65/85), т.е. установлены параметры процесса извлечения из ШФЛУ фракций углеводородов 65-85°С. Для характеристики растворителя экстрагента растительных масел проведен полный анализ состава фракций углеводородов (табл. 3).

Таблица 3.

Качественный в количественный состав растворителей для экстракции растительных масел.

Компоненты	Температура кипения, °С	Растворители		
		ГК-30/115 ШФЛУ	ГК-ЭР 30/85	ГК-ЭР 65/85
Н-пентан	36.1	0.35	0.75	0.92
2.3-Диметилбутан	58.0	2.46	2.29	2.08
2-Метилетан	60.0	3.20	14.47	19.60
Н-гексан	68.3	36.50	37.24	29.97
Метилциклопентан	71.8	10.90	11.78	9.24
2.4-Диметилпентан	80.5	2.95	2.90	3.12
Бензол	80.1	0.05	0.07	0.08
1-метилгексан	85.2	0.92	1.20	1.01
3-Метилгексан	84.0	0.31	0.38	0.41
1.2-Диметилциклопропан	78.2	0.82	0.90	0.94
Метилциклобутан	76.4	0.60	0.55	0.60
*Др. углеводороды	30-115	4.54	3.25	0.10
С2-С110	<<	3.25	-	-

*-легкие составляющие ШФЛУ, которые входят в состав ГК-30/115 и ГК -ЭР 30/85.

Результаты испытаний разработанного растворителя обеспечивают адгезию предварительно обезжиренных образцов под грунты типа ЛК-070 и ЭП 0215 до 95%, эмалей ПФ-115 и ПФ-223 96%, герметиков УЗОМЭС 5 под слоем П-9 до 98% и выявляемость дефектов при капиллярном контроле деталей 100%.

ШФЛУ - также ценное сырье для получения растворителя, применяемого в самолетостроении, используется при дефектоскопии деталей моторов, для приготовления адгезивов, герметиков и т.д., и к нему предъявляют особые требования, которые были достигнуты при стендовой разработке процесса получения растворителя ГК-РС 80/120°С (табл. 4).

Таблица 4.

Показатели газоконденсатного растворителя (ГК-РС 80/120)

Нормативные показатели и ед.изм.	Нормы
Плотность при 20 °С, г/см ³	0,73
Фракционный состав:	
Температура начала кипения, °С	80
93,0 % должно перегоняться при температуре, не ниже	110
98,0 % должно перегоняться при температуре, не ниже	120
Остаток в колбе после перегонки 6%, не более	1,5
Бромное число г.брома/100 см ³ , не более	0,09
Испытания на образование масляного пятна (30 мин.)	Выдерживает
Содержание водорастворимых кислот и щелочей	Отсутствует
Содержание механические примесей и воды	Ниже нормы
Содержание тетраэтилсвинца	Ниже нормы
Температура вспышки, °С, не ниже	-
Температура самовоспламенения, °С	270
Электропроводность пика смены/м, не менее	50

Высокое содержание (32 – 34 мас.%) (БТК) в целевой фракции (65– 125 °С) Мубарекского газоконденсата позволило разработать экстракционное извлечение их на селективном экстрагенте. БТК, который представляет интерес как компонент моторного топлива, полупродукт для синтеза ряда химических продуктов и материалов. Из БТК получены химически чистые бензол и толуол с соответствующими показателями на их сертификат качества.

Сырьевые возможности газоконденсата и полупродуктов действующих заводов позволяют получить качественные марки компаунд – бензинов. При этом прямогонный и реформинг – бензины из газоконденсата, наполненные вновь синтезированными беззольными присадками (этилтретбутиловый, диизопропиловый и дитретбутиловый эфиры) дали возможность улучшить эксплуатационные показатели топлива.

Существенные успехи достигнуты по разработкам получения газоконденсатных растворителей лакокрасочных материалов [15], которые по показателям лучше, чем известные растворители, получаемые из нефти (табл.5).

Таблица 5

Сравнительные показатели нефтяных и газоконденсатных растворителей.

Показатель	Известные нефтяные растворители				Углеводородные растворители из газоконденсата		
	Уайт-спирт	Соль-вент	Нефрас С-3 70/98	Нефрас С-4 130/210	ГК-ЛКМ 120/220	ГК-ЛКМ 120/160	ГК-РЭ 65/85
Плотность при 20°C, кг/м ³	795	865	695	790	790	845	680
Температура начала кипения, °С	130	120	72	130	120	120	63
Температура конец кипения, °С	210	160	98	98	220	160	98/85
Остаток в колбе, %	2	8	1	2	0,5	-	2
Массовая доля ароматики, %	16	65	4	16	18	42	-
Массовая доля серы, %	0,02	0,04	0,025	0,08	0,01	-	0,01
Температура вспышки	30	20	12	32	30	24	13
Летучесть по ксилолу	4,5	5-6	2,5-3	6	4-6	3-4	2-2,6
Цвет растворителя	Светло-красный	Светло-желтый	Прозрачный	Светло-желтый	Прозрачный	Прозрачный	Прозрачный

Таким образом, обобщая результаты исследований, можно сделать следующие выводы:

- сравнительный и качественный состав природных газов (метан, этан, пропан, бутан и газоконденсатов) помогает получить более глубокие результативные технологические разработки, которые необходимо развивать до производственного воплощения;

- разработаны технологии получения ряда соединений (бензола, толуола и смесь БТК), компаунд – бензинов и газоконденсатных растворителей, которые необходимо освоить на УДП "Шуртаннефтегаз", "Мубарекнефтегаз" и ШГХК;

- неограниченная потребность как в республике, так и за рубежом в приведенных компонентах газов и газоконденсатов, реализация которых дает возможность достичь социально-экономической эффективности [3,4].

2. Процессы стабилизации свойств газоконденсата.

Для получения стабильного конденсата, в основном, применяют процессы ректификации и многоступенчатой дегазации (сепарации), как в отдельности, так и в сочетании между собой.

Стабилизация конденсата многоступенчатой дегазацией основана на снижении растворимости легких компонентов в углеводородах C_{5+} при повышении температуры и уменьшении давления. Различная растворимость компонентов обеспечивает их избирательное выделение из жидкой фазы.

Для стабилизации конденсата могут применяться *одно* -, *двух* - и *трех* – ступенчатые схемы дегазации (сепарации).

Ниже приведены результаты исследований по определению эффективности процесса стабилизации конденсата с применением каждого из вариантов схем. В качестве критерия эффективности взята степень распределения тяжелых углеводородов (C_5H_{12+}) между газами

сепарации и стабильным конденсатом. Составы исследованных нестабильных конденсатов даны в табл. 5. [16].

Таблица 5.

Составы исследованных нестабильных конденсатов различного состава, %(мол.)

Компоненты	Состав		
	I	II	III
N ₂	0,114	0,153	0,069
CH ₄	51,326	51,634	51,088
C ₂ H ₆	10,806	10,444	8,886
C ₃ H ₈	9,410	7,675	1,060
<i>изо</i> – C ₄ H ₁₀	2,519	2,234	2,136
<i>н</i> – C ₄ H ₁₀	2,858	2,693	0,876
<i>изо</i> – C ₅ H ₁₂	2,175	4,723	7,166
<i>н</i> – C ₅ H ₁₂	1,869	4,257	4,934
C ₆ H ₁₄	3,286	4,001	5,515
C ₇ H ₁₆	2,509	3,847	5,019
C ₈ H ₁₈	2,271	2,849	3,695
C ₉ H ₂₀	2,218	2,155	3,852
C ₁₀ H ₂₂	8,4 01	3,467	5,537
CO ₂	0,239	0,226	0,667
Количество C ₅ - C ₁₀ в сырье:			
<i>% (мол.)</i>	22,729	25,299	35,718
<i>Кг/100 моль.</i>	2302	2432	3548

Сырье подвергалось обработке по трем вариантам (рис.2). В первом варианте стабилизация осуществлялась в одну ступень при 0,13 МПа и 40 °С. По второму варианту сырье сначала дегазировалось при 4,0 МПа и 10°С, затем жидкая фаза подвергалась разделению во второй ступени при 0,13 МПа и 40 °С. Третий вариант предусматривал стабилизацию сырья в 3 ступени при следующих режимах: I - 4 МПа, 10°С; II - 1,6 МПа, 0°С; III - 0,13 МПа, 40°С. Все варианты в замыкающей ступени сепарации имеют одинаковый режим по давлению и температуре.

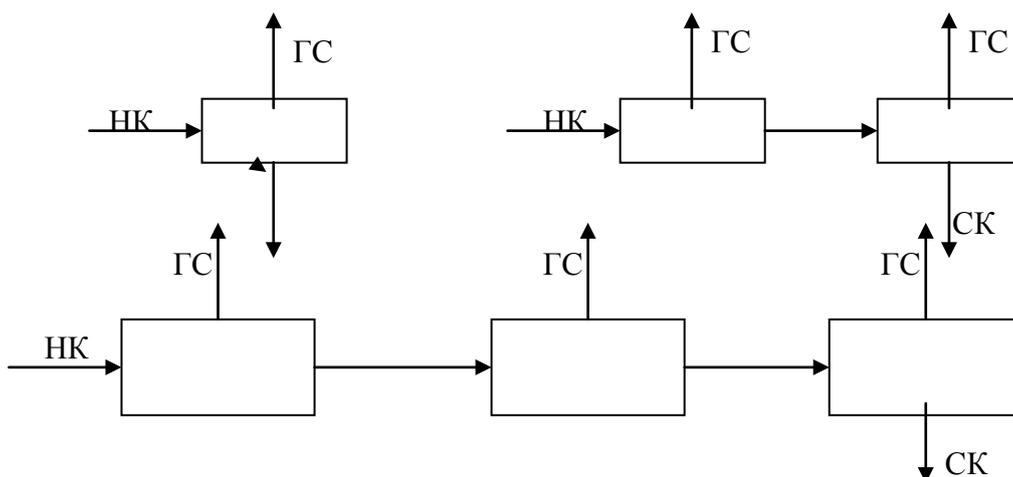


Рис. 2. Расчетная схема вариантов стабилизации конденсата дегазацией.

НК-нестабильный конденсат; ГС - газ сепарации; СК- стабильный конденсат.

Таблица 6

Степень отпарки тяжелых компонентов при стабилизации конденсата по вариантам схем, согласно рис. 5 и табл. 6.

Компо- ненты	Состав № 1			Состав № 2			Состав № 3		
	I	II	III	I	II	III	I	II	III
<i>изо</i> – C ₅	86,70	97,49	57,64	90,80	2,55	63,59	82,94	56,72	41,73
<i>н</i> – C ₅	84,20	62,78	52,49	88,97	65,48	55,06	79,91	51,65	36,85
C ₆	66,47	38,08	28,66	74,90	43,91	34,01	59,56	28,06	17,53
C ₇	42,40	18,60	12,99	52,69	22,49	16,03	35,45	12,64	7,30
C ₈	22,30	8,11	5,49	30,08	10,04	6,84	17,46	5,27	2,94
C ₉	11,49	3,84	3,54	16,22	4,78	3,19	8,70	2,44	1,35
C ₁₀	5,17	1,66	1,10	7,49	2,05	1,36	3,827	1,05	0,58
L	15,41	19,49	21,04	10,95	16,81	18,86	19,98	27,55	30,83
G	1865	2164	2252	1202	1670	1837	2229	2833	30580
S	18,99	5,96	2,17	50,6	30,1	24,50	37,13	20,16	13,8

Примечание: L - содержание стабильного конденсата, % (мол.) к количеству C₅ - C₁₀ в сырье по табл. 5; G - количество C₅H₁₂ в стабильном конденсате, кг; S - количество компонентов C₅H₁₂ - C₁₀H₁₂, перешедших в газы выветривания, % от содержания в исходном сырье.

В соответствии с данными табл. 6, независимо от состава сырья содержание тяжелых углеводородов (C₅₊) в газах сепарации тем меньше, чем больше число ступеней сепарации. При этом с газами дегазации в

основном уносится легкая фракция конденсата, что приводит к снижению выхода бензиновых фракций при переработке стабильного конденсата.

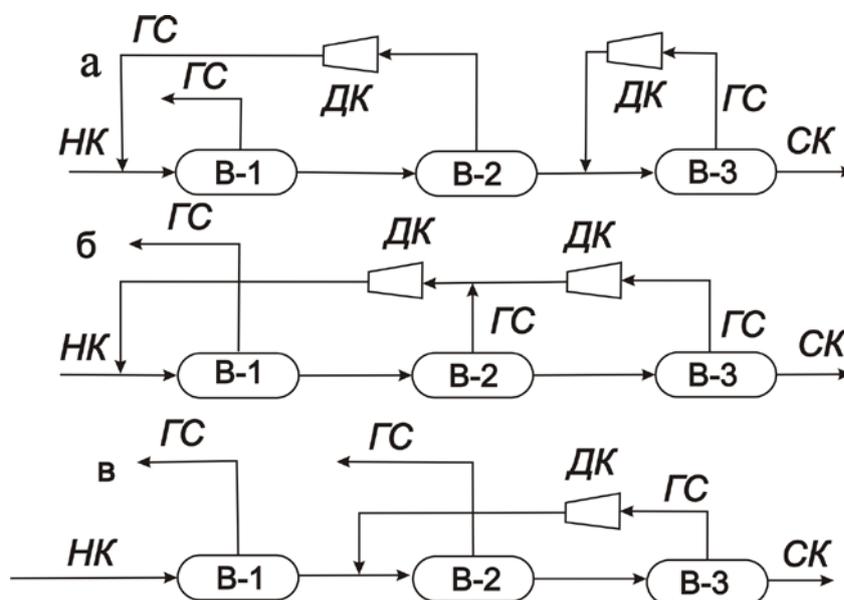


Рис. 3. Принципиальная технологическая схема УСК с рециркуляцией газов дегазации:

В-1, В-2, В-3-дегазаторы; ДК-дожимной компрессор; НК-нестабильный конденсат; ГС - газ сепарации; СК - стабильный конденсат.

Во всех вариантах газы сепарации разных ступеней содержат много легких компонентов и не отвечают требованиям, предъявляемым к сжиженным газам ГОСТ.

Наряду с указанной схемой возможна также стабилизация конденсата путем рециркуляции в жидкую фазу газов сепарации с помощью дожимного компрессора (рис. 3). В этом случае, благодаря смещению равновесия между фазами происходит дополнительное выделение из жидкой фазы легких углеводородов. Одновременно происходит также поглощение тяжелых компонентов жидкими углеводородами. В итоге увеличивается выход стабильного конденсата из перерабатываемого сырья.

Качественную характеристику работы указанных схем стабилизации конденсата дают графики рис. 4. При получении этих зависимостей, обработке было подвергнуто сырье следующего состава: CH_4 - 30,23; C_2H_6 - 8,11; C_3H_8 - 7,45; *изо* - C_4H_{10} - 1,44; *н* - C_4H_{10} - 4,42; *изо* - C_5H_{12} - 1,99; *н* - C_5H_{12} - 2,59; C_6H_{14} - 4,27; C_7H_{16} - 39,50% (мол.).

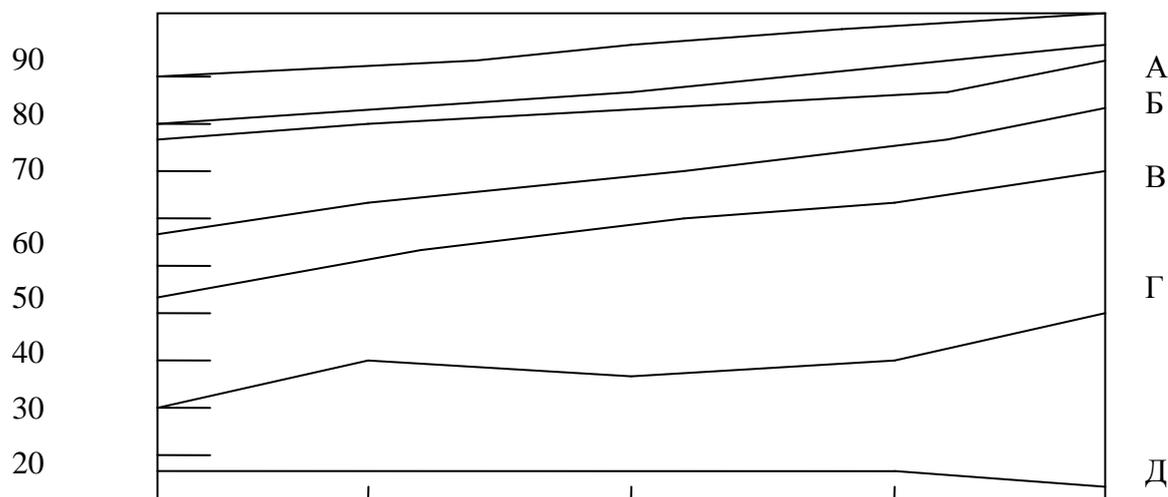


Рис. 4. Выход компонентов в стабильный конденсат при различных вариантах работы УСК [16].

Точки *А*, *Б*, *В*, *Г* и *Д* на рис. 4. характеризуют следующие варианты процесса сепарации: *А* - 2 – ступенчатая дегазация нестабильного конденсата без рециркуляции; *Б* - 3 – ступенчатая дегазация без рециркуляции; *В* - 3 – ступенчатая дегазация по рис. 4, *а*; *Г* - 3-ступенчатая дегазация по рис. 4, *б*; *Д* - 7 – ступенчатая дегазация без рециркуляции.

Графики рис. 4 показывают, что при подаче газов дегазации в поток нестабильного конденсата увеличивается глубина выделения легких углеводородов из жидкой фазы, в ней повышается содержание бутана и более тяжелых углеводородов.

Применение стабилизации конденсата на рис. 3 обуславливает включение в схему дожимного компрессора, что повышает их энерго и металлоемкость.

Считается целесообразным при наличии достаточно большего избыточного давления в системе использовать в схеме эжекторов типа

«жидкость - газ», где активным потоком мог бы служить нестабильный конденсат.

Преимуществом схемы стабилизации конденсата с многоступенчатой дегазацией является низкая металло и энергоемкость и простота. Последнее определяет нормальную работу технологической схемы при использовании минимального количества средств измерения, автоматики и изменения состава перерабатываемого сырья.

Процесс стабилизации конденсата многоступенчатой дегазацией нашел широкое применение на месторождениях нашей страны, имеющих низкий конденсатный фактор. В этих условиях газы дегазации первой ступени с помощью компрессора подаются в поток товарного газа. Газы последующих ступеней в зависимости от конкретных условий производства используются в топливной сети или подаются на факел. Последнее приводит к снижению эффективности работы УСК.

Стабилизация конденсата многоступенчатой дегазацией применяется также как резервный вариант при остановке УСК, работающих в режиме ректификации.

Как было указано выше, процесс стабилизации конденсата многоступенчатой дегазацией имеет серьезные недостатки, такие как потеря легких фракций конденсата и невозможность производства сжиженных газов, отвечающих требованиям ГОСТ. Кроме того, сбор и утилизация газов сепарации связаны с большими энергетическими затратами. Указанные факторы, а также увеличение объема добычи конденсата обусловили разработку и внедрение новых технологических процессов стабилизации конденсата - с использованием ректификационных колонн.

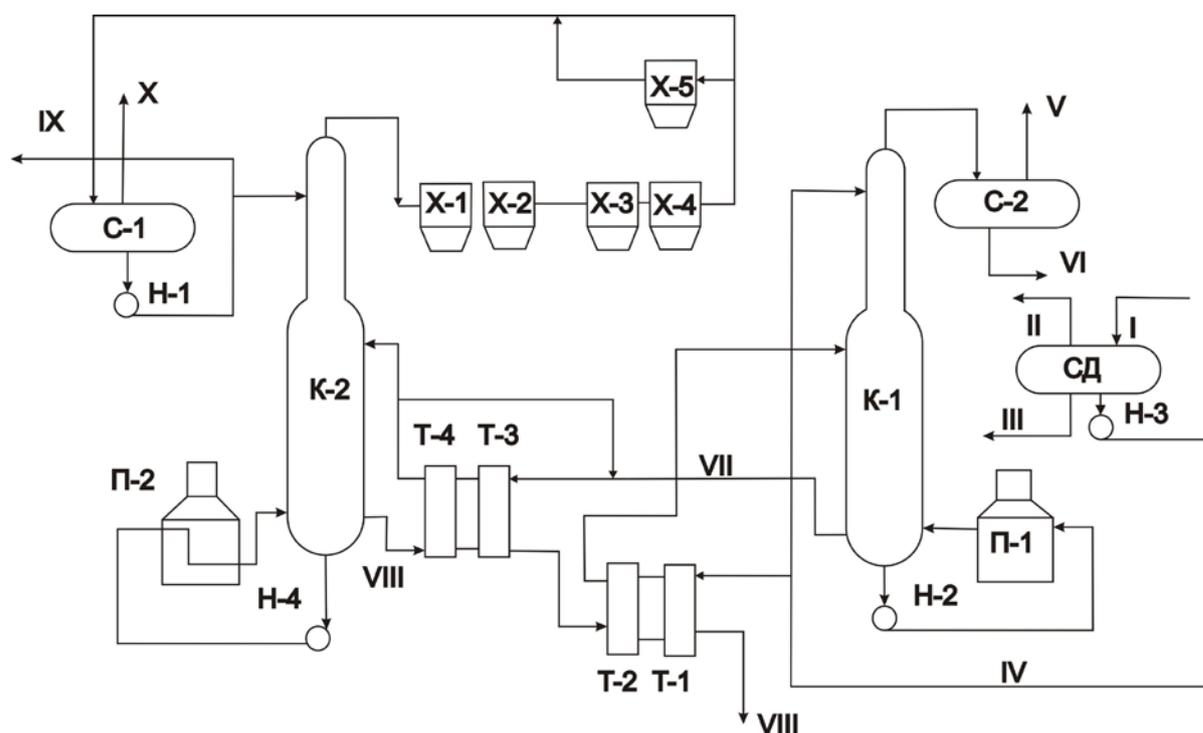


Рис. 5. Технологическая схема УСК Шуртанского ГПЗ:

С-1, С-2, СД - сепараторы – разделители; X-1, X-2, X-3, X-4, X-5 - аппараты воздушного охлаждения; Т-1, Т-2, Т-3, Т-4 - рекуперативные теплообменники; П-1, П-2 - печи; К-1 - деэтанизатор; К-2 - дебутанизатор; Н-1, Н-2, Н-3, Н-4 - насосы; I-нестабильный конденсат; II, V, X - газ дегазации; II, VI - воднометанольная смесь; IV - дегазированный нестабильный конденсат; VII - деэтанизированный конденсат; VIII - стабильный конденсат; IX - ШФЛУ.

Эти процессы имеют следующие преимущества по сравнению со стабилизацией многоступенчатой дегазацией:

проведение предварительной сепарации и деэтанизации нестабильного конденсата при высоких давлениях облегчает утилизацию газовых потоков;

возможно производство сжиженных газов, отвечающих требованиям ГОСТ, без применения искусственного холода;

рационально используется энергия нестабильного конденсата;

товарный конденсат отличается низким давлением насыщенных паров, что снижает его потери при транспортировании и хранении.

Первая УСК, где для получения товарного конденсата использован ректификационный процесс, введена в эксплуатацию на Шуртанском ГПЗ (рис. 5.) [17].

Комплекс состоит из 2-х идентичных технологических линий, включающих в себя блоки деэтанзации и дебутанизации. Режим и основные характеристики оборудования УСК даны в табл. 7.

Таблица 7.

Основные показатели ректификационных колонн УСК.

Показатели	Колонны	
	К – 1	К – 2
Производительность по сырью, $m^3/ч$	300	200
Диаметр верхней секции, m	1,8	1,8
Диаметр нижней секции, m	2,8	2,8
Высота колонны, m	36	36
Число тарелок в верхней секции	14	14
Число тарелок в нижней секции	26	26
Тип тарелок	Двухступенчатые клапанные	
Тарелки питания (считая снизу)	14	14
Давление, $MПа$	2,1	2,1
Температура, $^{\circ}C$		
верха	50	75
питания	22	110
низа	160	190

Сырьем для установки служит частично дегазированный нестабильный конденсат, получаемый на установках НТС Вуктыльского газоконденсатного месторождения.

Нестабильный конденсат с промысла поступает, во входной сепаратор С-1 (рис. 5.), где частично дегазируется при 1,6-1,7 МПа и 0-10 $^{\circ}C$. Одновременно производится отстой воднометанольной смеси, которая и выводится из системы.

В деэтанизатор сырье подается двумя потоками: ~60% (масс.) подогревается в теплообменнике Т-1 до 10-30 $^{\circ}C$ и вводится в колонну через 14-ю тарелку, а вторая часть в качестве орошения подается на 22-ю тарелку.

Температура низа деэтанизатора поддерживается принудительной циркуляцией части кубовой жидкости через печь беспламенного горения П-1.

Нижний продукт колонны К-1 подается в стабилизатор К-2, где происходит его дебутанизация. Выводимая сверху колонны К-2 парогазовая смесь охлаждается в воздушных конденсаторах-холодильниках до 40-60 °С и поступает в емкость С-1. Этот продукт по составу соответствует широкой фракции углеводородов (ШФУ) и служит для получения сжиженных газов различных марок. Кубовый продукт колонны К-2 соответствует стабильному конденсату с давлением насыщенных паров, не более 66,65 кПа.

Средние составы потоков установок стабилизации конденсата Шуртанского ГПЗ даны в табл. 8.

Для охлаждения стабильного конденсата и верхнего продукта стабилизации в 1980 г. на первой и второй УСК были смонтированы аппараты воздушного охлаждения (АВО) типа АВЗ-14, 6-25-Б1-ВЗТ/8-4-6 [19].

Таблица 8.

Усредненный состав и количество потоков УСК Шуртанского ГПЗ

Потоки	Содержание, % (масс.)						Выход от сырья, % (масс.)
	N_2+CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	C_{6+}	
Нестабильный конденсат	2,62	5,97	12,70	13,17	2,11	63,43	100
Газ сепарации	53,17	27,65	13,47	4,40	1,09	0,20	2,17
Газ стабилизации	16,92	59,43	20,55	2,78	0,32	-	8,67
ШФЛУ	-	1,42	44,97	52,91	0,70	-	18,57
Стабильный конденсат	-	0,01	0,06	2,39	1,71	95,83	69,11

Каждый АВО состоит из шести секций, площадь наружной и внутренней поверхности теплообмена каждой секции равна соответственно 1250 и 65 м². Габаритные размеры аппаратов: длина 6650 мм, ширина 6230 мм, высота 5864 мм. Масса аппарата 3965 кг. Двигатель АВО имеет частоту вращения 250 оборотов в минуту. Коэффициент теплопередачи аппаратов воздушного охлаждения составляет 110-160 Вт/(м²град). Температура стабильного конденсата за счет охлаждения в АВО снижается летом до 30-40, зимой до 12 – 20 °С.

Как было указано выше, отделение водометанольной смеси из сырья производится во входном сепараторе С-1. Остаточное содержание водометанольной смеси в нестабильном конденсате на входе в установку доходит до нескольких процентов от количества сырья. Минерализация воды, поступающей в колонну совместно с нестабильным конденсатом, составляет 50- 55 г/л. При эксплуатации УСК происходит периодическое накопление солей в деэтанализаторе, особенно в его нижней части и в трубках печи. Это приводит к снижению тепло и массообмена в соответствующих частях колонны.

Для борьбы с отложениями солей в деэтанализаторе практикуется подача острого водяного пара с давлением 3,26 МПа и температурой 250 °С под нижнюю тарелку колонны. Водяной пар подается при необходимости в течение 4-5 часов [18].

Водяной пар вместе с парами углеводородов поднимается в верх колонны. Доходя до верхних тарелок, водяной пар конденсируется, вода стекает в низ колонны и отводится из куба.

Процесс контролируется по содержанию солей в отводимом с низа колонны водном конденсате. В начальный период концентрация солей в водном конденсате составляет 450 г/л, затем постепенно снижается и к концу цикла составляет всего несколько граммов на один литр раствора.[19]

Следует отметить, что при наличии в системе водяного пара снижается парциальное давление выделяемых из конденсата легких компонентов, что, в свою очередь, обеспечивает снижение расхода энергии в блоке деэтанзации.

Для снижения энергетических затрат пробовали подавать горячий отдувочный газ в куб деэтанизатора [20].

На рис. 6 приведены кривые зависимости необходимой тепловой нагрузки на печь АОК от количества отдувочного газа. При проведении опытов отдувочный газ нагревался до температуры, близкой к температуре низа колонны. Максимальное снижение тепловой нагрузки на печь колонны К-1 составило 22%. Дальнейшее увеличение количества отдувочного газа приводит к нарушению устойчивости работы тарелок колонны.

Анализ технико-экономических показателей УСК, работающих по схемам многоступенчатой дегазации и ректификации, проведены для УСК Шуртанского ГПЗ [17].

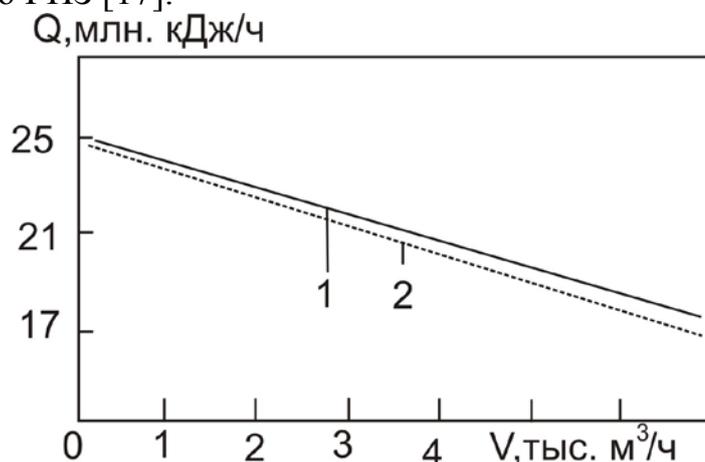


Рис. 6. Зависимость тепловой нагрузки на печь Q колонны К-1 от расхода отдувочного газа V . 1 - расчетная; 2 – экспериментальная.

По первоначальному проекту предусматривалось вести процесс стабилизации конденсата 3-ступенчатой дегазацией. Для извлечения из газов сепарации пропана и высших углеводородов предусматривалось их компримирование с последующим охлаждением и конденсацией. В

качестве товарной продукции на установке производились сухой газ, стабильный конденсат и ШФЛУ.

В 1973 г. проектная схема была реконструирована на ректификационную (рис. 6). Стабилизация конденсата с применением ректификационного процесса позволила снизить потери конденсата с низконапорными газами почти в 3 раза.

Преимуществом описанной схемы является ее низкая металло и энергоемкость. Установка обеспечивает при минимальных затратах получение сжиженного газа и стабильного конденсата, отвечающих требованиям соответствующих стандартов. Схема установки отличается также глубокой рекуперацией тепла стабильного конденсата.

Недостатками этой схемы являются:

а) низкая степень извлечения пропана из нестабильного конденсата (~70-75%). Унос углеводородов C_{3+} с газами дегазации и деэтанзации составляет 80-100 г/м³;

б) жесткая зависимость работы УСК от показателей УКПГ. Это особенно дает знать о себе при повышении температуры потока нестабильного конденсата;

в) в случае большой газонасыщенности нестабильного конденсата, используемого в качестве орошения, возможно пенообразование в системе, что приводит к уносу тяжелых углеводородов газом деэтанзации (в виде тумана и капельной жидкости);

Как было указано выше, одной из основных особенностей работы ГПУ и ГПЗ является изменение состава и количества сырья по времени (со снижением пластового давления месторождения). Так, через семь лет эксплуатации выход нестабильного конденсата на Вуктыльском ГКМ снизился в 2 раза. Следовательно, УСК работала в половину проектной мощности. Для поддержания технико-экономических показателей (ТЭП) УСК на хорошем уровне в УСК можно подавать сырье из других

месторождений. При отсутствии такой возможности оптимальных ТЭП можно достичь следующими способами:

а) за счет изменения проектной схемы УСК. По проекту примерно две трети сырья проходит рекуперативный теплообменник и поступает в среднюю часть колонны, а оставшая часть сырья в качестве холодного орошения, подается на ее верхнюю тарелку.

Очевидно, однако, что в период снижения количества сырья весь поток нестабильного конденсата в деэтанализатор можно подавать одним потоком (через рекуперативный теплообменник). При этом в качестве орошения деэтанализатора можно использовать часть стабильного конденсата, предварительно охлажденного сырьевым потоком. При работе по этой схеме несколько увеличиваются эксплуатационные расходы на УСК, так как для охлаждения и регенерации стабильного конденсата, используемого в качестве абсорбента, потребуется соответствующий расход тепла. Однако, это не будет связано с вводом дополнительных мощностей для подачи тепла на УСК, так как циркуляция стабильного конденсата (абсорбента) в системе будет обеспечиваться, в основном, за счет использования недогруженной мощности УСК.

За счет орошения колонны стабильным конденсатом количество пропана, уносимого с газом деэтанализации, можно уменьшить в несколько раз;

б) переход на абсорбционную технологию. В тех случаях, когда количество сырья на УСК уменьшается в 2 и более раза, часть ее технологических ниток (на Шуртанском ГПЗ - одна нитка) можно эксплуатировать как абсорбционную установку для переработки газов дегазации и деэтанализации. В этом случае колонна К-1 (см. рис. 5) должна работать в режиме АОК. Режим работы второй колонны будет такой же, как и в проектной схеме.

Повысить эффективность работы таких УСК можно за счет подачи холодного орошения, недонасыщенного легкими углеводородами, на

верхнюю тарелку деэтанализатора. Холодное орошение можно получить за счет охлаждения газа деэтанализации в аппаратах воздушного охлаждения (АВО) или пропановой холодильной установке. Для получения холодного орошения используется также охлаждение газа деэтанализации нестабильным конденсатом, получаемым на низкотемпературной ступени сепарации установки НТС.

При работе УСК в проектном режиме нестабильный конденсат на УСК поступает при низких температурах, поэтому газ выветривания имеет температуру на 20-25 °С ниже, чем газ деэтанализации. Следовательно, газы дегазации также можно использовать для охлаждения газов деэтанализации и конденсировать часть его тяжелых углеводородов;

в) в случае большой газонасыщенности орошения деэтанализатора УСК, работающей по схеме рис. 5 в поток орошения можно подавать стабильный конденсат. Количество последнего выбирается таким образом, чтобы полученная смесь была недонасыщенной в отношении легких компонентов (C_1-C_4). Возможно также использование стабильного конденсата в качестве второго орошения деэтанализатора.

3. Показатели стабильных газоконденсатов и их переработка в моторных топливах.

С увеличением добычи природного газа в Узбекистане возрастает и число перерабатывающих производств таких как: Мубарекский ГПЗ, ГПУ «Газли», «Шуртангаз», СОУ «Учкыр» и др. В республике хорошо развита газовая промышленность, включающая бурение газовых скважин, добычу, переработку и транспортировку природного газа и газового конденсата (ГК.). Однако недостаточно развита нефтехимия (ПО «Ферганаоргсинтез»), газохимическая отрасль представлена только цехом конверсии метана с последующим получением аммиака и мочевины на Чирчикском ПО

«Электрохимпром», а ведь это - неотъемлемое звено комплексного использования природного газа и сопутствующих ему компонентов (этана, пропана, бутана, ГК, меркаптанов гелия и др.). Из-за отсутствия химической переработки значительная доля газов, легких углеводородов и кислых газов сгорает в факелах, что недопустимо с экологической точки зрения.

Развитие газохимической промышленности характеризуется постоянно растущим потреблением углеводородного сырья, столь необходимого для получения, в частности, полиэтилена, полипропилена и поливинилхлорида, как доказано мировым производственным опытом.

По уровню использования легкого углеводородного сырья ($C_1 - C_5$) страны СНГ в целом значительно уступают передовым зарубежным государствам. В нашей республике это отставание заметно тормозит развитие ряда отраслей народного хозяйства. Народнохозяйственные перспективы зависят, в частности, от энерговооруженности и химизации, напрямую связанных с наличием и эффективным использованием органических и минеральных сырьевых ресурсов. Для удовлетворения потребностей и развития отдельных отраслей народного хозяйства республики, огромный практический интерес представляет окислительное превращение газа (CH_4) в формальдегид с последующим получением гексаметилентетрамина и метанола. Производство мочевины (карбамида) и ценнейшего полупродукта меламина также непосредственно зависит от глубокой химической переработки газа.

Наиболее ценным сырьем для органического синтеза является ГК-спутник природного газа ($T = 308-338$ К), разделяющийся сепарацией при низких температурах. При этом ГК конденсируется почти на всех стадиях (сбор, подготовка, низкотемпературная сепарация и серочистка) переработки природного газа (схема 1).

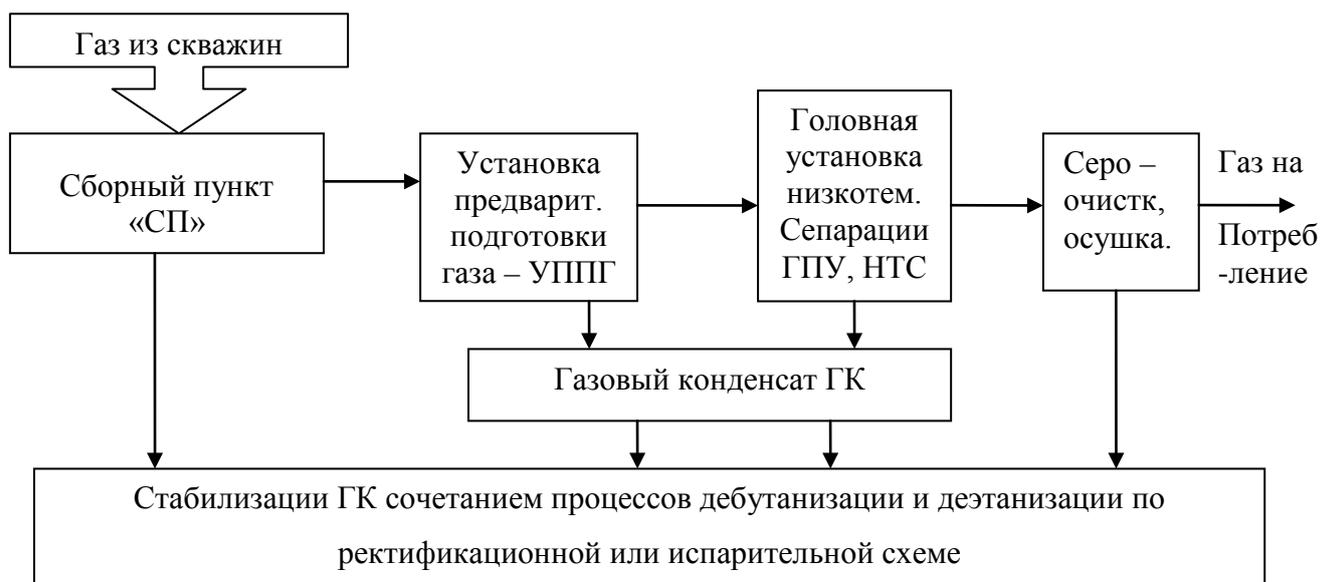


Схема 1. Переработка природного газа

В настоящее время по месторождениям Узбекистана накапливается более 2 млн. т/год ГК, отгружаемого в Бухарский НПЗ на переработку в моторное топливо по схеме нефтепереработки (непосредственное орошение установки атмосферной ректификации нефти). Я в своей магистерской диссертации предлагаю превращать ГК в моторное топливо и растворитель лакокрасочных материалов непосредственно при его разделении и стабилизации из газа на установке УСК (схема 2).

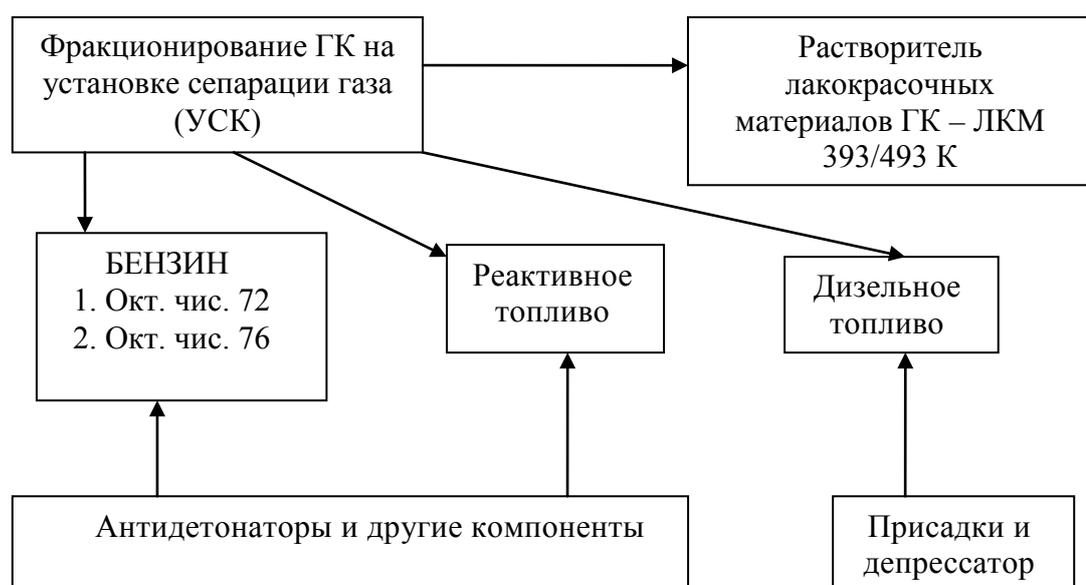


Схема 2. Разделение и стабилизация газа на установке УСК

Только по ГПУ «Шуртангаз» ежегодная переработка 450 тыс. т ГК позволит получать соответственно 45 тыс. т растворителя и 400 тыс. т моторных топлив. На основе существующей схемы УСК с помощью незначительных технологических изменений разработан наиболее рациональный и эффективный способ выделения ГК из газа и его направленного углеводородного фракционирования для химического превращения в полупродукты. Судя по физико-химическим характеристикам (табл.2), в ГК «Шуртан» содержится значительное количество ароматических (22-27%) и нафтно-парафиновых (остальное) углеводородов.

На основании теплотехнических расчетов и термодинамики разделения азеотропной смеси углеводородов под давлением определен технологический режим ректификационного узла установки УСК. Кроме того, на УСК по предлагаемой технологии (рис. 7) получают также универсальные растворители ЛКМ. Приводим схему процесса:

- конденсат с первой и второй ступеней сепарации фракции 363-633 К (поток 1) после регенеративного нагрева в теплообменнике 1 и подогрева в нагревателе 5 однократно испаряется в дегазаторе 7; паровая фаза 308-393 К подается в деэтанализатор 10, а жидкая фракция 393-633 К вновь однократно испаряется в деэтанализаторе 8 с выделением в паровой фазе фракции 393-493 К, которая, сконденсировавшись в теплообменнике 1, образует (поток III) целевой продукт растворителя ЛКМ (ГК-ЛШ 393/493);

- конденсат из низкотемпературного сепаратора фракции 308-453 К (поток II), регенеративно подогретый в теплообменниках 4 и 2, подается в деэтанализатор 10, где из него удаляются углеводороды до C_3 ; далее при наличии сероводорода он поступает в дебутанизатор 11, где из него удаляются углеводороды до C_5 ; из дебутанизатора 11 конденсат после подогрева в нагревателе 3 поступает на однократное испарение в дегазатор 9, где из него выделяется паровая фаза 308-

413 К, а жидкая фаза 413-453 К (поток IV) является целевым продуктом- растворителем ЛКМ. (ГК- ЛКМ 413-453). Раздельная подача конденсата со ступеней сепарации на стабилизацию позволяет получать однократным испарением растворители ЛКМ известного типа «Уайт-спирит» (413-453 К-алифатические углеводороды) и Сольвент (393-493 К - смесь углеводородов с содержанием 30-40% ароматики)[25]. Регулируя режим подачи сырого газа, давления, температуры испарения и конденсации углеводородов, можно получить широкую фракцию легких углеводородов (сырье для получения полупродуктов нитрилов, непредельных соединений), узкую фракцию углеводородов (продукт для газофазного каталитического окисления в кислородсодержащие соединения) и тяжелые фракции ГК (исходное сырье для получения сульфо и оксикислот) [26].

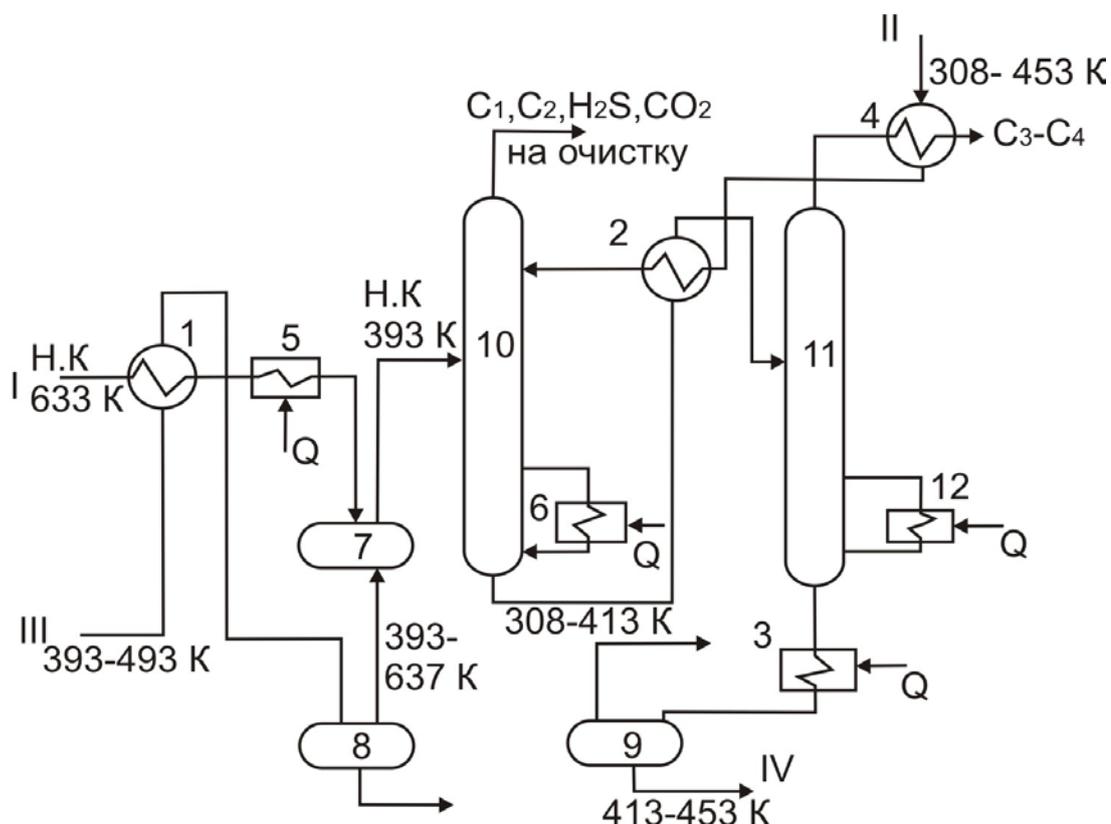


Рис. 7. Технологическая схема получения растворителей ГК – ЛКМ 393/493 и ГК - ЛКМ 413/453.

1,2,4-теплообменники, 5,3,6,12-нагреватели, 7,8,9-дегазаторы, 10-деэтанализатор, 11-дебутанизатор.

Эта технология не исключает получения моторных топлив (А-80, А-91 и дизельное-летнее). Таким образом, наряду, с переработкой ГК в топливо необходимо развивать область его химического превращения в функционально-активные полупродукты, а также перспективное использование ГК в качестве сырьевого компонента в процессах реформинга, крекинга и пиролиза. Это позволяет получать либо компоненты топлив, либо низкомолекулярные олефины (этилен, пропилен и бутилен) и ароматические углеводороды, являющиеся сырьем для нефтехимии. Актуальна также химическая переработка ГК в различные полупродукты и материалы, что обусловлено неуклонным сокращением мирового запаса топливных веществ (нефти, газа и т. д.). Удовлетворение потребности в топливе за счет осветленных природных смесей углеводородов (в частности, ГК) нерационально и бесхозяйственно.

Существуют рекомендации по получению анионных ПАВ [27] и экстракции алкилбензолов из ГК [31]. Исследовано хлорметилирование алкилбензолов по фракциям для разделения индивидуальных хлорметильных производных гомологического ряда бензола. Это сопряженная реакция, протекающая в кислой среде с электрофильным замещением метилольной группой. После конденсации соляной кислоты ароматические углеводороды одновременно метилируются и хлорируются. Исследована кинетика механизма реакции и образования изомерных соединений бензилхлоридов. На основании опыта по хлорметилированию гомологов бензола хлорметилировали ГК «Шуртан», содержащий 27,4% ароматических, 18,8 - нафтеновых, 53,8 - алифатических углеводородов, разработана технология получения «Хлорметилата» и «Концентрата» алкилбен-зилхлоридов. Из «Концентрата» получен ряд хлорметилпро-изводных алкилбензолов и на их основе

синтезированы различные ПАВ и модифицированы водорастворимые полимеры [35].

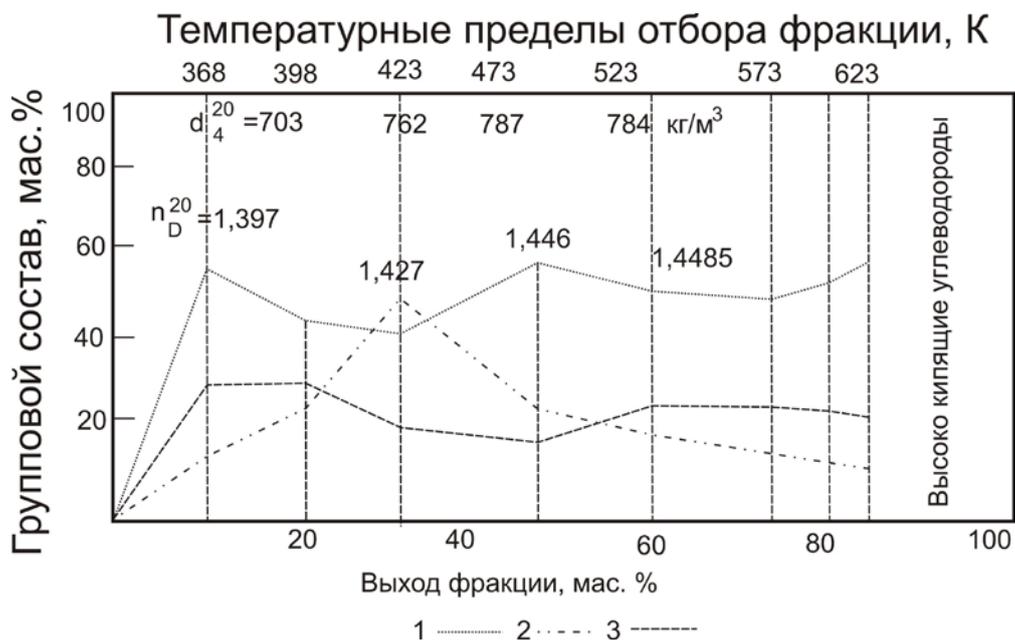


Рис. 8. Характеристика состава газоконденсата месторождения «Шуртан».

1 - парафиновые, 2 - ароматические, 3 - нафтеновые углеводороды.

Получены высокоэффективные гидротропные вещества на основе углеводородов ГК и выяснены закономерности их влияния на коллоидно-химические свойства концентрированных растворов ПАВ и синтетических моющих средств (СМС). Предложены также способы регулирования свойств СМС с помощью добавки синтетических гидротропных веществ [36].

Синтезирована и разработана технология новых бисчетвертичных катионных ПАВ из дихлоридов алкилбензила и различных третичных аминов. Изучены их физико-химические, поверхностно - активные свойства и предложены пути использования [37]. Синтезировано ПАВ с условным названием «Г-9» [38,39] из ГК и изучены возможности его использования в качестве ингибитора коррозии стали. Синтезирована антимикробная присадка из смеси алифатических аминов с аминогруппой у первичных и вторичных углеводородных атомов С₉ – С₁₄. Установлено, что введение присадки в количестве 0,1% повышает

биостойкость реактивных топлив. Она обладает также антиокислительными и антикоррозионными свойствами. Подобно углеводородам, содержащимся в высоких фракциях ГК, керосиновые фракции нефти уже давно используются для получения ПАВ типа сульфанола. В известном случае из хлоркеросина сульфированием получены алкиларилсульфонаты.

Однако перечисленные способы химического использования ГК широко не применяются, хотя отдельные результаты научных исследований представляют практический интерес. Исследования же в этом направлении интенсивно развиваются. Они направлены на создание простого и рационального способа переработки, причем конечные продукты должны широко использоваться в народном хозяйстве. С этой точки зрения окислительный способ, на наш взгляд, наиболее приемлем. В наших опытах легкую фракцию (338-448 К) подвергали газофазному окислению [40,41], а керосиновую (433-513 К) - жидкофазному [42]. Получены оксидаты из легких углеводородов ГК с $df=766\text{кг/м}^3$, $n^{20} = 1,4734$, имеющих функциональные соединения, а также кислот (52,2 мгКОН/г), спиртов (43,4) и альдегидов (21,8). Технологичность процесса проиллюстрирована на модельной установке окисления углеводородов ГК (схема 3.) [43].

Газы дезтанизации, дебутанизации и легкие фракции углеводородов ГК подвергали окислительному аммонолизу с целью получения полупродуктов для ПАВ и ВРП [44]. На катализаторах сопряженных процессов, содержащих окислы молибдена, никеля, титана, кобальта и хрома на носителе окиси алюминия, под давлением аммиака 10-20 атм. при 623-773 К конверсия углеводородов по сумме азотсодержащих (нитрилы, амиды, имиды и т.д.) соединений достигает 30-45 мас. % [45,46].

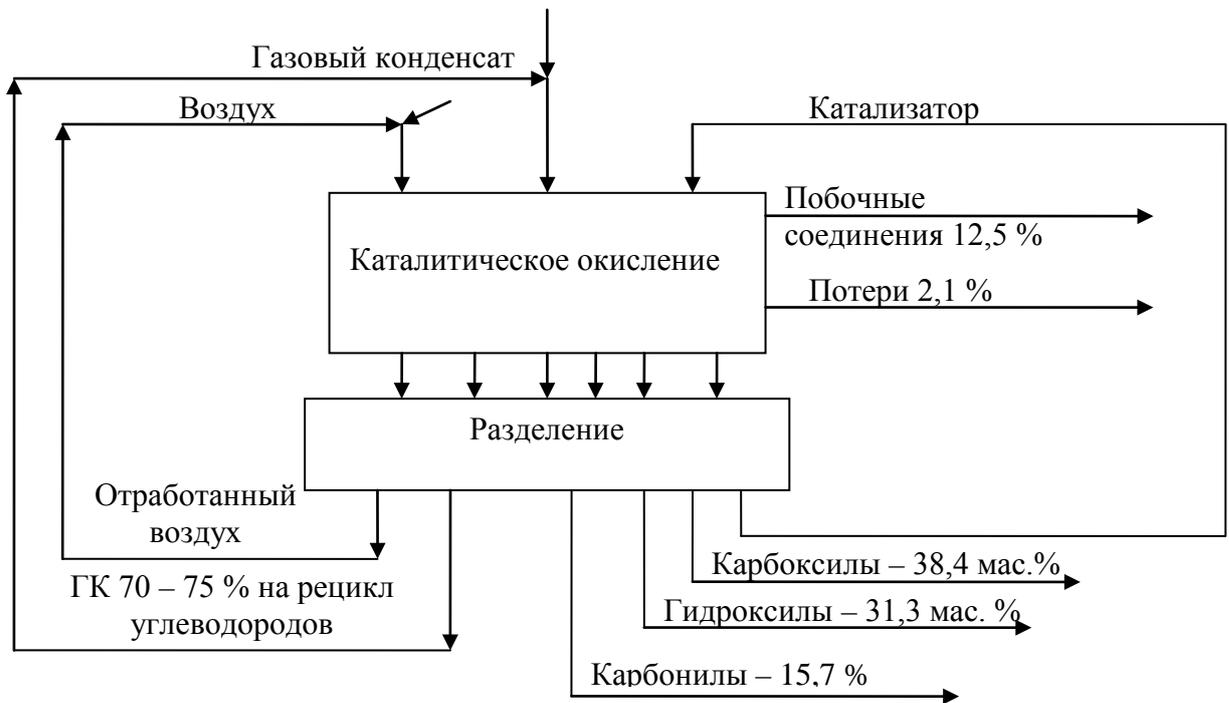


Схема 3. Технологический процесс про иллюстрирована на модельной установке окисления углеводородов ГК.

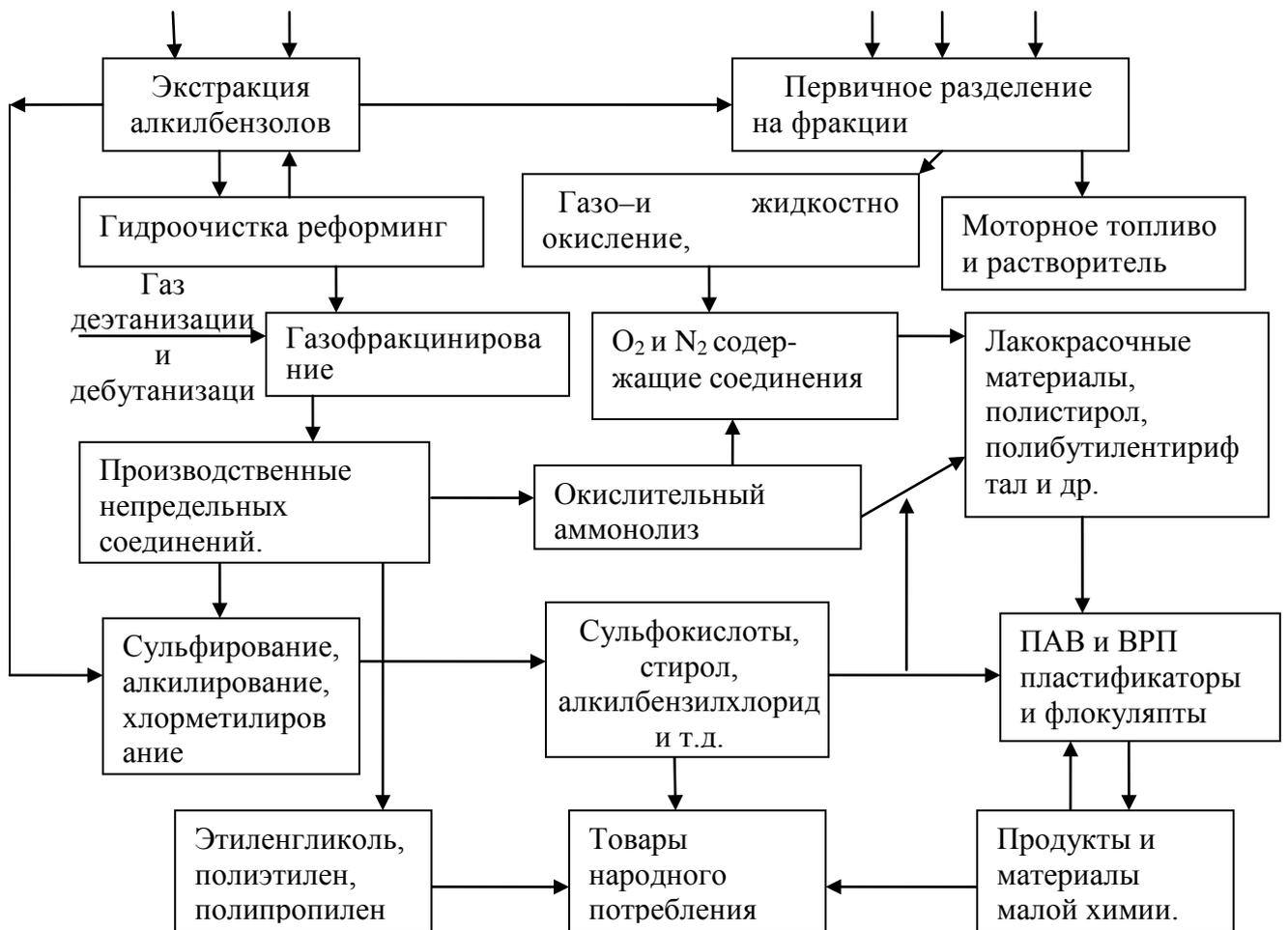


Схема 4. Стабильный газоконденсат.

Приведенные данные свидетельствуют о том, что из газов и углеводородов ГК при сопряженном и окислительном аммонолизе, а также хлорметилировании его алкилбензолов образуются ценные функционально-активные полупродукты для получения ряда химических товаров (ПАВ, ВРП, ЛКМ, растворители, пластификаторы и др.). На основании приведенных данных, а также опытов нефтехимических производств рекомендуется как наиболее целесообразную топливно-газохимическую схему комплексного использования ГК (схема 4).

Схема 4 предполагает наличие отдельных еще не разработанных реакций, но комплекс вопросов, связанных с созданием безотходной экологически чистой технологии, позволяет вводить их в процесс [47,48,49].

ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ I

Наряду с топливным применением природного газа и газоконденсата необходимо развивать направление по их комплексному химическому использованию. В частности на месторождениях «Шуртан» и «Муборек», включая газоперерабатывающую установку, есть все условия для создания газохимического комплекса, который будет способствовать не только существенному развитию экономики, но и улучшению социально-экологической обстановки региона.

ГЛАВА II. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ЭФФЕКТИВНОГО ПРОЦЕССА СТАБИЛИЗАЦИИ СВОЙСТВ ГАЗОКОНДЕНСАТА. (ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЯ)

1. Объект и методы исследования.

Узбекистан является седьмым по счету среди газодобывающих стран мира и объем добычи и переработка газа превысила за 60 млрд. м³/год. Из эксплуатируемых месторождений более чем 60% являются газоконденсатными. На пяти крупных газоперерабатывающих предприятиях ОАО «УЗГЕОНЕФТЕГАЗДОБЫЧА» газоконденсат выделяются в нефтеперерабатывающие заводы на переработку в моторное топливо.

Газоконденсат - углеводородный спутник природного газа, конденсируемый из (C₁-C₄) в нормальных условиях с температурой начало кипения 35-45°C и концом кипения 360-410°C, состоящий из суммы различных (C₃-C₃₀) углеводородов с групповым составом:

Парафиновые	- 28-60%
Нафтеновые	- 25-45%
Ароматические	- 47-37%

Физико – химические характеристики конденсатов определяют их товарные свойства.

Для оценки возможности получения из конденсатов отдельных марок моторных топлив установлена их единая технологическая классификация по отраслевому стандарту ОСТ 51.56-79 [21,50,51]. Согласно этой классификации конденсаты анализируются по следующим показателям: давление насыщенных паров, содержание серы, фракционный состав, содержание ароматических углеводородов и парафинов, температура застывания.

По содержанию общей серы конденсаты подразделяют на три класса:

I - бессернистые и малосернистые с массовой долей общей серы не более 0,05 %. Эти конденсаты не нуждаются в очистке от сернистых соединений;

II - сернистые с содержанием общей серы от 0,05 до 0,8 %. Необходимость очистки конденсатов этого класса и его дистиллятных фракций в каждом конкретном случае решается в зависимости от исходных требований;

III - высокосернистые с содержанием общей серы выше 0,80 %. Включение узла очистки от сернистых соединений в схемы переработки этих конденсатов обязательно.

По массовой доле ароматических углеводородов в газовых конденсатах они разделяются на три типа: A_1 , A_2 и A_3 . К типам A_1 , A_2 и A_3 относятся конденсаты, содержащие более 20, 15-20 и менее 15% ароматических углеводородов, соответственно. [52,53,54]

По содержанию алкановых углеводородов нормального ряда во фракции с началом кипения выше 200°C и возможности получения топлива для реактивных двигателей, зимних дизельных видов топлива и жидких парафинов газовые конденсаты разделяются на четыре вида - H_1 , H_2 , H_3 и H_4 :

H_1 - высокопарафинистые, во фракции которых с температурой кипения 200-320 °C содержание комплексобразующих составляет не менее 25% (масс.). Из этих конденсатов можно получить жидкие n – алканы, реактивное и дизельное топливо с использованием процесса депарафинизации;

H_2 - парафинистые, во фракции 200-320 °C содержится 18-25% (масс.) комплексобразующих;

H_3 - малопарафинистые, содержание комплексобразующих во фракции 200-320°C 12-18% (масс.);

H_4 - беспарафинистые, содержание в дизельной фракции комплексобразующих - менее 12% (масс.). [55,56]

По фракционному составу конденсаты подразделены на три группы - Φ_1 , Φ_2 и Φ_3 :

Φ_1 - конденсаты облегченного фракционного состава, содержащие бензиновые фракции не менее 80% (масс.), выкипающие не выше 250 °С;

Φ_2 - конденсаты промежуточного фракционного состава, выкипающие в пределах температур 250-320 °С;

Φ_3 - конденсаты, выкипающие выше 320°С.[57,58]

Таким образом, для газового конденсата устанавливается шифр технологической характеристики, по которому определяется целесообразное направление его переработки. К примеру, конденсат Шуртанского месторождения обозначается шифром $IA_3H_1\Phi_3$. Входящие в него символы расшифровываются следующим образом:

I - класс: содержание общей серы в конденсате составляет не более 0,05% (масс.); A_3 - тип конденсата: содержание ароматических углеводородов менее 15% (масс.); H , - вид: высокопарафинистый конденсат, во фракции 200-320 °С содержание комплексобразующих выше 25% (масс.); Φ_3 - температура конца кипения выше 320 °С.[59,60,61]

Объектом исследования является газоконденсат (ГК) Шуртанского месторождения – осветлённая смесь природных углеводородов, сопутствующая природному газу (парогазовый раствор). ГК отличается от нефти по природе, составу и внешнему виду.

В республике за 1998-2000 годы добывалось 3,5-4,0 млн. тонн газоконденсата, в последующие годы с увеличением выработки природного газа ожидается рост добычи. В связи с этим возникает вопрос более рационального с этим эффективного использования его не только как его переработка в моторное топливо, но и как химического углеводородного сырья.

Рассмотрим физико-химические свойства Муборакского газоконденсата (табл. 9).

Таблица 9.

Физико-химические характеристики Муборакского газоконденсата

Фракция, К	Выход фр., %	Групповой состав углеводородов, % масс.			Удельный вес г/см ³	Показатель преломления, η_D^{20}
		Метановые	Нафтенновые	Ароматические		
338-363	9,3	58,4	21,8	19,8	0,637	1,3615
363	26,8	41,5	32,7	25,8	0,693	1,4312
393-423	33,1	39,0	20,7	40,3	0,732	1,4327
423-448	16,6	62,0	5,5	32,3	0,753	1,4454
448-473	12,8	52,0	20,1	27,4	0,758	1,4622
473-498	8,7	49,5	21,0	28,5	0,774	1,4525

В настоящее время эксплуатируется ряд газоперерабатывающих установок (Мубарекский, Шуртанский, Учкырский, Газлинский, Кокдумалакский и другие). На этих установках выделяют газоконденсат, стабилизируют и направляют на переработку в НПЗ на моторное топливо по нефтеперерабатывающей схеме.

При этом рассмотрим свойства отдельных газоконденсатов эксплуатируемых месторождений газа.

Таблица 10.

Характеристика газоконденсатов ряда газовых месторождений Узбекистана

№	Месторождение	Объём добычи на 2012 г. тыс.т	Физико-химические свойства		Групповой состав углеводородов		
			η_D^{20}	г/см ³	Ароматические	Нафтенновые	Парафиновые
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Мубарекское (север)	510	1,4274	0,728	8,8	29,1	62,1
2	Кокдумалакское	1910	1,4392	0,768	12	15	73

Продолжения таблицы 10.

1	2	3	4	5	6	7	8
3	Учкырское	140	1,4486	0,787	24,2	36,7	39,1
4	Газли	60	1,4460	0,765	32	23	45
5	Мубарек-ское (южн)	210	1,4281	0,735	10	32	58
6	Шуртанское	930	1,4417	0,762	29	22	49
Итого		3760 тыс. т.					

Как видно из таблицы 10, газоконденсаты по физико-химическим свойствам и групповому составу углеводородов, а также по фракциям отличаются как по качеству, так и по выходу.

При этом покажем истинную температуру кипения (ИТК), физико-химические свойства (d_4^{20} и η_D^{20}), молекулярных распределений (МР) от массы отбора фракций углеводородов газоконденсата (рис. 9.). Как видно из рис. 9, ИТК d_4^{20} η_4^{20} и МР этих фракций описывают характеристические кривые. Это означает, что газоконденсат Кокдумалакского месторождения состоит из (20-40% масс.) бензиновой, (25-40%) керосиновой и (10-20% масс) дизельных топлив, а также содержит до 4% масс. хвостовых фракций, содержащих - масла, асфальтены и смолистые вещества.

Сравнивая показатели широко эксплуатируемых газоконденсатов Шуртанского, Мубарекского и Зевардинского месторождений следует указать на их фракционные совместимости с Кокдумалакским потому, как из него в настоящее время получают различные виды моторных топлив. Свойства конденсатов (табл. 10) определялись стандартными методами, групповой углеводородный состав - по максимальным анилиновым точкам, разгонка производилась на приборе АРН-2.

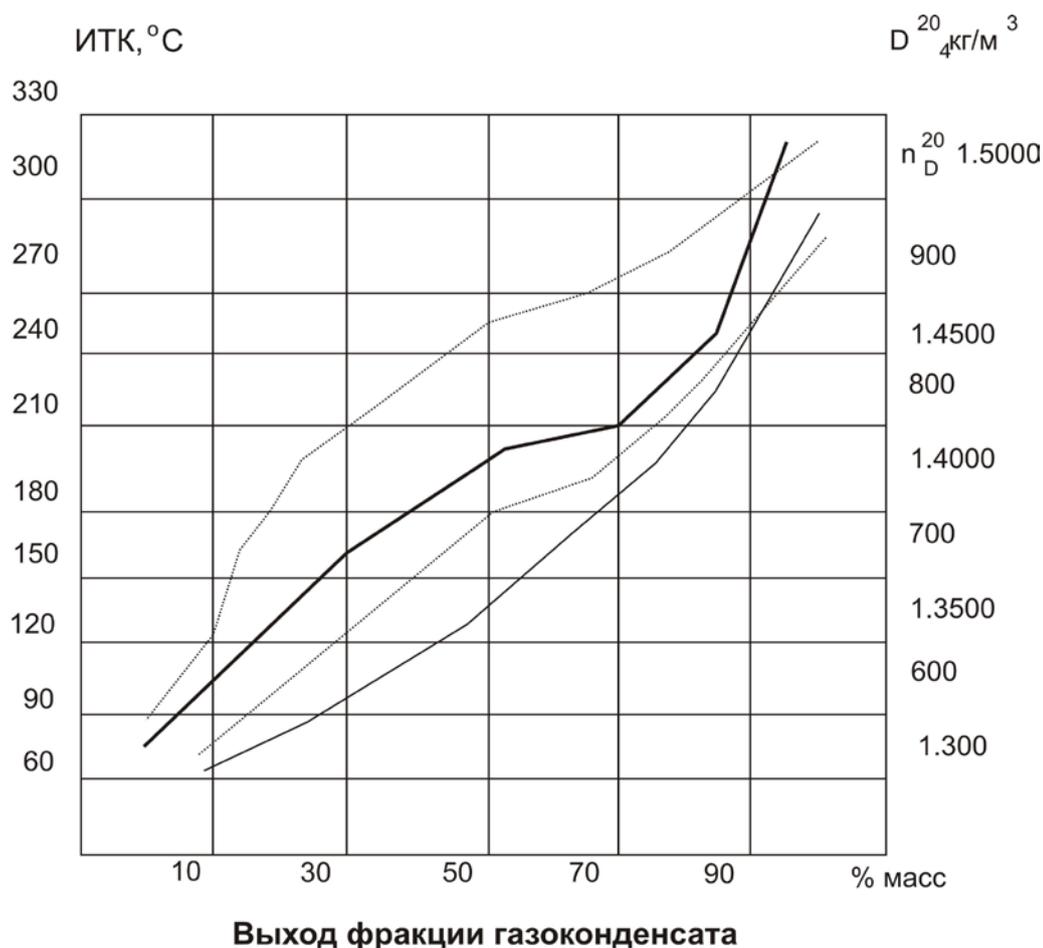


Рис. 9. Зависимость истинных температур кипения (ИТК) и физико-химических свойств от массы отбора фракций проб Кокдумалакского газоконденсата.

Все конденсаты характеризуются низкой температурой застывания (ниже -60°C) и температурой вспышки (25°C и ниже). Фракционный состав газоконденсатов также различен.

По групповому углеводородному составу (табл. 10) исследованные конденсаты можно разделить на 2 группы: 1 группа - конденсаты, богатые ароматическими углеводородами (Газли, Учкыр); 2 группа - конденсаты с низким содержанием ароматических углеводородов и с высоким содержанием парафиновых углеводородов (Южный Мубарек). Содержание ароматических углеводородов в бензиновой части конденсатов разных месторождений колеблется в следующих пределах: Газли - 29%; Учкыр - 34%; в конденсатах других месторождений - 6-8%. Конденсаты

второй группы имеют резко выраженный парафиновый характер, в их бензиновых фракциях 60-75% составляют парафиновые углеводороды.

2. Методики анализа и описания лабораторного стенда.

Для получения стабильного Шуртанского ГК пользовались лабораторной установкой - аппаратом ректификации нефти (АРН-2), который предназначен для перегонки нефти, нефтепродуктов и газоконденсата до температуры 743:773 К (ГОСТ 11011-85) с целью установления содержания показателей для построения кривых истинных точек кипения при перегонке углеводородов, а также получения фракций и установления их группового углеводородного состава.

Ректификационная колонка (9) (рис. 10) является основной частью аппарата. Колонка представляет трубу из нержавеющей стали. Внутренний диаметр колонки 50 мм. Высота 1016 см. Снаружи колонка имеет электрообогреватель. В нижней части колонки располагается решетка, на которую засыпается насадка, в начале крупная (на высоту 80-110 мм), представляющая собой отрезки спирали из нихромовой проволоки диаметром 0,5 мм, диаметр навивки спирали 6мм, высота отрезка 12 мм. Вся остальная часть колонки заполняется аналогичной насадкой с внутренним диаметром навивки спирали 3 мм и высотой 6 мм.

Замер температуры в ректификационной колонке производится при помощи термопар в 3-х точках (верх, середина, низ). Температура регистрируется на диаграмме потенциометра КСП-2-028. Для получения стабильный ГК на пилотной установке взвешивали и наливали в куб нестабильный ГК, через горло в количестве 3-х литров и присоединяли его к колонке.

К холодильнику (5) подключается вода, в рубашку (8) приёмника (9) загружается лёд. Перед началом ректификации все краны смазываются вакуумной смазкой. Краны Манифольда ставятся в положениях: кран А-1,2, 4; кран Б-5,7; кран В открывается, кран Г закрывается, кран Ж и

зажим должны быть открытыми. Кран Д закрывают до тех пор, пока не установится равновесие в колонке (9). Признаком равновесия является прекращение колебания давления, определяемого по дифференциальному манометру. После этого кран Д открывается и начинается отбор фракций.

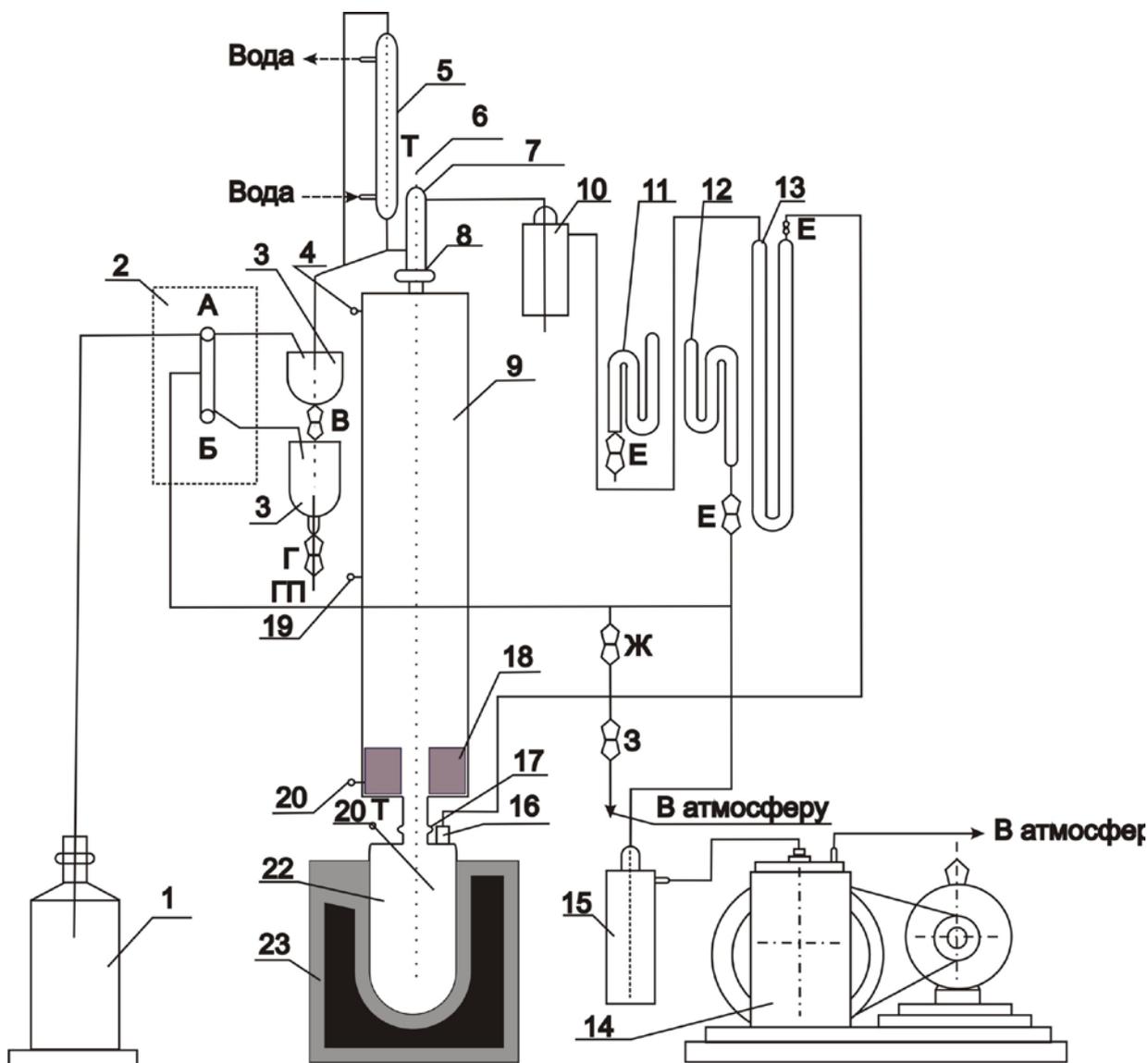


Рис. 10. Принципиальная технологическая схема аппарата ректификации нефти (АРН-2).

1-буферная емкость; 2-манифольд; 3- приемники; 4, 6, 19,20, 21-термопары; 5-обратный холодильник; 7- конденсатор; 8, 17-накидные гайки; 9- ректификационная колонна; 10, 15-ловушки; 11, 12- ртутные вакуумметры; 13-дифференциальный манометр; 14- вакуумный насос; 16-трубка; 18- решетка; 22- куб; 23- печь; А- кран трехходовой; Б- полулунный кран; В, Г, Д, Ж, Е- краны; З- кран (зажим).

Ректификацию стабильного ГК проводили со скоростью 3-4 см³/мин, скорость контролировалась секундомером и измерением объёма дистиллята в приёмниках.

Методы анализа и испытаний газоконденсата (ГК), растворителей и органодисперсий были взаимосвязаны из следующих стандартов:

1. Нефтепродукты. Определение плотности ГОСТ 3900-85.
2. Нефтепродукты. Определение условной вязкости ГОСТ 6258-85.
3. Нефтепродукты. Определение кислотного числа ГОСТ 5985-79.
4. Нефтепродукты. Светлые. Метод определения цвета ГОСТ 2667-82.
5. Нефтепродукты. Светлые. Метод определения по йодометрической шкале ГОСТ 19266-79.
6. Нефтепродукты. Метод определения летучести ГОСТ 12026-76.
7. Нефть и нефтепродукты. Метод определения фракционного состава в аппарате АРН-2 ГОСТ 11011-85.
8. Нефтепродукты светлые. Метод определения ароматических углеводородов ГОСТ 6994-74.
9. Нефтепродукты. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле ГОСТ 6356-75.
10. Нефтепродукты и углеводородные растворители. Метод определения анилиновой точки и ароматических углеводородов ГОСТ 12329-77.
11. Нефтепродукты. Метод определения содержания серы сжиганием в лампе ГОСТ 19121-73.
12. Топливо для двигателей. Метод испытания на медной пластинке. ГОСТ 6321-69.
13. Нефтепродукты. Метод определения наличия водорастворимых кислот и щелочей ГОСТ 6307-75.

Для определения качества ГК необходимо разделение его на нестабилизированный (сырьё) и стабилизированный (химическое или топливное сырьё) [28]. При использовании нестабильных конденсатов в

качестве исходного сырья для топлива и химического производства необходима стабилизация свойств и состава - деэтанзация, дебутанизация [29] и низкотемпературная сепарация (НТС) [30,31], а также абсорбционно-десорбционное разделение легких углеводородов [32]. Освоена и эксплуатируется на объектах схема разделения ГК и природного газа месторождения с использованием процессов испарения и конденсации или ректификации углеводородов с выделением стабильного ГК [33].

Таблица 11.

Физико-химические характеристики фракций местных газоконденсатов представленных ниже

Фракция, ГК, °К	Выход фракции на газокон., %	Групповой состав углеводородов Кокдумалакского ГК, % масс.			Удельный d_4^{20}	Показатель преломления n_D^{20}
		метановые	нафтенновые	ароматические		
338-363	9,3	58,4	21,8	19,8	714,0	1,4215
363-393	26,8	41,5	32,7	25,8	723,2	1,4312
393-423	33,1	39,0	20,7	40,3	752,5	1,4327
423-448	16,6	62,0	5,5	32,3	753,8	1,4454
448-473	12,8	52,0	20,1	27,9	758,4	1,4622
473-498	8,7	49,5	21,0	28,5	774,1	1,4525
Показатели фракции Газлинского ГК						
338-448	74,8	50,4	21,8	27,8	739,0	1,4385
433-513	20,6	59,1	19,5	21,8	768,7	1,4694
Показатели Шуртанского ГК						
363-448	41,2	51,2	21,1	27,7	741,1	1,4394
448-513	17,8	52,2	19,1	28,7	773,5	1,4715

Прем.: *-здесь не учитывались остатка в колбе и потери разгонки.

Из вышеизложенного следует, что ГК при незначительной очистке и фракционировании соответствует требованиям, предъявляемым к алифатическим углеводородам применяемых в производстве топлив в качестве их исходного сырья.

В таблице 12 изложена параметры стабильного газоконденсата после стабилизации.

Таблице 12.

Параметры стабильного газоконденсата после стабилизации.

Фракция, °С	Выход фракции на газокон., %	Групповой состав углеводородов, % масс.			Удельный вес кг/м ³ D ₄ ²⁰	Показатель преломления n ²⁰ _D
		метановые	нафтеновые	ароматические		
65-90	9,3	58,4	21,8	19,8	637,1	1,3615
90-120	26,8	41,5	32,7	28,8	639,1	1,4314
120-150	33,1	39,0	20,7	40,3	732,5	1,4327
150-175	16,6	62,0	5,5	32,3	733,8	1,4454
175-200	12,8	52,0	20,0	27,0	758,4	1,4622
200-225	8,7	49,5	21,0	28,5	774,0	1,4525

Таблице 13.

Групповой состав углеводородов газоконденсата месторождения**«Шуртан»**

№	Показатель	НК-95 °С	95-125 °С	125-150 °С	150-200 °С	НК-200 °С
1	Выход на газоконденсат	9,2	11,4	10,1	16,1	46,7
2	Показатель преломления, n ²⁰	1,3970	1,4270	1,4460	1,4412	1,4315
3	Плотность d ₂₀	0,7031	0,7625	0,7876	0,7836	0,7647
4	-ароматические	12,6	27,0	43,7	23,8	26,6
5	-нафтеновые	29,0	31,5	17,3	14,0	20,6
6	-парафиновые	58,4	41,5	39,0	62,2	52,0
Из них:						
7	Нормального строения	22,3	17,1	13,4	25,1	20,1
8	Изомерного строения	36,1	24,4	25,6	37,1	31,8

Наиболее удобным полупродуктом для получения прямогонного бензина является газоконденсат Шуртанского и Мубаракского месторождение природного газа. [34]

3. Технология стабилизации газоконденсатного сырья.

Стабилизацию сернистых конденсатов производят по схемам, аналогичным схемам установок стабилизации бессернистых конденсатов. Отличие схем УСК бессернистых и серосодержащих конденсатов заключается в их аппаратном оформлении и параметрах режима. Кроме того, при стабилизации сернистых конденсатов для борьбы с коррозией следует производить ингибирование отдельных узлов установки.

В настоящее время наиболее крупные установки стабилизации сернистых конденсатов эксплуатируются на УДППГ Мубарекском и УДП Шуртанском.[36,37]

Блоки стабилизации УСК включают в себя предварительную дегазацию сырья с последующей его стабилизацией в ректификационной колонне. Основные отличия УСК различных очередей ГПЗ касаются переработки выделенных из нестабильного конденсата газовых потоков.

Анализ работы УСК-1. Предварительную дегметанизацию конденсата производят в аппарате В01 (рис. 10 а). Газы сепарации объединяются с газами дегазации аминовых растворов с установок сероочистки и одним потоком поступают в абсорбер С02 для очистки от кислых компонентов. Очищенный газ используется в топливной сети.

Дебутанизация конденсата производится в колонне С01, которая имеет 19 двухпоточных клапанных тарелок. Газ стабилизации конденсата с верха емкости орошения В02 отводится на очистку от кислых компонентов.

Характеристика основного оборудования УСК-1 дана в табл. 14, 15, 16. а показатели узла стабилизации приведены в табл. 17.

На установках наблюдаются значительные колебания количества перерабатываемого нестабильного конденсата и выхода газов дегазации, о чем свидетельствует также изменение удельного выхода газов стабилизации в пересчете на 1 м³ стабильного конденсата.

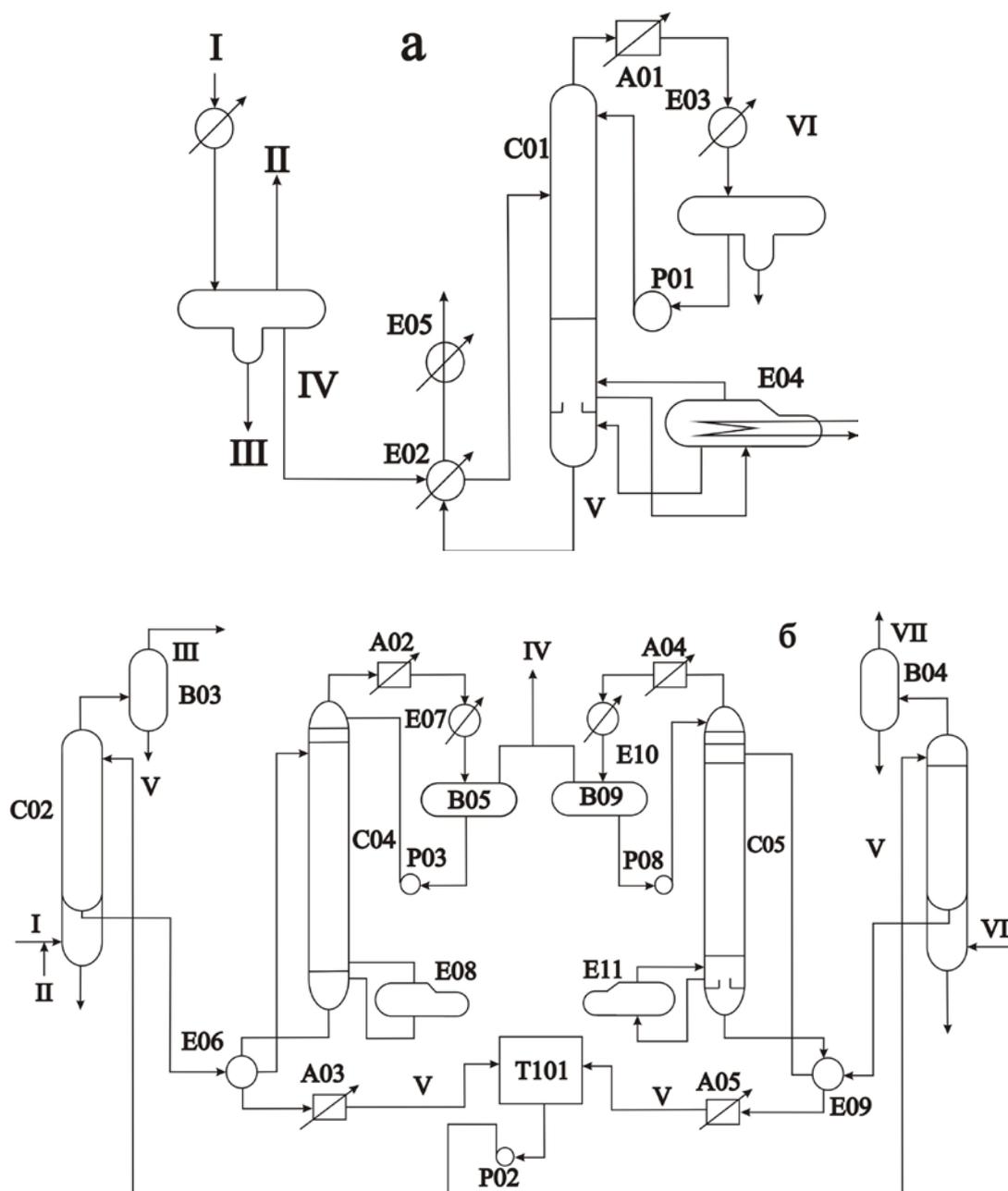


Рис. 10. Принципиальная схема УСК-1:

а) блок стабилизации:

C01 - дебутанизатор, B01 - трехфазный разделитель; B02 - емкость орошения; E01-холодильник, E02 - рекуперативный теплообменник; E03, E05 - водяные холодильники; A01 - воздушный холодильник, E04 - испаритель, P01 - насос, I - нестабильный конденсат; II - газ дегазации; III - кислая вода, IV - дегазированный конденсат, V - стабильный конденсат; VI - газ стабилизации.

б) блок очистки газов стабилизации:

C02, C03 - абсорберы, C04, C05 - десорберы, B03, B04 - сепараторы; B05, B09 - емкости орошения; A02, A03, A04, A05 - аппараты воздушного охлаждения, E07, EЮ - водяные холодильники, EOS, E09 - рекуперативный теплообменник; E08, EP-испарители, T101 - сборная емкость, P02, P03, P08 - насосы, I - газ дегазации на B01 (рис 10, а), II - газ расширения насыщенного раствора амина; III - топливный газ; IV - кислые газы на установку получения газовой серы, V - регенерированный раствор амина, VI - газ стабилизации на очистку из B02 (см, рис. 10, а); VII - очищенный газ стабилизации на переработку.

Таблица 14.

Характеристика сепараторов, дегазаторов и емкостей орошений УСК-1

Позиция на рис. 10	Расчетные параметры		Диаметр, м	Высота (длина), м	Объем, м ³	Позиция на рис. 10	Расчетные параметры		Диаметр, м	Высота (длина), м	Объем, м ³
	P, МПа	T, °C					P, МПа	T, °C			
B01	4,59	20	3,0	11,0	69,0	B04	6,63	7	1,6	5,0	6,0
B02	6,12	12	2,4	4,6	27,9	B05	5,61	4	1,4	4,0	5,3
O3	6,63	7	1,4	4,6	45,0	B09	5,61	4	1,4	4,0	5,3

Таблица 15.

Характеристика колонн УСК-1

Позиции по рис. 10	Диаметр, м	Высота, м	Число тарелок	Тип тарелок	Проектный режим			
					P, МПа	Температура, °C		
						питания	верха	низа
C01	3,2	24,5	19	Клапанные	0,76	- 10	67	167
C02	2,2	23	20	2-поточные	45	50	50	59
C03	2,0	23	20		0,62	45	50	59
C04	2,2	25	21	Колпачковые	0,12	105	10	130
C05	2,2	25	21		0,12	105	110	130

Для обеспечения полной отпарки сероводорода из конденсата по проекту предусматривалось поддержание температуры низа стабилизатора 165-170 °C.

Таблица 16.

Показатели теплообменников УСК-1

Позиции по рис. 10.	Количество	$F, \text{ м}^2$	Трубное пространство		Межтрубное пространство		Тепловая нагрузка, млн. кДж/ч
			$P, \text{ МПа}$	$T, \text{ }^\circ\text{C}$	$P, \text{ МПа}$	$T, \text{ }^\circ\text{C}$	
E01	1	55,8	4,08	35	0,61	206	15,38
E02	2	372	2,04	105	1,33	205	44,83
E03	1	450	0,51	55	1,22	65	5,14
E04	2	321	4,48	240	1,33	205	55,56
E05	1	212	0,51	55	1,33	70	1,85
E06	2	292	0,71	120	0,49	135	31,67
E07	1	67	0,51	55	0,41	75	0,63
E08	1	515	0,61	200	0,51	140	44,92
E09	2	292	0,51	120	0,49	145	31,67
E10	1	67	0,61	55	0,41	75	0,63
E11	1	515	0,61	200	0,51	143	44,92

При таком режиме содержание пентана в газах стабилизации допускалось около 9%. В период обследования температура низа колонны С01 поддерживалась около 140°C. Такой режим обеспечивает практически полную очистку конденсата от сероводорода. Однако, содержание бутанов в конденсате было несколько больше проектного, кроме того, товарный конденсат содержал до 0,2 % пропана. Несмотря на это, давление насыщенных паров стабильного конденсата не превышает проектного уровня -66,7 кПа.

Повышение температуры низа колонны СО1 на 10-15 градусов обеспечило бы полное выделение пропана и более глубокое извлечение бутанов из конденсата.

Опыт эксплуатации УСК показал, что при плохом разделении фаз на промысловые УКПГ с нестабильным конденсатом на установку поступает минерализованная вода. Минеральные соли частично осаждаются на поверхности аппаратов, в том числе теплообменника E01. Это снижает коэффициент теплопередачи и тем самым не обеспечивается подогрев смеси перед дегазатором В01 до проектной температуры - 20 °С.

Вторым основным блоком УСК-1 является блок очистки газов дегазации и стабилизации конденсата (рис, 10.б).

Давление в абсорберах и десорберах блоков очистки поддерживается соответственно 0,55 и 0,17 МПа. В качестве поглотителя кислых компонентов используется 12-18 %(масс.) (по проекту 25%) водный раствор диэтанолamina (ДЭА). При работе установки в таком режиме содержание сероводорода в очищенном газе не превышает 5,7 мг/м³. Концентрация H₂S и CO₂ в газах дегазации составляет 3,5-4,7 и 0,5-0,6% соответственно. Очистка газов дегазации производится раствором ДЭА концентрации 12-14% (масс.) при отношении раствор: газ равном 2,9 -3,5 л/м³.

Концентрация H₂S и CO₂ в газах стабилизации была примерно в 2 раза больше, чем в газах дегазации, и составляла соответственно 8,9 -11,2 и 0,6 - 1,5 % (об.). Очистка газов стабилизации в количестве 13-15 тыс. м³/ч производится раствором ДЭА концентрации 18 % (масс.) при соотношении раствор: газ 5.3-6,1 л/м³.

Регенерацию насыщенных растворов ДЭА проводили в десорберах при давлении 0,18 МПа. Расход пара (0,51 МПа) на регенерацию составлял 120 -130 кг/м³ раствора. В этих условиях содержание H₂S в регенерированном растворе ДЭА не превышало 0,01 моль/моль, что обеспечивало тонкую очистку газа от сероводорода.

В настоящее время в колонну CO₂ и CO₃ раствор ДЭА подается из установок сероочистки I очереди завода. На базе оборудования блоков регенерации аминного раствора организовано производство смеси тиолов. Кислые газы после десорберов в количестве около 4 тыс. м³/ч с содержанием H₂S и CO₂ соответственно до 80 и 5-11% (об.) направляются на установки Клауса для производства элементарной серы.

В большинстве замеров степень насыщения раствора ДЭА составляла 0,5-0,6 моль/моль, что несколько выше допустимого уровня. Снизить степень насыщения раствора ДЭА можно за счет повышения

концентрации ДЭА или увеличения количества циркулирующего раствора. Расчеты, проведенные нами показали, что для абсорбера очистки газов дегазации оптимальная концентрация раствора должна составлять около 20%. При этом соотношение раствор: газ должно составить около 3 л/м³ [22]. Для процесса очистки газов стабилизации целесообразно увеличить количество циркулирующего абсорбента до 100-110 м³/ч и абсорбцию проводить при удельном расходе поглотителя 6 л/м³.

Осуществление указанных рекомендаций позволит снизить опасность коррозии на установке, сохраняя одновременно высокую степень насыщения раствора кислыми газами (0,4 моль/моль).

Анализ работы УСК-2. Принципиальным отличием установки стабилизации конденсата II очереди от УСК I очереди является применение процесса низкотемпературной конденсации для выделения ШФЛУ из газов стабилизации. Использование процесса НТК одновременно обеспечивает осушку ШФЛУ, что повышает надежность работы систем транспортирования и хранения продукции.

Поток нестабильного конденсата с УКПГ при температуре от -10 до +40 °С поступает во входной сепаратор Д101, где происходит частичная деметанизация сырья при 3,7-3,9 МПа. (Рис. 11.) Газ сепарации с верха Д-101 подается в абсорбер Т-104, где очищается от сероводорода и диоксида углерода с помощью раствора диэтанолamina. Очищенный газ подается в топливную сеть.

Частично отсепарированный конденсат с низа трехфазного разделителя Д-101 проходит рекуперативный теплообменник Е-101, где нагревается до 25 °С, и поступает на 6-ю (считая с верха) тарелку стабилизатора Т-101. В качестве сырья на 6-ю тарелку стабилизатора подаются также два потока из трехфазного разделителя Д-107.

Газовая смесь, получаемая при стабилизации конденсата, с верха сепаратора Д-106 поступает на очистку от кислых компонентов в

абсорбер Т-103. Стабильный конденсат отводится с низа колонны 1-101 в товарный парк.

Конденсат на выходе из холодильника Е-112 имел высокую температуру, которая летом доходила до 50-70°C. Это приводило к потерям его легких фракций при хранении. Для до охлаждения стабильного конденсата в схему дополнительно был включен водяной холодильник.

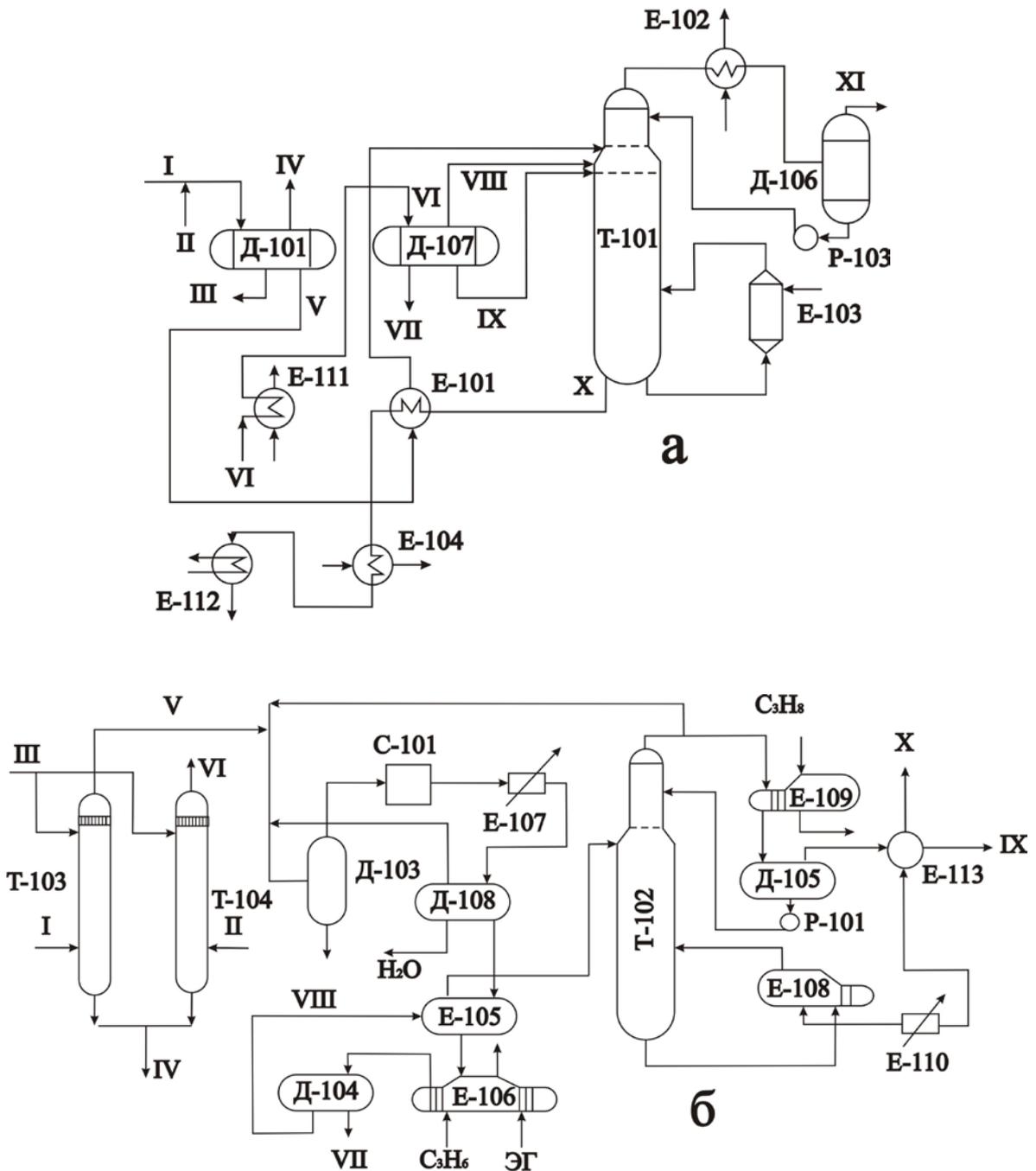


Рис. 11. Принципиальная схема УСК-2:

а) блок стабилизации:

Д-101, Д-107 - трехфазные разделители; Д-106 - емкость орошения; Е-102 - воздушный холодильник; Е-101 - рекуперативный теплообменник; Е-103- испаритель- Т-101 стабилизатор; Е-111 - подогреватель; Е-104, Е-112 - холодильники; Р-103 - насос; Т-101 - стабилизатор; I-нестабильный конденсат с промысла; II - нестабильный конденсат с установок осушки; III - кислая вода; IV - газ сепарации на очистку; V - частично дегазированный конденсат; VI - смесь насыщенного ЭГ и нестабильного конденсата; VII - насыщенный раствор ЭГ на регенерацию; VIII - газ в стабилизатор; IX - жидкие углеводороды в стабилизатор; X - стабильный конденсат; XI-газ стабилизации на очистку.

б) блок очистки газов стабилизации и выделения ШФЛУ:

Т-102- ректификационная колонна; Т-103, Т-104 - абсорберы; Д-103, Д-104, Д-108 -разделители; Д-105 - емкость орошения; Е-105, Е-113 - рекуперативные теплообменники; Е-106, Е-109 - пропановые испарители; Е-107, Е-110 - аппараты воздушного охлаждения; Е-108 - испаритель; С-101 - компрессор; Р-101 - насос; I - газ дегазации из Д-101 (рис. 11, а); II - газ стабилизации из Д-106 (рис. 11, а); III - регенерированный раствор амина; IV - насыщенный раствор амина; V - очищенный газ стабилизации- VI, IX - топливный газ; VII - насыщенный раствор МЭГ; VIII - смесь жидких углеводородов; X - ШФЛК.

Абсорберы Т-103 и Т-104 в 2 яруса заполнены насадкой типа колец Палля из пластмассы. В верхней части колонны Т-103 и Т-104 установлены соответственно две и три отбойные тарелки и пакет жалюзи. На первую тарелку подается промывочная вода для улавливания уносимого с газом амина. На входе амина в абсорберы Т – 103 и Т – 104 в поток подается раствор антивспенивателя. Очищенный от кислых компонентов газ стабилизации проходит сепаратор, отделяется от капельной влаги, затем дожимается до 3,65 МПа и для отделения от влаги поступает в разделитель Д-108.

Для обеспечения нормальной работы компрессора в него необходимо подавать определенный объем газа. Предусмотрена возможность рециркуляции части газовых потоков с верха колонны Т-102 и сепаратора Д-108 в тех случаях, когда количество газа с верха

сепаратора Д-103 недостаточно для нормальной работы компрессора С-101.

Жидкая фаза с низа сепаратора Д-106 через рекуперативный теплообменник Е-105 поступает в пропановый испаритель Е-106, где охлаждается до минус 30-33 °С, и поступает в трехфазный разделитель Д-104. Жидкая углеводородная фаза с низа Д-104 проходит рекуперативный теплообменник Е-105, нагревается до минус 15-10°С и, объединившись с потоком газа с верха сепаратора Д-104, поступает в стабилизатор Т-102.

Следует отметить, что сырье, охлаждаясь в испарителе Е-106 до минус 33 °С, в колонну поступает при температуре минус 10-15°С. Таким образом, сначала происходит конденсация сырья, затем его повторное испарение. Цель глубокого охлаждения сырья заключается в его обезвоживании. Благодаря охлаждению сырья отпадает необходимость осушки ШФЛУ на отдельной установке.

Для поглощения влаги и предотвращения гидратообразования в трубную решетку теплообменников Е-105 и испарителя Е-106 впрыскивают 80%-и раствор моноэтиленгликоля (МЭГ). Насыщенный раствор МЭГ в смеси с выпавшим конденсатом отводится из разделителя Д-104 и через подогреватели Е-111 поступает в разделитель Д-107 (рис. 11. б).

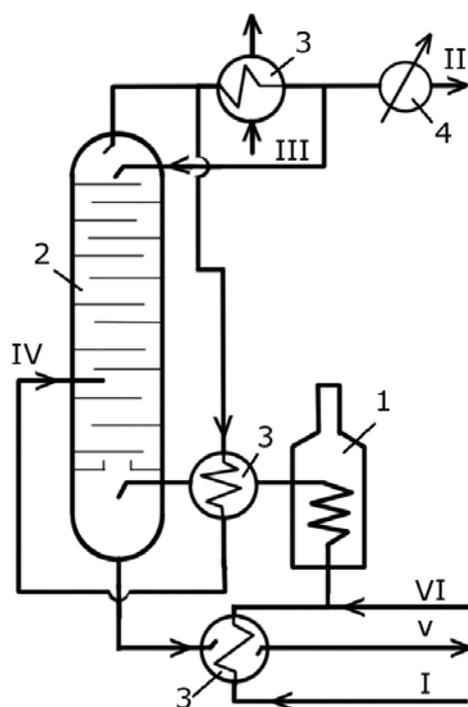
Массовая доля амина в насыщенном растворе МЭГ достигает 5-10%, что указывает на унос раствора ДЭА из абсорберов сероочистки Т-103 и Т-104.

В таблице 17. приведены характеристики сепараторов и дегазаторов на установке стабилизации газоконденсата (УСК-2)

Характеристика сепараторов и дегазаторов УСК-2

Позиция по рис. 11	Давление, МПа	Температура, °С	Диаметр, м	Высота (длина), м	Объем, м ³
Д-101	3,6-3,9	29	2,2	8,16	28
Д-103			2,2	5,7	12,1
Д-104	3,1-3,3	-33	2,8	13,4	84
Д-105	2,8-3,0	-32	1,6	5,1	9,24
Д-106	8,6-10,6	50	1,7	7,4	14,8
Д-107	1,0-1,3	40	3,1	13,8	97,7
Д-108	5,0		2,2	8,4	29,1

Исходя выше изложенного Мы предлагаем модернизированная технологию УСК, в котором показаны возможности интенсификации процесса стабилизации ГК и улучшения качества свойств поставляемого ГК на переработку на этой установке (рис.12.).



Материальные потоки:

- I- нестабильный ГК из установки предварительной подготовки и низкотемпературной сепарации природного газа;
- II- пропан-бутан на установку пропан-бутановой сепарации для их сжижения;
- III- легкие углеводороды на орошение для интенсификации дефлегмации растворенных газов из ГК;
- IV- пары легких углеводородов на подогрев и использования в качестве дополнительного теплоносителя;
- V- стабильной ГК на хранения для отгрузки в НПЗ.

Рис. 12. Принципиальная технологическая схема стабилизации ГК с двухкратным использованием легких фракций углеводородов для интенсификации дефлегмирования и в качестве теплоносителя.

1- печь подогрева ГК, 2- ректификационная колонна, 3- теплообменники, 4- холодильник.

На предлагаемой технологической схеме показаны вновь вводимый режим поточного подогрева поступающих объемов ГК и двукратное использование легкой флегмы углеводородов (III) с тем, чтобы протекали процессы более эффективного разделения в колонне ректификации (2) сопутствующих газов (II) и его качественная стабилизация (V). Одновременно в печь (1) подогрева ГК до 240-260°C подаются газы НТС после холодильников (3,4) извлечение пропан-бутана (П/Б), которые также являются дополнительными объемами для их сжижения в виде топлив.

По предложенной технологии стабилизации свойств ГК получен стабильный конденсат со следующие показателями свойств:

Удельные вес, кг/м ³	0,768	Метановые углеводороды, %масс	42,5
Показатель преломление, n ²⁰ _D	1,4575	Ароматические углеводороды, %масс	24,1
Температура кипения		Нафтеновые углеводороды, %масс	28,5
Начало, °С,	35		
Конец, °С,	262	Механические примеси, %масс	отсут.
		Сернистые соединения, %масс	0,25

Таким образом, при выше приведенной модернизации УСК и улучшении его технологического режима достигается более полное разделение и увеличенные объема П/Б, улучшение показателей качества стабильного ГК, а также существенной экономии энергетических расходов для работы установки.[35]

4. Исследования эффективного извлечения легких углеводородов из газоконденсатного сырья.

Рассмотрим колонку (рис. 13), в которую непрерывно поступает F моль/ч исходной смеси, разделяемой на D моль/ч дистиллята (верхний продукт) W моль/ч кубового остатка (нижний продукт).

При установившемся режиме выходящий поток равен выходящему потоком:

$$F = D + W \quad (1)$$

Если концентрация более летучего компонента в этих трех потоках равна соответственно z_F , и, то баланс по этому компоненту определяется уравнением:

$$Fz_F = Dx_D + Wx_W \quad (2)$$

Анализ уравнений (1) и (2) показывает, что когда F и z_F постоянны, а X_D и X_W отвечают желаемой чистоте продуктов, скорости потоков D и W также являются постоянными величинами.

Рассмотрим теперь секцию аппарата, ограниченную пунктирной линией II n -й тарелкой. Если имеется V_n моль/ч пара, поднимающихся от n -й тарелки, L_{n+1} моль/ч жидкости, стекающей с расположенной выше $(n+1)$ -й тарелки, то материальный баланс для этой секции можно представить следующим образом:

$$V_n = L_{n+1} + D \quad (3)$$

Если составы потоков пара и жидкости между n -й и $(n+1)$ -й тарелками y_n и x_{n+1} соответственно, то баланс по легколетучему компоненту имеет вид:

$$V_n y_n = L_{n+1} x_{n+1} + D x_D \quad (4)$$

Следовательно:

$$y = \frac{L_{n+1}}{V_n} x_{n+1} + \frac{D}{V_n} x_D \quad (5)$$

Аналогично для секции, ограниченной пунктирной линией III на рис. 13, получим:

$$L_{m+1} = V_m + W \quad (6)$$

и

$$y_m = \frac{L_{m+1}}{V_m} X_{m+1} - \frac{W}{V_m} X_w \quad (7)$$

где, L_{m+1} , V_m – потоки (в моль/ч) жидкости и пара между тарелками m и $(m+1)$; y_m , X_{m+1} – составы потоков пара и жидкости между этими же тарелками.

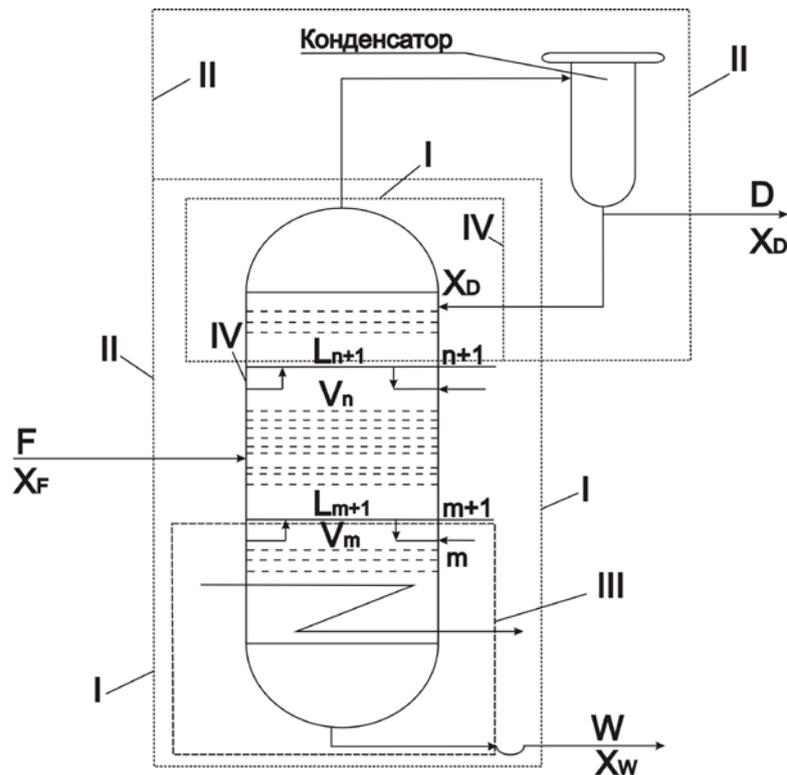


Рис. 13. Схема материальных потоков в непрерывно действующей дистиляционной колонне

Если D и X_D на основании только что приведённого рассмотрения фиксируются, то уравнения (3) и (5) недостаточны для расчёта величин V_n , L_{n+1} и y_n в том сечении ректификационной секции, где состав жидкости равен X_{n+1} . Как будет показано дальше, такой расчёт требует дополнительно баланса энтальпии для участка II на рис. 13. Аналогичное рассуждение показывает, что для участка III также необходимо уравнение баланса энтальпии, чтобы рассчитать значения V_m , L_{m+1} и y_n для того сечения в исчерпывающей секции, где состав жидкости равен X_{m+1} .

Однако во многих случаях значения V_n , L_{n+1} , V_m и L_{m+1} остаются для тарелок почти постоянными, так что нет необходимости в учете баланса энтальпий. Постоянство скоростей потоков или равенство мольных потоков по высоте колонны будет достигаться при следующих условиях:

1. Значения мольной теплоты испарения двух компонентов равны;
2. Изменения энтальпии с температурой весьма невелики по сравнению с теплотой испарения;
3. Теплота смешения компонентов в обеих фазах равна нулю;
4. Потери тепла в окружающую среду отсутствуют.

Когда мольные потоки не меняются, соотношение между скоростями потоков выше и ниже питательной тарелки зависит от тепловой характеристики исходной смеси. Если исходная жидкая смесь подается в колонну при температуре кипения, то

$$L_{m+1} = L_{n+1} \text{ и } V_m = V_n \quad (8)$$

Если в качестве питания подаётся насыщенный пар, то

$$L_{m+1} = L_{n+1} \text{ и } V_m = V_n - F \quad (9)$$

Графический метод Мак-Кэба-Тиле [38] можно применить для определения числа теоретических тарелок или контактных ступеней, необходимых при проведении данного процесса дистилляции бинарной смеси. Приняв мольные потоки равными, уравнения материального баланса (5) и (7) легко представить графически в виде прямых линий: значения y наносятся по ординате, а значения x - по абсциссе (рис. 14.). Такие линии называют рабочими. Наклон их равен отношениям мольных скоростей потоков жидкости и пара. На том же графике строится равновесная зависимость между составом пара и жидкости для интересующей нас смеси при выбранном давлении. Необходимо разделить 2,5 моль/ч смеси углеводородов, содержащей 1 моль/ч газовый бензин и 0,8 моль/ч легкий бензин. Разделение проводится в тарельчатой колонне непрерывного действия при общем давлении 1 атм. Желаемые конечные составы, выраженные через мольные доли, составляют: $X_D = 0,96$ и $X_W = 0,04$; в

качестве питания применяется насыщенный пар, в конденсаторе происходит полная конденсация паров. Приняв, что поток флегмы $L_{n+1} = 4D$, найдем число необходимых тарелок.

Сначала определим W и D . Сравнив уравнения (1) и (2) и подставив известные величины, получим:

$$Fz_F = Dx_D + (F-D)x_W$$

$$4,3 \times 2,5 = D \cdot 0,96 + (4,3 - D) \cdot 0,04$$

Отсюда $D=11,1$ моль/ч. По уравнению (1), $W = F - D = 4,3 - 11,1 = 6,8$ моль/ч. Затем вычислим внутренние потоки. По уравнению (3) $V_n = L_{n+1} + D = 4D + D = 44,4 + 11,1 = 55,5$ моль/ч. По уравнению (9) $L_{m+1} = L_{n+1} = 55,5$ моль/ч; $V_m = V_n - F = 55,5 - 4,3 = 51,2$ моль/ч.

Подставив известные величины в уравнения (5) и (7), получим уравнения рабочей линии. Для ректификационной секции (верхней укрепляющей части колонны):

$$y_n = \frac{44,4}{55,5} X_{n+1} + \frac{11,1}{55,5} 0,96$$

$$y_n = 0,800 X_{n+1} + 0,192$$

Для стриппинговой секции (нижней части колонны):

$$y_m = \frac{44,4}{51,2} X_{m+1} + \frac{6,8}{51,2} 0,04$$

$$y_m = 0,86 X_{m+1} - 0,0053$$

Оба уравнения рабочих линий наносим на диаграмму $y - x$ как это показано на рис.14. Для этого графика характерно, что рабочая линия ректификационной секции пересекает диагональ в точке $x = X_D$, а рабочая линия исчерпывающей секции - в точке $X = X_W$.

Расчетное отклонение по численности теоретических тарелок обусловлено тем, что принятая углеводородная смесь для ректификационного кипения сильно отличается от бинарных и тройных смесей. Из рисунка видно, что число рабочих тарелок колонны не более 30 при 80 теоретических и 40 практических тарелок колонны, а флегмовое число не превышает более 3-х.



Рис. 14. Решение примера по графическому методу Мак-Кэба-Тиле

ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ II

Предлагаемой нами технологией модернизации установки стабилизации газоконденсата и улучшения его технологического режима достигается более полное разделение фракций и увеличение объема легких углеводородов таких как пропан и бутановой фракции, существенное улучшение показателей качества стабильного ГК, использования пропан-бутановой фракции как топливо для двигателей внутреннего сгорания, и существенная экономия энергетических расходов для работы установки.

ГЛАВА III. КАЧЕСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГАЗОКОНДЕНСАТА

1. Качественно – количественных показатели, характеризующие стабильный газоконденсат.

Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления согласно ГОСТ 20448-90 имеют следующие марки: СЗТПБ - смесь зимняя техническая пропана и бутана; СЛТПБ - смесь летняя техническая пропана и бутана; БТ - бутан технический. Основные требования к качеству сжиженных газов.

Ранее сжиженные газы выпускались по ГОСТ 10196-62, согласно которому содержание пропана и пропилена в сжиженных газах должно было составлять не менее 93% (масс.). Такое топливо по эксплуатационным свойствам намного лучше сжиженных газов, выпускаемых по ГОСТ 20448-90.

Однако ГОСТ 10196-62 не стимулировал использование бутанов и бутиленов в составе сжиженных газов. В виду этого, на многих газо и нефтеперерабатывающих заводах имеющиеся ресурсы бутанов и бутиленов использовались нерационально. Внедрение нового ГОСТ на сжиженный газ позволило повысить эффективность использования ресурсов углеводородов C_4 и увеличить выпуск товарной продукции.

Фракция ПБП используется в качестве пиролизного сырья на Учкырском заводе органических продуктов. Концентрацию компонентов в ПБП устанавливают исключительно исходя из требований пиролизного производства. В соответствии с ТУ суммарное содержание пропана и бутанов в ПБП должно составить не менее 90% (масс.), в том числе изобутана не менее 17%, а содержание этана и C_5H_{12+} составляет соответственно не более 3 и 7% (масс.).

Концентрация этана в ШФЛУ и сжиженных газах устанавливается таким образом, чтобы обеспечить их товарную характеристику и свести к минимуму потери при хранении и транспорте. Последнее прямо связано с

содержанием в них этана. Следовательно, продукт, не содержащий этан, имел бы наилучшую товарную характеристику. Однако производство ШФЛУ и сжиженных газов, не содержащих этан, связано с большими энергетическими затратами. С учетом этого обстоятельства установлены оптимальные нормы на содержание этана в указанных продуктах.

Содержание пентана и высших углеводородов в сжиженных газах устанавливается таким образом, чтобы они могли испаряться при использовании сжиженных газов как топливо.

Таблица 18.

**Основные требования к качеству стабильного конденсата
I и II групп.**

Показатели	I	II	Методы испытаний
Температура начала кипения, °С, не ниже	30	30	ГОСТ 2177-99
Давление насыщенных паров, Па (мм рт. ст.): летний период, не более; Зимний период, не более	66661 (500) 93325 (700)	66661 (500) 933325 (700)	ГОСТ 1756-2000
Массовая доля воды, %, не более	0,03	0,5	ГОСТ 2477-65
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,005	0,1	ГОСТ 6370-83
Масса хлоридов, мг/л, не более	15	-	ГОСТ 21534-76
Плотность при 20 °С, г/см ³	Не нормируется, определение обязательно		ГОСТ 3900-85
Массовая доля общей серы, %	То же		ГОСТ 19121 – 73

Согласно ОСТ 51.65-80 для товарных конденсатов устанавливают две группы: I - для установок стабилизации конденсата, II - для промыслов.

Основным показателем качества стабильного конденсата является давление насыщенных паров, которое характеризует наличие в нем легких углеводородов. Этот показатель для I группы продукции составляет (табл.18) для зимнего и летнего периодов года 93325 и 66661 Па соответственно, для II группы-93325 Па.

Нормы на содержание воды и механических примесей в конденсате устанавливаются исходя из требований нормального хранения и перекачки продукта, а также с учетом его дальнейшей переработки.

Для полной оценки товарных качеств конденсатов необходимо также определить такие показатели, как фракционный состав, содержание сернистых соединений, ароматических углеводородов и высококипящих парафинов, температура застывания и т. д.

ВЫВОДИ ПО ГЛАВЕ III

Исходя из требований к стабильным газовым конденсатам, разработанная технология стабилизации газового конденсата соответствует нормам данного стандарта (ОСТ 51.65-80).

ГЛАВА IV.ТЕХНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ.

1. Техно-экономические рекомендации по разработке процесса стабилизации газоконденсата.

Огромно значение для удовлетворительной работы нефтеперерабатывающих заводов качество и стабильность показателей поступающих нефтей и газоконденсатов. Часто им сопутствуют очень легкие углеводороды, например пропан-бутан и C_5-C_6 , которые затрудняют работу колонны первичной их переработки (увеличивают парциальное давление верха ректификационных колонн, паров на 10-15 атм), что является непозволительным и приводящим к тяжелым последствиям.

Поэтому в предлагаемой нами работе разрабатывается умеренный режим процесса стабилизации газоконденсатного, сырья отвечающий требованиям НПЗ. Предлагается снизить температуру конденсации паров верхней части ректификационной колонны стабилизации газоконденсата на $5-8^{\circ}C$ и увеличить флегмовое число до 3^x легких углеводородов, поступающих на орошение. При этом орошение производить не на 35-той тарелке, а 30–той тарелке колонны стабилизации газоконденсата.

В результате с ново-введением в параметры технологии стабилизации газоконденсата достигается улучшения показателей качества сырья, направляющемся на переработку и улучшается работы установки пропан-бутановой сепарации. При этом укажем на технико-экономические показатели единицы стабильного газоконденсата (таблица 19).

Таблица 19.

**Калькуляция себестоимости единицы стабильного
газоконденсата**

Наименование	Ед. изм.	Цена единиц, в сум	Норма расхода в т.	Цена стаб. газоконденсата в суммах	
				Из УСК-2	По предлагаемому условию
Нестабильный ГК	Тонна	112760	1,15	169050	169050
ГК легкий (возврат)	Тонна	112760	0,15	-	-22047
Возврат п/б	Тонна	220000	0,1	-22000	6049
Топливо-эффективные расходы: вода на охлаждение	Условно КВт-тонна/пар	2800	5+	37800	35500
	Тонна		0,8 0,1	2880	3800
Прочие расходы 10%		-	-	18570	17450
Накладные расходы 15%		-	-	30640	28910
Итого: заводская себестоимость				234904	227660

Экономическая эффективность на 1 тонну стабильного конденсата по предлагаемому способу оказалось равной 7244 сумме.

Таким образом при, снижении расходов на тонну стабильного газоконденсата, за счет возврата пропан-бутана от эффективного конденсации газоконденсата на сумму 6049 сум снижается его себестоимость на 7244 сумас.

Рекомендуется:

- разработка расчётно-проектных именовений в части конденсаторно-дефлегматорной части ректификационной колонны УСК;
- отработка мероприятий по углу изменения и создание инструкций работы по конденсаторной части УСК;
- наработка ориентировочных показателей калькуляции в натуре по действующей установке.

ВЫВОДИ ПО ГЛАВЕ IV

Как видно из расчетов, предлагаемая нами технология модернизации установки УСК является более эффективной при получении пропан бутановой фракции. Кроме того, применение данной технологии снижет заводскую себестоимость получения пропан бутановой фракции и стабильного газоконденсата.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. На основании изучения научно-практического и производственного опыта ряда установок стабилизации газоконденсата на ГПЗ эксплуатируемых в месторождениях природного газа выявлено, что на существующих установках не удается достичь чёткого конечного разделения лёгких углеводородов (до 8 % пропан-бутана, до 2-3 % фракции лёгких углеводородов).
2. При разработке на лабораторном стенде ректификационного процесса разделения растворенных газов из газоконденсата установлено, что двух или трёх кратным охлаждением (до 8°-10°С) верхних фракций и увеличением флегмового числа (до 3) на орошение верха колонны достигается более чёткое разделение пропан-бутана из газоконденсата.
3. Изучены и произведены расчёты верхней газо-извлекающей части ректификационной колонны стабилизации газоконденсата.
4. С введением предлагаемых параметров в технологию ректификационной стабилизации, разгружается работа пропан-бутановой сепарации и снижаются энергетические расходы, что позволяет снизить себестоимость получения стабильного газоконденсата на 5-6 %.
5. Разработанная технология, более четкого регулирования параметров режима действующих установок стабилизации газоконденсата путем внедрения вновь вводимого режима поточного подогрева поступающих объемов ГК и двукратного использования легкой флегмы углеводородов с целью более эффективного разделения в колонне ректификации сопутствующих газов и его качественной стабилизации, без существенного изменения технологии стабилизации может быть освоено в производственной практике на ГПЗ.

Список использованной литературы

1. Доклад Президента республики Узбекистан Ислама Каримова на заседании кабинета министров, посвященном итогам социально-экономического развития в 2013 году и важнейшим приоритетным направлениям экономической программы на 2014 год. (http://www.press-serice.uz/ru/news/show/main/doklad_prezidenta_respubliki_uzbekist_4/)
2. И.А. Каримов Мировой финансово – экономический кризис, пути и меры его преодоления в условиях Узбекистана. Ташкент, Узбекистан, 2000, 48-с.
3. Нефтегазовая промышленность Узбекистана – базовая отрасль экономики страны // НХК «Узбекнефтегаз» Т. - “Pulsiks” 2004. -С. 82.
4. Алимов А.А. // О химическом использовании природного газа и газоконденсатов// Узбекский химический журнал. Ташкент, «Фан», 2003. №1. -С. 87 – 94.
5. АВВ Луммус Крест ШГХК Технологический регламент «Производство этилена» полиэтилена. // *DosteindeANvoorburgTheNetherlandsUSA* .1997, 2272
6. Алимов А.А. Химическая переработка газа и газового конденсата //Узбекский химический журнал 1993. №1. -С. 45-52.
7. Самуков Т. И., ХалтаевХ. Ф., Алимов А. А. Получение индивидуальных растворителей из газоконденсат. // Узбекский журнал Нефти и газа. 1997. №4 -С. 48-50.
8. Абдуганиев А. Б., Алимов А. А. Получение кондиционного толуола из газоконденсата. // Узбекский журнал Нефти и газа. 1999. № 3. -С. 32-34.
9. Алимов А. А., Саитдинов Ф. А. Газоконденсат-сыре для получения моторных топлив //Узбекский журнал Нефти и газа.1999.№ 4-С.30-31.

10. Тимерханов Ф.Ш. Проблема снижения сажи и улучшение техникоэкономических показателей двигателей путем использования в топливе беззольной присадки ТИОФАТ. // Информационный листок №. 71-003-03. Казань.: Татарский ЦНТИ.-2002.4-с
11. Алимов А. А. Исмамов Д. Н. и др. Исследования кинетики синтеза изо-эфиров беззольных присадок моторных топлив. //Сборник трудов Республиканской научно-технической конференции. "Актуальные проблемы химии и химической технологии". Ташкент. 2002. -С. 6-8.
12. Концова Л.В., Черноусова Н.Н. Высококипящий растворитель эфиров целлюлозы. // Лакокрасочные материалы и их применение. М.: 1981. № 5, - С. 59.
13. Каримов Х.Х. Машиносозларучнэритувчиолиш. //Материалы научно-практ конференции молодых ученых, преподавателей и профессоров. ТашХТИ-Ташкент 2002. -С.110-113.
14. Исмамов Д. И., Алимов А. А. и др. Разработка технологии получения изо-эфиров присадок моторных топлив. //Узбекский журнал Нефти и газа. 2002. №2. -С.22-24.
15. Раскатов В.М., Чуенков В.С., Бессонова Н.Ф., Вейс Д.А. Машиностроительные материалы: Краткий справочник // М.: Машиностроение, 1980. 511-с.
16. Самуков Т. И. Получение и исследование свойств растворителей из газоконденсата и разработка их технологий. // Диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Ташкент,1998. -С.50-57.
17. Бекиров Т.М. Первичная переработка природных газов. М.: 1987, 256-с.
18. Лунтовский Е.А., Салашник М.М., Красников А.А. Стабилизация газового конденсата. М.: ВНИИЭГазпром, 1979. 67-с.
19. Гнусова С.П., Берго Б.Г., Фишман Л.Л. Технический прогресс в

- технологии сбора и стабилизации газового конденсата. М.: ВНИИЭГазпром. 1977. 57-с.
20. Шульга В.А., Новиков П.П., Овченков И.М. и др. // Подготовка и переработка газа и газового конденсата. М.: ВНИИЭГазпром. 1980. № 10. -С.28 – 29.
21. Тюляндина К.А., Бурлаченко Г.М. Подготовка и переработка газа и газового конденсата. М.: ВНИИЭГазпром. 1982. № 6. -С.10 – 12.
22. Берго Б.Г., Фролов А.В., Фишман Л.Л. и др. // Совершенствование технологии стабилизации газового конденсата. М.: ВНИИЭГазпром. 1984. -С.35
23. Бекиров Т.М., Шкоряпкин А.И., Черномырдин В.Н. // Особенности разработки и эксплуатации газовых месторождений Прикаспийский впадины: Сб. науч. тр. М.: ВНИИЭГазпром. 1982. -С.126 – 136.
24. Бекиров Т.М., Стрючков В.М., Халиф А.Л. и др. // Газ.пром. М.: 1982 № 1. -С. 33 – 34.
25. Бекиров Т.М., Халиф А.Л., Вежновец Т.С. и др. // Подготовка и переработка газа и газового конденсата. М.: ВНИИЭГазпром. 1980. № 12. -С.23 – 28.
26. Самуков Т.И. «Получение и исследование свойств растворителей из газоконденсата и разработка их технологий» диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Т.: 1997, - С.119
27. Мирсагатова М.А. «Пленкообразователи на основе продуктов окисления газоконденсата и их коллоидно – химические свойства». // Автореферат к.х.н. Т.: 1987. -С.23
28. Кунишев Д. Регулирование коллоидно – химических свойств синтетических моющих средств с помощью гидротронных веществ, полученных на основе газоконденсата. //Т.: Автореферат 1975, -С.27
29. Козорезов Ю.Н. «Переработка газоконденсатного сырья за рубежом: //Химия и технология топлива и масел. 1966 №1 -С.61-63

30. Барго Б.Г., Гаджиев Н.Б. Установка для исследования стабилизации конденсата в фракционирующем испарителе. // Переработка газа и газового конденсата. 1972. № 10 -С.38
31. Тривус Н.А., Овтина Т.С. Экспериментальные исследования частичной стабилизации конденсата на установках низкотемпературной сепарации. // Переработка газа и газового конденсата. 1997. № 3. -С.7-15.
32. Петров Н. А., Юрьев В.М., Хисаева А.И. Синтез анионных и катионных ПАВ для применения в нефтяной промышленности. Учебное пособие УГНТУ. – Уфа.: 2008. 54-с.
33. Барго Б.Г., Гаджиев Н.Б., Фишман Л.Л. Повышение производительности получения фракции легких углеводородов. // Переработка газа и газового конденсата. 1976. № 11. -С. 3-8.
34. Рузматов Ш.Т., Тураев Т.Б. и Алимов А.А. Состав и свойства стабильного газоконденсата после установки стабилизации // Труды международного конференции «Каталитические процессы нефтепереработки, нефтехимии и экологии». Ташкент 2013г. -С. 205-206
35. Рузматов Ш.Т., Муминов А.А., Тураев Т.Б. и Алимов А.А. Анализ процесса стабилизации свойств газоконденсата унитарного дочернего предприятия Шуртаннефтегаз. // Вестник Умидликимёгар. Ташкент 2013г. -С. 287-288
36. Гнусова С.П., Байкова М.А. Стабилизация газового конденсата в ректификационной колонке. // Переработка газа и газового конденсата. 1975 № 11. -С. 15-20.
37. Технический регламент установки стабилизации газоконденсата. УДП Мубарак
38. Технический регламент установки стабилизации газоконденсат УСК-2 УДП Шуртан
39. Алиева Р.Б. Переработка и использование газовых конденсатов. //

- Подготовка и переработка газа и газового конденсата. М.:1981. № 5. - С. 28 – 30.
40. Алимов А.А., Хашимов Р., Ходжаханов Н.А. Технология процесса получения препарата алкил - бензилтриэтаноламмоний хлорида. //Сборник научных трудов. Т.: 1976. -С. 46 – 55.
41. Кунишев Д., Аминов С.Н., Ахмедов К.С., Влияние гидротропных веществ на концентрированные растворы алкилсульфата. // Журнал Коллоидная химия. 1975 № 5 -С.17-19.
42. Муратов Т., Аминов С.Н., Зайнутдинов С., Ахмедов К.С. //Нефтехимия и нефтепереработка. 1969. № 5. -С. 54.
43. Махмудов Т.М., Алимов А.А., Убайдуллаев С., Ахмедов К.С. Синтез аминов и катионных поверхностно – активных веществ на основе газоконденсата. //Синтез и применение новых поверхностно – активных веществ. Таллин 1973 -С. 77 – 83.
44. Ивениян А.И. Алимов А.А. Обезвоживание газоконденсата на сорбентах. // Сборник научных трудов. ТашХТИ-Ташкент, 2003.: - С.165-168.
45. Ивениян А.И. Алимов А.А. Исследование процесса очистки Кокдумалакскогогазоконденсата от диспергированной минерализованной воды // Сборник научных трудов. ТашХТИ Ташкент, 2004, -С.187-190.
46. Алимов А.А., Мирсагатова М.А. Окисление бензиновой фракции газоконденсата. Узбекский химический журнал. Т.: 1984 №5 -С.39-42.
47. Мехтиев С.Д. Нитрилы. // Баку Азербайджан государственная издания. 1966. -С. 467.
48. Алимов А.А., Мирсагатова М.А., Ахмедов К.С. Окисление газоконденсата воздухом. Т.: 1975, -С.9.
49. Мирсагатова М.А., Алимов А.А., Ахмедов К.С. Реакционная способность углеводородов газоконденсата к окислению на окислом катализаторе. Узбекский химический журнал. Т.: 1980. №

1. С. 25 – 28.
50. Алимов А.А., Дусматов К.И. Окислительный аммонолиз углеводородов газоконденсата.// сборник трудов Навоинского горно-металлургического института. Навои., 2000, -С. 211.
51. Алимов А.А. Химическая переработка газоконденсатов. // сборник трудов. Конференции. «Актуальные проблемы химической переработки минеральных сырьевых ресурсов Узбекистана» Т.:, 2003, -С. 25.
52. Ушева Н.В., Н.А. Барамыгина. «Исследование процессов стабилизации газового конденсата». Томск- 2004 г.: 3-с.
53. Повышение эффективности технологии промышленной подготовки газового конденсата.// Газовая промышленность.М.: 2003.№7. – -С. 54-57.
54. <http://www.ngpedia.ru/id474493p1.html>. (Стабилизация – конденсат).
55. <http://nanoarea.ru/index.php/razlichnye-nauchnye-stati/258-tehnologija-stabilizatsii-kondensata-rektifikatsiej> (Технология стабилизации конденсата ректификацией).
56. http://ntng.ru/index1_7.html. (Установка стабилизации газового конденсата).
57. <http://www.ngpedia.ru/id548758p1.html>. (Установка - стабилизация – конденсат).
58. <http://www.himi.oglib.ru/bgl/80/120.html> (Технология переработки газового конденсата).
59. <http://vunivere.ru/work18118/page4> (Техника и технология переработки газа и конденсата (Сборник с результатами исследований специалистов газовой промышленности, полученных в процессе работы)).
60. <http://tekhnosfera.com/razrabotka-novyh-tehnologicheskikh-resheniy-po-pererabotke-vysokoparafi-nistogo-gazovogo-kondensata#ixzz32i9YUB7j> (Разработка новых технологических решений по переработке высоко

парафинистого газового конденсата).

61. <http://www.findpatent.ru/patent/247/2477301.html> (Способ переработки нестабильного газового конденсата и установка для его осуществления).

ПРИЛОЖЕНИЕ