

Насибуллина Елена Муллахановна

**Становление добычи, транспорта
и переработки углеводородного сырья
Астраханского региона**

специальности

02.00.13 – Нефтехимия

07.00.10 – История науки и техники

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Уфа – 2003

Работа выполнена в Уфимском государственном нефтяном техническом университете.

Научный руководитель доктор химических наук, профессор
Мовсумзаде Эльдар Мирсамедович.

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Хабибуллин Раис Рахматуллович,
доктор технических наук, доцент
Мастобаев Борис Николаевич.

Ведущее предприятие Государственное унитарное предприятие
«Институт нефтехимпереработки»
Академии наук Республики Башкортостан.

Защита состоится 23 декабря 2003 г. в 16³⁰ часов на заседании Диссертационного совета Д 212.289.01 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Автореферат разослан 20 ноября 2003 года.

Ученый секретарь диссертационного совета

Сыркин А. М.

АКТУАЛЬНОСТЬ ТЕМЫ. Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) – основа развития всех отраслей экономики. Одним из лидеров ТЭК России является ООО «Астраханьгазпром». «Астраханьгазпром» - это крупнейшее многопрофильное предприятие, которое добывает углеводородное сырье (УВС), перерабатывает его в нефтепродукты и продукты нефтехимии, осуществляет их транспортировку. Основа стабильного развития нефтехимического производства - бесперебойное снабжение УВС, но объем последнего в стране сократился в 3 раза, причем практически все последнее десятилетие большая часть УВС шла на экспорт, поэтому принцип «от скважины до прилавка», используемый «Астраханьгазпром» должен стать основным фактором, способствующим развитию и процветанию нефтехимической отрасли в Астраханском регионе. Для определения направления дальнейшего развития и реконструкции предприятия возникла необходимость анализа его становления в технико-экономическом и технико-технологическом плане. В связи с этим поставленная задача изучения историко-технического развития предприятий добычи, транспорта и переработки углеводородного сырья Астраханского региона является важной и актуальной.

ЦЕЛЬЮ РАБОТЫ является изучение становления Астраханского газохимического комплекса (АГК), анализ реконструкции и модернизации его производств, выявление резервов технологического оборудования с целью их адаптации к переработке новых видов сырья, технологических приемов, позволяющих получать продукты требуемого качества, определение перспективы дальнейшего развития газодобычи, газопереработки и нефтегазохимии в регионе.

НАУЧНАЯ НОВИЗНА заключается в том, что впервые рассмотрено в историческом и техническом аспекте становление и развитие добычи, транспорта и переработки углеводородного сырья ОАО ЛУКОЙЛ «Астраханьморнефть» и АГК.

Впервые обобщен и проанализирован материал по реконструкции и модернизации существующих технологических схем Астраханского газоперерабатывающего завода (АГПЗ) в зависимости от политико-экономической ситуации в стране и уровня развития науки и техники в области нефтегазопереработки и нефтехимии.

ПРАКТИЧЕСКАЯ ЗНАЧИМОСТЬ заключается в том, что намечены пути дальнейшего совершенствования переработки высокосернистого газового конденсата. Результаты работы могут быть использованы при перспективном планировании развития нефтехимии в Астраханском регионе, а также используются при чтении

лекции по дисциплине «Основы нефтегазового дела» в Уфимском государственном нефтяном техническом университете.

АПРОБАЦИЯ РАБОТЫ. Результаты работы изложены в 12 публикациях: 6 статьях, тезисах 4 докладов на Международных и 2 Всероссийских конференциях.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ. Диссертация изложена на страницах, включая таблиц 22, рисунков 33 и состоит из 4 глав, выводов и списка литературы.

В ПЕРВОЙ ГЛАВЕ представлены материалы по зарождению и развитию добычи и освоению месторождений УВС в Астраханском регионе. **ВО ВТОРОЙ ГЛАВЕ** изучено становление Астраханского региона как транспортного узла обеспечивавшего перевалку УВС. **В ТРЕТЬЕЙ ГЛАВЕ** изучено становление нефтехимической отрасли в регионе на примере Астраханского газохимического комплекса. **В ЧЕТВЕРТОЙ ГЛАВЕ** определены перспективные направления развития Астраханского региона как одного из ведущих в области нефтехимии, с учетом развития собственной минерально-сырьевой базы, а также развития транспортировки продуктов переработки УВС.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Некоторые сведения из истории рассматриваемого региона

Астраханская область образована 27 декабря 1943 года, площадь – 44,1 тыс. км². Область граничит на востоке с Казахстаном, на севере и северо-западе – с Волгоградской областью, на западе – с Республикой Калмыкия.

Наиболее ранние документальные сведения о попытках разведки полезных ископаемых в Астраханском крае относятся к началу XIX века. 21 июня 1805 года калмыцкий князь Тюмень докладывал астраханскому губернатору Д. В. Тенишеву: «Имею честь доложить Вашему Сиятельству о месте произрастающей глины, что из которой может перерабатываться сера – будучи позади Красного Яру речка Кигач, из которой поливаются два глухие ильменя...И якобы по тем ильменям до их самих култуков на лодке свободно доехать можно, а от тех култуков в черте расстоянием не более как трех верст той самой глины и место...».

Доктор Ольдекоп в своей работе «Медико-топография города Астрахани и его ближайших окружностей» в 1870 г. сообщал следующее: «На восточном конце бугра (Кремлевского) находится так называемая Армянская площадь. В 1836 г. на этой

площади пытались просверлить артезианский колодезь, но вместо воды в результате получился огонь: выходящие из просверленного места газы воспламенялись при соприкосновении с воздухом. Огонь горел в течение нескольких лет, пока не засыпали колодца». «Бурение скважины на воду велось на средства астраханского купца Д. Г. Сергеева. Работу с 1836 по 1839 гг. выполнял буровой мастер И. С. Лопухин, который бурил скважину в г. Ростове Ярославской губернии. В 1839 г. в Астрахани на глубине 112 м показалась вода, и стал выделяться природный газ, к тому же в смеси с сероводородом».

В 1847 г. в «Горном журнале» № 1 упоминалось «Этот буровую скважиною пройдены были пласты, считая сверху глубиною 368 футов...

Самый замечательный результат этого бурения состоит в открытии газа, который в таком значительном количестве отделяется из воды, что поверхность покрыта пеною, в дюйм высоту. Этот газ не имеет ни запаха, ни цвета, в смешении с атмосферным воздухом образует гремучий воздух...».

В 1856 г. в № 12 тот же «Горный журнал» опубликовал заметки академика Академии Наук, действительного статского советника Бера К. Б., производившего опыты над этим интересным геологическим явлением: «Пламя в фонаре, поставленном над трубою колодца, имело длины до 6 дюймов; но светит слабо; нагревательная же сила пламени гораздо значительнее: полоска платины в несколько секунд раскалилась до красна. Из этого заключить можно, что главная составная часть газа есть водород, с небольшою примесью углерода».

Об этом же открытии упоминает Дюма А. (отец), находившийся в Астрахани 24 – 27 октября 1858 г., в своих записках «Из Парижа в Астрахань».

Открытие первых нефтегазовых и газоконденсатных месторождений на территории Астраханской области

Систематические работы, связанные с поиском месторождений УВС начали проводиться в Астраханской области в начале 1946 г. Первый секретарь Астраханского обкома партии Муратов Ф. Н. доложил правительству о перспективе открытия в Астраханской области нефтяных и газовых месторождений. В апреле 1946 г. решением Главгазтопрома при Совете Министров СССР была создана Астраханская геологоразведочная контора «Газразведка», которая уже в ноябре 1946 г. приступила к бурению первой скважины в центре города в районе Морского садика.

Начиная с 1952 г., поисковые работы переместились на юг области, в район с. Промысловки (таблица 1), где геофизиками треста были проведены подготовительные работы к бурению. 6 сентября 1954 г. был получен первый управляемый газовый фонтан, возвестивший об открытии нового газового месторождения. Так в Астраханской области родилась новая отрасль промышленности - нефтегазовая.

Таблица 1 - Состав газа Промысловской площади, интервал 774 – 777 м, песчаник

Удельный вес газа по воздуху, г/см ³	0,572
Содержание CH ₄ , %	95,3
Содержание C ₂ H ₁₆ , %	0,3
Содержание N ₂ , %	4,0

В соответствии с приказом по Главному управлению геологии и охраны недр при Совете Министров 1 января 1958 г. была образована Астраханская геофизическая экспедиция (АГЭ). Начальником АГЭ был назначен Кулаков Н. Д. С 1960 г. АГЭ начала целенаправленные исследования в пределах Астраханского выступа.

В связи с открытием и освоением промышленных нефтяных и газоконденсатных месторождений (Олейниковское, Межевое, Цубукское, Каспийское, Тенгутинское, Бешкульское и многие др.) в Астраханской области и Калмыкии в 1958 г. началось строительство магистрального газопровода «Промысловое – Астрахань» Ду – 350 мм протяженностью 127 км. В октябре 1960 г. Государственной комиссией были приняты в эксплуатацию: Промысловский газовый комплекс и магистральный газопровод Яндыки - Астрахань (таблица 2). Первое «голубое топливо» из астраханских недр поступило в областной центр. В это же время в Астрахани крупные предприятия (АстрГРЭС, Тепловозоремонтный завод, хлебозавод, предприятия жилищно-коммунального хозяйства) были переведены на природный газ. До 1976 г. в качестве основной сырьевой базы использовались месторождения Астраханского НГДУ: Северная группа - Промысловое, Олейниковское, Тенгутинское, Цубукское, Бургутское; Южная группа месторождений - Ермолинское, Восточно-Камышанское, Северо-Камышанское, Улан-Хольское.

К началу семидесятых годов произошло естественное истощение открытых ранее месторождений, в связи с чем добыча газа существенно уменьшилась, что привело к переводу части промышленных предприятий на другой, менее рентабельный, вид топлива. Все это посеяло пессимизм и неверие в перспективу нефтегазности недр области. В той сложной обстановке активную позицию занял Астраханский обком КПСС (Л. А. Бородин, Н. П. Селин, В. А. Папалин, Ю. И. Круглов и

др.). Им было твердо поддержано стратегическое направление – поиск крупных месторождений нефти и газа в подсолевых отложения Астраханского свода. Бурение глубоких скважин проводила Астраханская нефтегазоразведочная экспедиция, геофизические исследования по подготовке структур выполняла Астраханская ГЭ; Ильинская геофизическая экспедиция проводила каротажные работы в буровых скважинах и выделяла нефтегазоносные горизонты.

Таблица 2 - Составы газов площадей Астраханского НГПУ, отобранных в 1969 г.

Площадь	Номер скв.	Вес 1 л газа при 20 °С	Состав газа, % объем.								
			CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	iC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂
Промысловка	10	0,690	96,77	0,74	0,08	0,06	0,12	-	-	1,68	0,60
Промысловка	16	0,671	96,33	0,90	-	-	-	-	-	1,77	1,00
Промысловка	19	0,692	96,34	0,56	0,24	-	-	-	-	1,96	0,90
Промысловка	22	0,697	95,01	0,56	0,34	-	-	-	-	3,59	0,50
Промысловка	23	0,682	97,35	0,81	-	-	-	-	-	1,54	0,30
Промысловка	65	0,703	95,35	0,70	0,21	-	-	-	-	1,74	2,0
Межевая	30	0,712	92,75	1,70	0,13	0,20	-	-	-	4,72	0,50
Межевая	37	0,716	92,90	2,10	0,17	0,25	0,14	0,16	0,13	4,15	-
Межевая	176	0,708	94,40	1,16	0,11	0,14	-	-	-	-	0,60
Олейниковское	15	0,702	94,87	1,80	0,22	0,16	0,24	-	-	2,71	-
Олейниковское	149	0,691	97,66	1,63	0,15	0,15	0,10	0,22	0,09	-	-
Цубукская	13	1,086	62,34	8,09	8,75	3,32	3,74	1,61	1,68	9,27	1,20
Цубукская	34	1,245	52,23	8,72	11,89	4,50	5,81	3,18	2,41	9,86	1,40
Цубукская	32	0,944	66,68	10,94	5,86	1,38	1,51	0,50	0,36	11,94	0,33
Цубукская	7	0,964	68,62	8,57	6,92	1,81	2,12	0,80	0,57	9,49	1,10
Тенгутинская	80	0,748	88,55	4,39	0,82	0,56	0,26	0,29	0,19	4,44	0,50
Тенгутинская	159	0,753	88,89	4,06	0,69	0,61	0,28	0,25	0,12	4,60	0,50
Ики-Бурульская	4	0,753	83,48	-	-	-	-	-	-	16,06	0,51
Ики-Бурульская	8	0,689	95,65	-	-	-	-	-	-	4,15	0,20
Ики-Бурульская	16	0,702	94,20	-	-	-	-	-	-	4,77	1,03
Ики-Бурульская	17	0,701	94,03	-	-	-	-	-	-	5,45	0,52
Ики-Бурульская	18	0,699	95,33	-	-	-	-	-	-	3,95	0,75
Кирикилинская	104	0,684	96,75	-	-	-	-	-	-	3,25	-
Газопровод Яндыки – Астрахань	-	0,725	92,33	2,12	1,11	0,36	0,35	-	-	3,73	-

Примечание Пробы газа отобраны с устья работающих скважин. Исключение составляет проба газа скв. 159-Т, которая отобрана из простаивающей скважины.

В августе 1976 г. в скважине № 5 «Астраханская», находящейся в шести километрах северо-восточнее станции Досанг, был получен первый промышленный фонтан газа с конденсатом, положивший начало освоению крупного газоконденсатного месторождения в Астраханской области. Газоносный горизонт был обнаружен на глубине 3900 – 4100 м (с дебитом газа 400 тыс. м³/сутки). Было установлено, что в одной залежи имеются огромные запасы газа, конденсата (легкие фракции нефти) и серы. По содержанию всех этих ценнейших полезных ископаемых в одной гигантской залежи это месторождение не имеет себе равных в нашей стране (таблица 3). Размер залежи составляет примерно 100*40 км. Начальное пластовое давление 62,4 МПа, начальная пластовая температура 107,4 °С, коэффициент аномальности пластового давления 1,5. Тип залежи массивно-пластовый.

Таблица 3 - Расчетный состав пластового газа АГКМ (% мольные)

Метан	49,98
Этан	1,61
Пропан	0,97
i-бутан	0,15
n-бутан	0,37
C ₅	0,48
C _{6+В}	5,12
CO ₂	14,22
H ₂ S	24,65

Кроме того, пластовый газ содержит, г/м³:
 органические сернистые соединения 10
 (пересчет на серу) 2
 элементарная сера, не более 5
 пластовая вода, не более

На основе полученных геологами предварительных результатов правительством в «Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1981-1985 годы и на период до 1990 года» была поставлена задача – приступить к формированию промышленного узла по добыче и переработке газа и конденсата, а также по производству серы на базе Астраханского газоконденсатного месторождения. В 1988 г. Государственной комиссией по запасам при Совете Министров СССР были рассмотрены и утверждены запасы газа, конденсата и серы Астраханского серогазоконденсатного месторождения (АГКМ) (таблица 4).

Таблица 4 - Запасы газа, конденсата и серы АГКМ

	Категория В+С ₁	Категория С ₂
Газ (сухой), млрд м ³	2550,9	1395,8
Конденсат, млн т	585,1	311,7
Сера, млн т	924,2	510,1

Они оказались в 2,5 раза больше известного Оренбургского месторождения.

За открытие и оптимизацию разведки Астраханского серогазоконденсатного месторождения были награждены государственными наградами специалисты Астраханских нефтегазоразведочной, геофизической, Ильинской геофизической экспедиций и Прикаспийского отделения НВ НИИГГ. Группе специалистов, внесших наибольший вклад в это важное дело, в том числе и астраханцам – начальнику Ильинской геофизической экспедиции Г. М. Магомедову, буровому мастеру Астраханской нефтегазоразведочной экспедиции В. А. Шатину, главному инженеру Астраханской геофизической экспедиции Ю. Л. Цведелю (посмертно), Н. И. Воронину в 1991 г. была присуждена Государственная премия СССР.

Переработка углеводородного сырья Астраханского региона

Первый фотогенный (нефтеперегонный) завод в Астрахани был построен купцом Смоляниновым в 1865 г., в 1867 г. перевезен в Муромский уезд Владимирской губернии.

Открытие Астраханского газоконденсатного месторождения в 1976 г. создало предпосылки к строительству крупнейшего и уникального газохимического комплекса (АГК) в Нижнем Поволжье. Газоносность АГКМ доказана испытанием и исследованием семи объектов в скважинах 1 Волжковской, 5, 8, 25, 26, 32 Астраханских и аварийным газовым выбросом в 1974 г. в скважине 1 Аксарайской.

Строительство Астраханского газоперерабатывающего завода началось 15 октября 1981 г. Основным заказчиком на строительство было Министерство газовой промышленности. Генеральным проектировщиком выступал Донецкий ЮжНИИгазпрогаз, а всего научным обоснованием, проектированием объектов занималось более 50 научно-исследовательских и проектных организаций.

Проектом I очереди промузла предусматривалась (динамика мощностей работы АГПЗ I с начала эксплуатации приведена на рисунке 1) переработка 6,0 млрд нм^3 пластового газа в год с выработкой товарной продукции: серы технической (ГОСТ 127-76) 2250 тыс. тонн/год; бензина автомобильного АИ-76 (ГОСТ 20-84-77) 1088 тыс. тонн/год; мазута топочного М-100 (ГОСТ 10585-75) 826 тыс. тонн/год; мало-сернистое дизельного топлива Л-05-40 (ГОСТ 305-82) 656 тыс. тонн/год; газов углеводородных сжиженных топливных, для коммунально-бытового потребления пропан бутановую фракцию СПБТЛ и бутан технический БТ (ГОСТ 20448-80) 201 тыс. тонн/год; товарного природного газа (ГОСТ 5542-78) 3293 млн $\text{м}^3/\text{год}$.



Рисунок 1 - Динамика мощностей работы АГПЗ-1 с начала эксплуатации (% от проектной)

13 мая 1985 г. приказом Мингазпрома был образован Астраханский газоперерабатывающий завод, а в январе 1987 г. ГПЗ дал первую серу. 10 декабря 1986 г. в 0.45 на завод был принят товарный газ и зажжен факел. 31 декабря 1986 г. в 6⁰⁰ сырой газ (таблица 5) был принят с промысла на головную установку У-171 (рисунок 2). 3 января 1987 г. на установке У-151/1 в 23⁰⁰ сменой старшего оператора В. П. Ушакова была получена первая товарная сера. Первый товарный бензин А-76 получен 24 августа 1988 г. с пуском установки гидроочистки (рисунок 3, характеристики исходного сырья и изготавливаемой продукции приведены в таблице 6) и каталитического риформинга.

Таблица 5 - Материальный баланс установки сепарации пластового газа высокого давления (У-171)

Наименование		Пластовый газ	Сырой газ на установку У-172	Конденсат на установку У-121	Водяной конденсат на установку У-122
Состав, кг моль/ч	H ₂ O	123,41	11,37	2,19	109,85
	H ₂ S	2807,99	2167,89	637,45	2,65
	CO ₂	1619,85	1473,17	146,09	0,59
	N ₂	279,09	274,5	4,58	0,01
	C ₁	5671,00	5389,46	281,46	0,08
	C ₂	183,4	153,37	30,03	-
	C ₃	110,49	74,15	36,34	-
	IC ₄	17,09	8,79	8,30	-
	NC ₄	42,15	18,70	23,45	-
	IC ₅	41,12	12,36	28,76	-
	NC ₅	47,5	12,03	35,47	-
	фракция C ₆	70,40	8,46	61,94	-
	фракция C ₇	87,94	4,83	83,11	-
	фракция C ₈	95,81	2,36	93,45	-
	фракция C ₉	55,48	0,45	55,03	-
	фракция C ₁₀₊	239,68	0,25	239,43	-
	COS	7,97	5,44	2,53	-
	CS ₂	0,08	0,02	0,06	-
	легкие меркаптаны	14,32	2,52	11,8	-
ДЭА	-	-	-	-	
Общий расход (кг моль/ч)		11514,78	9620,12	1781,48	113,18
Расход, кг/ч	ИТОГО	379973	246353	131522	2097
	жидкая фаза	134200	-	131522	2097
	паровая фаза	245773	246353	-	-
Температура, С ⁰		31	30	30	30
Давление, кг/см ² изб.		69	66	66	66
Мол. вес паровой фазы		25.62	25,61	-	-
Плотность жидкой фазы		0.735	-	0,736	0,977
Расход жидкой фазы, м ³ /ч		182.5	-	178,6	2,1
Расход паровой фазы, нм ³ /ч		215004	215625	-	-

В июле 1986 г. началось обустройство площадки второй очереди завода, проводились земляные работы для возведения фундаментов, завершение строительства планировалось в 1988 г., введение в действие - I квартал 1989 г.

Таблица 6 - Материальный баланс установки гидроочистки (фр. НК-350 °С, У-1.732)

Наименование сырья, материалов, реагентов, катализаторов	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма	Область применения изготавливаемой продукции
ИСХОДНОЕ СЫРЬЕ			
1. Стабильная фракция НК-350 °С	1. Плотность при 20 °С, г/см ³	0,755	Сырье для гидроочистки с целью получения стабильного гидрогенизата с содержанием серы 0,15 % масс.
	2. Фракционный состав, % масс.		
	н-бутан	0,19	
	н -пентан	5,29	
	і-пентан	5,21	
	фр. 36 – 90 °С	12,97	
	фр. 90 – 150 °С	29,09	
	фр. 150 – 210 °С	25,33	
	фр. 210 – 270 °С	10,60	
	фр. 270 – 350 °С	11,42	
	3. Содержание общей серы, % масс. в т. ч.:	до 1,32	
	меркаптановой -	0,4	
дисульфидной -	0,1		
4. Вязкость кинематическая при 20 °С, сСт	2,7		
5. Температура вспышки, °С	35		
6. Иодное число $\frac{\rho}{100\rho} I_2$	4,9		
7. Содержание механических примесей	отсутствие		
8. Температура застывания, °С	-38		
9. Коксуемость 10 % остатка, % масс.	0,18		
10. Содержание влаги, % масс.	$2,2 \cdot 10^{-4}$		
11. Содержание азота, % масс.	$60 \cdot 10^{-4}$		
12. Содержание фактических смол, мг/100 мл	2,2		
ИЗГОТОВЛИВАЕМАЯ ПРОДУКЦИЯ			
1. Стабильный гидрогенизат	1. Плотность при 20 °С г/см ³	0,752	Сырье блока вторичной перегонки
	2. Фракционный состав, % масс.		
	н-бутан	0,19	
	н -пентан	5,37	
	і-пентан	5,29	
	фр. 36 – 90 °С	13,57	
	фр. 90 – 150 °С	30,45	
	фр. 150 – 210 °С	24,13	
	фр. 210 – 270 °С	10,14	
	фр. 270 – 350 °С	10,86	
	3. Содержание общей серы, % масс. в т. ч.:	0,15	
	меркаптановой -	$5 \cdot 10^{-4}$	
	сероводород -	0,1	
	4. Вязкость кинематическая при 20 °С, сСт	2,8	
5. Температура вспышки, °С	32		
6. Температура застывания, °С	-40		
7. Иодное число $\frac{\rho}{100\rho} I_2$	0,9		
8. Содержание механических примесей и воды	отсутствие		
9. Испытание на медной пластинке	не выдерживает		
10. Коксуемость 10 % остатка, % масс.	0,15		
11. Содержание водорастворимых кислот и щелочей, % масс	отсутствие		
12. Содержание азота, % масс	$20 \cdot 10^{-4}$		
13. Содержание фактических смол, мг/100 мл	0,8		
14. Кислотность, мгКОН/100 мл	2		
2. Сероводород	1. Концентрация сероводорода, % об	95 - 98	Сырье для производства серы
3. Углеводородный газ	1. Содержание сероводорода, % объем. не более	0,01	Используется как топливный газ для печей комплекса по переработке газового конденсата
4. Отдуваемый водород-содержащий газ	1. Содержание сероводорода, % объем. не более	0,01	

В соответствии с планом-графиком работы Госкомиссии по приемке в эксплуатацию первой очереди АГК в середине 1989 г. был подготовлен и направлен во

все заинтересованные министерства и ведомства перечень предъявляемых к приемке объектов. Из 98 объектов в 1989 г. было принято в эксплуатацию - 73. Однако при выводе ГПЗ на рабочий режим появилось множество вопросов, требующих срочного решения. В том же 1989 г. предусматривалось ввести в эксплуатацию установку по грануляции серы; в 1991 - 1993 гг. - установки для получения этана, углекислоты, гелия.

Технологический процесс переработки сырья на АГПЗ запроектирован на трех производствах: производство № 1 – по подготовке и сепарации пластовой смеси, очистки газа от кислых компонентов, переработке нестабильного конденсата и получения товарного газа; производство № 2 – для получения технической серы и ее отгрузки потребителям; производство № 3 – по переработке стабильного конденсата и ШФЛУ, получения автомобильного бензина, дизельного топлива и сжиженных газов (таблица 7).

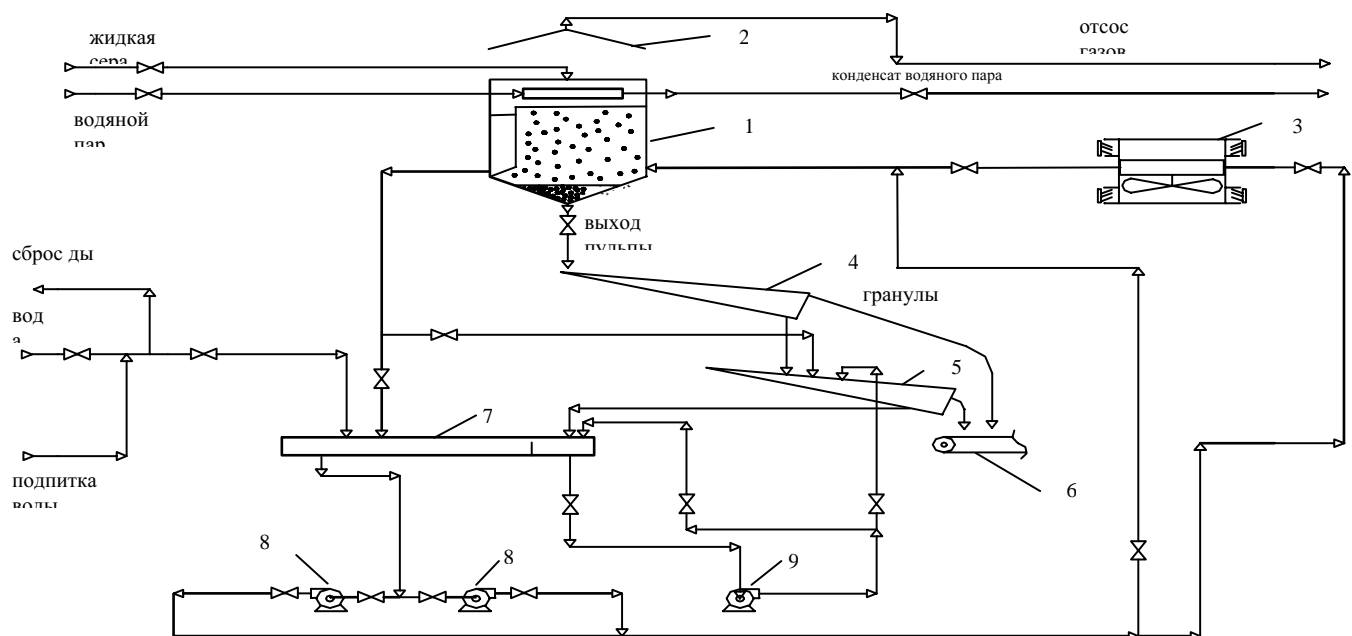
Для поддержания конкурентоспособности и экономической рентабельности переработки конденсата в последующие годы АГПЗ без капитальных затрат, путем замены катализатора (алюмоникельмолибденовый на алюмокобальтмолибденовый), без изменения технологических параметров фракционирующих колонн удалось повысить качество выпускаемой продукции, наряду с производством бензина А-76 началось производство высокооктановых бензинов АИ-93, АИ-95 (ГОСТ 2084-77, с присадкой N – метиланилин). Кроме низкосортного дизельного топлива Л-05-40, налажен выпуск более высококачественной марки Л-02-62 и Л-05-62, а также освоен выпуск котельного топлива – мазута марки 40.

Первая установка второй очереди пущена 27 декабря 1996 г. - У-260, 28 декабря 1996 г. – У-282. В ночь с 24 на 25 июня 1997 года в 0.35 был впервые подан кислый газ на установку производства серы – У-251, ее оборудование выведено на рабочий режим и в 02.30 получена товарная сера. Пускали установку специалисты с большим эксплуатационным опытом работы на I очереди АГПЗ: Танаянц В. А. – заместитель директора АГПЗ, Ушаков В. П. – начальник производства, Шпейт С. – заместитель начальника производства, Еременко С. – начальник установки, Базарьев В. – старший оператор и др. Далее одна за одной в 1997 г. вводились следующие установки I пускового комплекса II очереди завода: У-272, У-251, У-241, У-220, У-265, У-274 и т. д.

Таблица 7 - Выход нефтепродуктов из стабильного конденсата АГПЗ-1, %

Год	Дата отбора пробы	ЦЗЛ						Перерасчет		
		Легкие	НК-62	62-180	180-350	Более 350	Потери	Бензин	Дизель-нос топливо	Мазут
1989	20.07	-	0,93	22,59	40,31	31,92	4,25	19,83	33,7	36,61
	26.10	-	1,48	40,38	46,95	10,61	0,58	35,43	40,00	15,49
	19.12	-	1,33	43,36	38,66	15,19	1,47	37,60	32,13	20,00
	Сред. год	-	1,25	35,44	41,97	19,24	2,10	30,56	35,28	26,13
1990	04.12	-	2,75	41,81	46,00	8,10	1,34	37,69	39,13	13,00
	Сред. год	-	2,75	41,81	46,00	8,10	1,34	37,69	39,13	13,00
1991	10.04	-	3,15	41,45	39,17	15,12	1,11	37,80	32,61	21,06
	05.08	-	3,25	38,58	41,37	15,40	1,40	35,49	34,71	21,63
	12.11	-	2,2	41,24	41,07	14,51	0,98	36,68	34,42	20,33
	Сред. год	-	2,87	40,42	40,54	15,01	1,16	36,27	33,92	21,00
1992	15.01	-	4,46	41,98	39,81	13,11	0,63	39,53	33,22	17,97
	16.01	-	2,55	41,43	39,64	15,81	0,57	34,58	33,06	20,73
	16.04	-	6,13	36,83	35,41	16,86	4,77	36,85	29,00	21,69
	08.09	1,25	1,75	39,36	45,04	12,60	-	34,67	38,20	17,47
	08.09	2,07	1,33	39,59	42,43	14,58	-	34,45	35,72	19,43
	Сред. год	0,66	3,24	39,84	40,43	14,59	1,19	36,15	33,85	20,62
1993	01.03	0,71	3,74	52,65	31,28	9,02	2,60	47,27	25,09	16,50
	11.05	0,75	5,73	49,38	32,43	7,50	4,21	46,49	26,19	16,58
	25.05	1,40	9,10	47,50	32,30	7,10	2,60	48,26	26,06	12,02
	02.06	0,90	7,00	48,60	31,40	10,20	1,90	47,11	25,20	15,09
	15.06	0,76	5,58	49,94	31,95	8,68	3,09	46,82	25,73	13,58
	Сред. год	0,90	6,23	49,61	31,87	8,50	2,88	47,18	25,65	16,26
1994	17.01	0,69	4,32	45,86	34,49	11,40	3,24	42,20	28,14	19,49
	10.05	0,75	5,49	46,96	29,97	13,74	3,09	44,27	23,84	21,66
	08.08	1,81	3,80	50,17	30,50	12,50	1,22	45,26	29,14	13,60
	01.12	1,26	7,23	47,14	29,96	9,88	4,53	46,12	28,62	14,28
	Сред. год	1,13	5,21	47,53	31,23	11,88	3,02	44,46	29,84	17,26
1995	24.02	0,94	4,65	56,00	27,93	6,82	3,66	50,92	26,69	10,39
	26.06	1,93	3,84	50,86	26,94	13,75	2,68	45,87	25,74	16,28
	30.09	2,0	7,22	49,58	27,71	10,0	3,49	48,13	26,48	13,37
	09.10	1,39	7,12	44,12	31,64	13,46	2,27	43,52	30,23	15,59
	Сред. год	1,56	5,71	50,14	28,55	9,3	3,02	47,01	27,29	13,91
1996	23.01	1,73	6,13	45,48	31,07	13,13	2,46	43,67	29,68	15,45
	11.04	1,47	8,41	42,86	31,68	13,21	2,37	43,50	30,26	15,44
	24.09	1,66	6,4	42,86	31,99	14,88	2,21	41,77	30,56	16,94
	31.10	0,69	6,81	41,66	37,19	11,25	2,4	41,17	35,52	13,53
	Сред. год	1,39	6,94	43,21	32,98	2,36	-	42,53	31,51	15,34
1997	25.03	1,13	7,23	43,86	31,42	13,9	2,46	43,41	30,02	16,21
	30.06	2,58	5,37	44,87	33,28	12,26	1,64	43,14	32,39	12,40
	03.12	0,78	1,95	41,52	38,92	16,58	0,25	36,47	37,35	16,54
	Сред. год	1,50	4,85	43,42	34,54	14,25	1,45	41,01	33,25	15,05
1998	19.01	0,51	6,38	43,14	36,01	12,23	1,73	42,70	35,08	12,38
	12.02	0,76	5,32	41,90	34,73	16,02	1,27	40,43	33,67	16,14
	22.06	2,14	8,92	39,33	33,64	13,75	2,22	42,16	32,93	13,99
	29.07	0,47	2,32	43,18	35,30	16,09	2,64	39,14	34,71	16,44
	07.09	0,43	2,92	42,97	31,73	19,05	2,90	39,66	31,28	19,52
	07.12	1,28	6,69	42,26	31,11	16,16	2,50	42,59	30,54	16,49
	Сред. год	0,93	5,43	42,13	33,75	15,55	2,21	41,11	33,04	15,83
1999	16.03	0,97	7,27	43,22	30,65	16,13	1,76	43,65	29,87	16,34
	21.06	0,88	6,0	42,72	34,21	15,24	0,95	41,65	33,06	15,31
	09.08	1,09	7,32	42,41	31,23	16,28	1,67	42,97	30,40	16,47
	17.08	1,12	7,3	44,82	33,48	11,36	1,92	45,11	32,68	11,52

Астраханский газовый комплекс вырос на месторождении с уникальным содержанием серы, эту серу планировалось использовать для производства минеральных удобрений, необходимых в сельском хозяйстве. АГПЗ выпускает серы больше всего в мире (70 % в РФ, 8 % - мирового производства). Главный конкурент на мировом рынке – Канада, там выпуском серы занимается консорциум предприятий, а так как такое количество серы невозможно реализовать на внутреннем рынке, завод вынужден большую часть экспортировать. Для повышения конкурентоспособности этой продукции 17 июля 1998 г. на АГПЗ фирмой «HAWAII INTERCHANGE CORP» была сдана в эксплуатацию первая в России установка по производству гранулированной серы мокрым способом – производительностью 3,5 тыс. тонн продукции в сутки. За год установка по производству гранулированной серы выпустила 1 млн 200 тыс. тонн серы в год. Пока это единственный гранулятор в мире такой мощности. Гранулированная сера более совершенный в экологическом отношении продукт (не пылит при погрузке, перевозке), чем сера комовая. В мае 1999 г. запущен комплекс по грануляции серы DEVCO OVER SEAS COMPANY (рисунок 5) производительностью 85 тонн/ч.



1 – гранулятор серы; 2 – колпак для отсоса газов; 3 – аппарат воздушного охлаждения; 4, 5 – виб. сито; 6 – транспортёр; 7 – бак сливной воды; 8 – насос воды; 9 – насос для перекачки мелкой серы.

Рисунок 5 - Принципиальная схема установки грануляции серы Devko

В дальнейшем АГПЗ планирует реализовывать только жидкую и гранулированную серу. Основными потребителями серы на внутреннем рынке являются рос-

сийские заводы-производители минеральных удобрений в таких городах как: Череповец, Воскресенск, Балаково. На экспорт сера АГКМ преимущественно поставляется в Северную Африку: Тунис, Марокко, Египет (через порты Черного моря), также на рынки Южной Европы, Ближнего Востока, Израиля, Индии.

Анализ работы нефтехимического блока (производство №3) показывает, что существующий набор установок не позволяет решить вопросы:

- расширения ассортимента, повышения качества с увеличением доли производства высокооктановых бензинов с одновременным улучшением экологических характеристик бензинов и дизельного топлива с содержанием серы менее 0,05 % масс.;

- увеличения глубины переработки сырья;

- обеспечения фактической переработки газоконденсата в количестве 3 млн тонн/год и 420 тыс. тонн/год ШФЛУ. При таком увеличении производительности по сырью: потенциал НК-350 °С составляет примерно 2650 тыс. тонн/год, что более чем на 600 тыс. тонн/год превышает проектную мощность существующей установки гидроочистки; потенциал фракций НК-180 °С составляет 1536 тыс. тонн/год, что на 530 тыс. тонн/год превышает мощность существующей установки риформинга. Как показали расчеты, доля бензинов марок АИ-91 и АИ-95 при наличии лишь одной установки риформинга без доставки со стороны дорогостоящих высокооктановых компонентов не может превышать 30 %, т. е. требуется включить в схему производства дополнительной мощности по облагораживанию прямогонной фракции. Следует отметить что, существующие блоки первичной перегонки стабильного конденсата и вторичной перегонки гидрогенизата по действующей схеме обеспечивают довольно грубое разделение сырья. При этом блок первичной перегонки не оптимизирован и не позволяет организовать качественную переработку и получение продукции требуемого качества без реконструкции.

В состав производства по переработки стабильного астраханского конденсата, кроме технологических объектов, входят промежуточные резервуарные парки для хранения сырья, поступающего на установки, водородная установка для первоначального пуска в эксплуатацию установки каталитического риформинга, газгольдеры водорода, объекты по приготовлению товарного автобензина смешением компонентов.

Представляется целесообразным проведение ряда реконструкций (рисунок 4) на производстве №3:

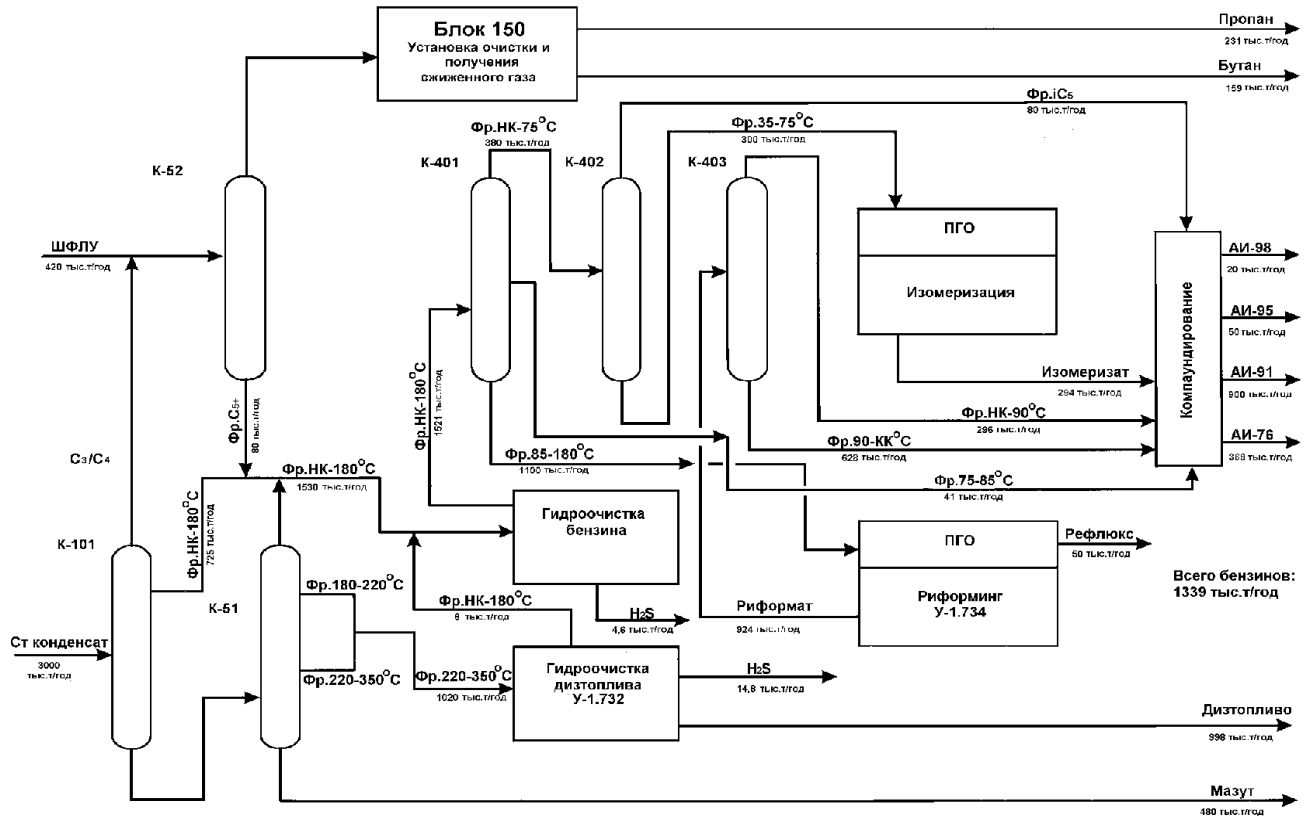


Рисунок 4 - Блок-схема реконструкции производства № 3

- строительство нового блока гидроочистки бензиновой фракции НК-180 °С мощностью 2,0 млн тонн/год;
- строительство нового блока вторичной перегонки бензинов с выделением изопентановой фракции, фракций 35-75 °С (сырье изомеризации высокого качества), 75-85 °С (компонент автобензина), 85-180 °С (высококачественное сырье риформинга);
- строительство установки изомеризации мощностью 300 тыс. тонн/год с блоком предгидроочистки с использованием имеющегося на АГПЗ реактора; реконструкцию блока первичной перегонки газоконденсата и ШФЛУ с использованием колонн К-51 и К-52; частичную реконструкцию существующей установки гидроочистки. Выделение изопентановой фракции позволит с минимальными затратами получать высокооктановый компонент автобензинов марок «Премиум-95» и «Супер-98», и может существенно снизить затраты. Принятая схема переработки бензиновой фракции обеспечит требуемый набор углеводородных компонентов необходимого качества для приготовления широкого ассортимента товарных автобензинов, включая и бензин марки АИ-98 или «Супер-98». При этом доля высокооктановых бензи-

нов в общем объеме их производства составит не менее 62 %.

Перспективы развития добычи, транспорта и переработки УВС

Астраханского региона

Добыча углеводородного сырья

Перспективы освоения АГКМ огромны. С начала его эксплуатации добыто свыше 63 млрд м³ газа, 22 млн тонн нестабильного конденсата. Произведено также 24 млн тонн серы, более 13 млн тонн нефтепродуктов и 837 тыс. тонн сжиженного газа. Накопленная добыча составила всего лишь 2,6 % от общих запасов лицензионного участка. Перспективы развития Астраханского ГХК подтверждаются сырьевой базой, которая при ежегодной добыче в 12 млрд м³ газа могла бы обеспечить работу комплекса в течение более чем двух столетий. Такие длительные сроки эксплуатации месторождения экономически нецелесообразны и должны быть сокращены за счет увеличения годовых отборов с применением и опыта работы предприятия, и передовых технологий добычи и переработки. Запасы газа на АГКМ в целом по месторождению позволяют довести отбор сырья до 50 млрд м³ в год. При этом срок эксплуатации месторождения составит не менее 100 лет. Одним из путей увеличения отбора углеводородного сырья, что является стратегической задачей, является строительство на территории АГКМ удаленных от населенных пунктов мини-ГПЗ, мощностью в 3 млрд м³/год. При этом, во-первых, решается задача наращивания объемов отбора газа. Экономическая эффективность увеличения отбора газа определяется особенностью состава пластовой смеси. При годовой добыче в 50 млрд м³ производство нефтепродуктов составит почти 10 млн тонн. Во-вторых, при определенной схеме работы мини-ГПЗ можно было бы дозагрузить свободные мощности установок стабилизации конденсата на действующем ГПЗ, которые в настоящее время используются только наполовину. В силу того, что производство серы существенно превышает спрос на нее, другим вариантом может быть схема мини-ГПЗ с закачкой избытка сероводорода и балластной двуокиси углерода в приконтурную часть залежи для поддержания пластового давления.

Переработка конденсата

Переработка конденсата на ГПЗ является функционально связанным комплексом технологических установок и блоков с реальным объемом переработки до 2,3

млн тонн в год конденсата и 390 тыс. тонн в год ШФЛУ. Реконструкция этого вида производства позволит решить три основных задачи. Во-первых, это рост производительности завода по переработке стабильного конденсата до 3,0 млн тонн в год и по ШФЛУ до 680 тыс. тонн в год. Во-вторых, улучшение экологических характеристик получаемого дизельного топлива за счет сокращения содержания в нем серы до 0,05 %, а в перспективе – до 0,02 % и менее. В-третьих, расширение ассортимента производства с увеличением в нем доли высокооктановых бензинов (до 50-70 % от общего объема производства бензинов) при одновременном улучшении их экологических характеристик за счет снижения содержания бензола.

Организация потоков товарного газа

Актуальность решения данной задачи обусловлена целым рядом факторов. С одной стороны, это избыток товарного газа в Астраханской области и ограниченная пропускная способность газотранспортной системы для поставок излишков газа в другие регионы РФ. С другой – прогнозируемое падение добычи газа на западносибирских месторождениях и необходимость организации экономически эффективного перераспределения потоков газа в рамках ЕГС страны с учетом поставок туркменского газа. Нельзя не сказать и о сложной геополитической обстановке на Северном Кавказе, который является основным потребителем избыточного товарного газа из Астраханской области. Расчет фактического и перспективного балансов добычи и распределения газа, а также оценка вариантов развития и реконструкции региональной газотранспортной системы позволяют сделать следующие основные выводы. Выход АГКМ на проектный объем добычи к 2005 г. приведет к тому, что избыток газа на региональном рынке превысит 3 млрд м³. Существующая газотранспортная система уже сейчас эксплуатируется в режиме максимальной загрузки, и, тем не менее, не обеспечивает транспортировку газа на Северный Кавказ в летнее время. К 2005 г. дефицит пропускной способности системы увеличится с нынешнего 1 млн до 3 млн м³ в сутки. Для решения проблемы реализации избытка газа рассматриваются следующие варианты: развитие газотранспортной системы от АГПЗ в северном направлении для поставок газа потребителям Харабалинского и Ахтубинского районов и в перспективе соединение с системой магистральных газопроводов Средняя Азия – Центр в районе КС Паласовка; строительство газопровода Лапас – Ахтубинск для обеспечения поставок газ потребителям северных районов. Частично

проблема дефицита пропускной способности может быть решена за счет повышения давления в газопроводах, сооружения переемычки между газопроводами-отводами, а также за счет строительства компрессорной станции. Для утилизации избытка газа представляется также целесообразным строительство ТЭЦ мощностью 300 МВт, которая обеспечивала бы электроэнергией все подразделения и структуры «Астраханьгазпрома». Данная проблема может быть решена путем строительства «Астраханьгазпромом» отвечающих современным требованиям ТЭЦ с газовыми турбогенераторами единичной мощностью 100-150 МВт. Это позволит не только надежно обеспечивать электроэнергией собственное производство, но и реализовывать излишки.

Перспективы рынков серы

В целях удовлетворения внутреннего и внешнего спроса, а также соблюдения экологических требований по перевозке и перевалке серы, было принято решение о строительстве в 2001 – 2002 гг. третьей установки грануляции. Суммарная номинальная мощность установок по выпуску гранулированной серы должна была составить при этом почти 4 млн тонн в год. В целях существенного увеличения отгрузок планируется расширение доли поставок серы водным транспортом. Это позволит увеличить пропускную способность почти вдвое – до 2 млн тонн серы за навигацию с одновременной погрузкой 5-ти судов.

Производство полиэтилена

Повышение эффективного использования ресурсов УВС возможно за счет углубления переработки газа с производством газохимической продукции, а именно полиэтилена. Имеющийся в сырье АГКМ этан позволяет компании организовать собственное производство полиэтилена объемом до 300 тыс. тонн в год. Следует учесть, что производство полиэтилена из этана экономически более выгодно, чем из нефтехимического сырья. Так, стоимость этилена, получаемого из собственного этана и необходимого для получения одной тонны полиэтилена, составляет \$ 250-300, а этилена, получаемого из прямогонного бензина, \$ 400. Одной из главных задач создания комплекса по производству полиэтилена является обеспечение полиэтиленом завода по переработке пластмасс, строительство которого планируется в Астраханской области. Следует отметить, что многие существующие производства

полиэтилена (в России) физически и морально устарели, отработали более 35-ти лет и в ближайшие годы могут быть закрыты.

Производство йода

На Астраханском ГКМ в настоящее время наиболее обоснованной является разработка подземных вод с целью производства йода. Имеющихся запасов при извлечении 1200 тонн в год достаточно для эксплуатации месторождения в течение 85-ти лет. Таким образом, существующая минерально-сырьевая база АГКМ позволит в существенной мере обеспечить потребности России в этом важном реагенте. Себестоимость получения 1 кг йода на Астраханском месторождении составит 273 рубля. Наряду с производством йода из гидроминерального сырья АГКМ возможна также добыча калия, пищевой, кальцинированной соды, магнезия, брома, гипохлорида натрия, бальнеологических и питьевых лечебно-столовых вод.

ВЫВОДЫ

1 Проведен историко-технический анализ становления и развития Астраханского газохимического комплекса.

2 Проанализирована динамика добычи УВС, его запасы, системы транспортировки сырья и продуктов переработки.

3 Детально рассмотрена структура и технологические особенности переработки природного газа и газоконденсата на I и II очередях АГПЗ.

4 Обоснована целесообразность строительства ряда новых и реконструкция существующих установок АГПЗ направленных на углубление переработки газа и газового конденсата, вовлечение в переработку нефти, расширения ассортимента и качества производимой продукции. Строительство и реконструкцию целесообразно осуществлять в следующих направлениях:

4.1 строительство установки очистки ШФЛУ мощностью 400 тыс. тонн/год;

4.2 обустройство установки риформинга блоком изомеризации фр. НК-62 °С с целью получения высокооктанового компонента автомобильного бензина;

4.3 строительство и ввод в эксплуатацию ЭЛОУ для переработки нефти;

4.4 реконструкцию блока ВП комбинированной установки У-1.731, установки гидроочистки, установки риформинга;

4.5 модернизацию блока АТ комбинированной установки У-1.731, которая за-

ключается во внедрении двухступенчатой схемы фракционирования стабильного конденсата с предварительным отбензиниванием для увеличения мощности АТ до 4 млн тонн сырья в год;

4.6 глубокую переработку мазута (вакуумная переработка) с получением судовых топлив и дорожных битумов.

5 В результате реконструкции производства №3 может быть получен следующий набор товарных продуктов:

- автобензины - 1339 тыс. тонн/год;
- дизтопливо с содержанием серы ниже 0,05 % масс. - 998 тыс. тонн/год;
- котельное топливо марки М-100 - 480 тыс. тонн/год;
- сжиженные газы 390 тыс. тонн/год.

Основное содержание диссертации изложено в следующих публикациях:

- 1 Насибуллина Е. М. Технология переработки газового конденсата на ОГПЗ/С. А. Михайлова, Е. М. Насибуллина//Перспективные процессы и продукты малотоннажной химии: Материалы XII Международной конференции по производству и применению реактивов и реагентов: Реактив. - Уфа, - 1999. – С. 219 – 222.
- Насибуллина Е. М. Становление Астраханского газового конденсата/С. А. Михайлова, Е. М. Насибуллина//Башкирский химический журнал – 1999. – т. 6; - № 4. – С. 76 – 77.
- 3 Насибуллина Е. М. Астраханский газохимический комплекс/Е. М. Насибуллина//Химические реактивы, реагенты и процессы малотоннажной химии: Тезисы докладов XIII Международной научно-технической конференции /Реактив. – Уфа, - 2000. – С. 277 – 278.
- 4 Насибуллина Е. М. Особенности процессов переработки конденсатов Прикаспийской низменности/Э. М. Мовсумзаде, С. А. Михайлова, Е. М. Насибуллина//Химическая технология. – 2000. - № 9. – С. 17 – 27.
- 5 Насибуллина Е. М. Анализ сбора и подготовки газов газоконденсатных месторождений Прикаспийской низменности/Э. М. Мовсумзаде, С. А. Михайлова, Е. М. Насибуллина//Химическая технология. – 2001. – Т. 6; - № 4. – С. 22 – 29.
- 6 Насибуллина Е. М. Роль Астрахани в обеспечении России нефтью и нефтепродуктами/С. А. Михайлова, Е. М. Насибуллина//Химические реактивы, реагенты и

процессы малотоннажной химии: Тезисы докладов XIV Международной научно-технической конференции/Реактив. – Уфа, - 2001. – С. 150 – 157.

7 Насибуллина Е. М. Проблемы утилизации серы на Астраханском ГПЗ/С. А. Михайлова, Е. М. Насибуллина//История науки и техники: Тезисы докладов II Международной научной конференции/Реактив. – Уфа, - 2001. – С. 77.

8 Насибуллина Е. М. Транспортировка углеводородного сырья Астраханского региона/Е. М. Насибуллина//История науки и техники: Тезисы докладов II Международной научной конференции//Реактив. – Уфа, - 2001. – С. 85.

9 Nasibullina E. M. The historical prerequisites of Astrakhan gas condensate field research/E. M. Nasibullina, S. A. Mikhailova, E. M. Movsumzade//XXIX Symposium of the International Committee for the History of Technology/ICONTEC. – Spain, - 2002. 24 – 29 June. – P. 198.

10 Насибуллина Е. М. Углеводородное сырье Каспийского бассейна – сырье для нефтехимии и нефтепереработки/Д. М. Брегман, Р. А. Гусейнов, Е. М. Насибуллина//IV Конгресс нефтегазопромышленников России. Нефтепереработка и нефтехимия. – Уфа, - 2003. – С. 20 – 21.

11 Насибуллина Е. М. Переработка стабильного газового конденсата/Е. М. Насибуллина//IV Конгресс нефтегазопромышленников России. Нефтепереработка и нефтехимия. - Уфа, - 2003. – С. 27 – 29.

12 Nasibullina E. M. The beginning of Hydrocarbon Raw Processing in the Astrakhan Region/E. M. Nasibullina//XXX Symposium of the International Committee for the History of Technology/ICONTEC. – St. Petersburg – Moscow, - 2003. - P. 175.

Подписано в печать 17.11.2003. Бумага офсетная. Формат 60×84 1/16.

Печать трафаретная. Печ. л. 1,5. Тираж 90 экз. Заказ 304.

Издательство Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Типография Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Адрес издательства и типографии:

450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.