

чения стирола. На стадии жидкофазного окисления этилбензола кислородом воздуха образуются абгазы, которые сбрасываются в атмосферу, а потому нуждаются в предварительной очистке от органических примесей. Сорбентом может служить смесь ди- и триэтилбензолов с блока выделения товарного этилбензола. Рассматривалась также возможность применения в качестве абсорбента бензола, служащего исходным сырьём для получения этилбензола. Достоинством бензола как сорбента могло служить отсутствие необходимости проводить десорбцию этилбензола. Однако моделирование процесса показало, что, несмотря на практически полное сорбирование этилбензола, газ на выходе из абсорбера содержит недопустимо высокое количество бензола в связи со значительной летучестью этого компонента. Дальнейшие расчёты показали, чем тяжелее алкилбензол, использующийся в качестве сорбента, тем меньше органических примесей содержит газ на выходе из аппарата при одних и тех же условиях ведения процесса.

В результате проведённого анализа можно сделать следующие выводы.

1. Использование метода абсорбции для очистки абгазов окисления алкилбензолов от органических примесей позволяет существенно снизить потери алкилбензолов с абгазами окисления и вернуть их в процесс в количестве до 1,5% от количества сырья установки получения изопропилбензола. В качестве сорбента могут служить ди- и триалкилбензолы, образующиеся в виде побочных продуктов на стадии получения окисляемых соединений, в которых минимизировано содержание ИПБ.

2. Для обеспечения эффективности абсорбции необходимо тщательным образом подготовить предполагаемый сорбент. В настоящей статье сформулированы и обоснованы требования к содержанию при-

месей в сорбенте и рекомендованы термобарические условия ведения процесса.

3. Использование в качестве сорбента кубовой жидкости колонны выделения товарного изопропилбензола с последующим её направлением на узел подготовки шихты переалкилирования позволяет исключить стадию регенерации сорбента.

4. Предложенная схема отделения целевых алкилбензолов от побочных продуктов — полиалкилбензолов, ведёт к снижению суммарных энергетических затрат на ректификацию и позволяет одновременно получить эффективный абсорбент и алкилбензол марки А.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. *Закошанский В.М.* Фенол и ацетон: Анализ технологий, кинетики и механизма основных реакций. — СПб: Химиздат, 2009. — 608 с.

2. *Башаров М.М., Лаптева Е.А.* Модернизация промышленных установок разделения смесей в нефтегазохимическом комплексе: Монография / Под ред. А.Г. Лаптева. — Казань: Отечество, 2013. — 297 с.

3. *Леонтьев В.С., Никифоров Б.Л.* Вопросы технико-экономической оптимизации установок экстрактивной ректификации на примере производств фторорганических соединений: Соединения фтора. Химия, технология, применение // Сб. научн. тр. — СПб: Изд-во «Теза», 2009. — С. 343-351.

4. *Леонтьев В.С.* Очистка тетрафторэтилена с использованием компонентов реакционной смеси в качестве разделяющих агентов // Fluorine Notes Journal. — 2010. — № 6 (73). — Режим доступа: [http://notes.fluorine1.ru/contents/history/2010/6\\_2010/letters/rusletter2.html](http://notes.fluorine1.ru/contents/history/2010/6_2010/letters/rusletter2.html).

5. *Леонтьев В.С.* Энергетическая оптимизация многоколонных ректификационных комплексов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». — 2012. — № 2. — С. 245-254. — Режим доступа: [http://www.ogbus.ru/authors/Leontiev/Leontiev\\_3.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Leontiev/Leontiev_3.pdf).

УДК 622.279.23

## ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ РОССИИ

### Статья 7. ЗАВОД ПО ПРОИЗВОДСТВУ СПГ ПРОЕКТА «САХАЛИН-2» («САХАЛИН ЭНЕРДЖИ ИНВЕСТМЕНТ КОМПАНИ ЛТД»)

*И.А. ГОЛУБЕВА, И.А. БАКАНЕВ*

*РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина*

Предыдущие статьи цикла «Газоперерабатывающие предприятия России» были посвящены газоперерабатывающим заводам, входящим в перера-

батывающий комплекс Группы «Газпром». Были рассмотрены: история становления, структура, выпускаемая продукция, состояние и перспективы

развития Сосногорского ГПЗ (ООО «Газпром переработка»), Оренбургского ГПК — газоперерабатывающего и гелиевого заводов (ООО «Газпром Добыча Оренбург»), Астраханского ГПЗ (ООО «Газпром Добыча Астрахань»), Сургутского завода по стабилизации конденсата и Ново-Уренгойского завода по подготовке конденсата к транспорту (ООО «Газпром переработка»).

Этим в принципе исчерпан список газоперерабатывающих предприятий Газпрома, но этой статьёй к этому списку присоединяется ещё одно предприятие — завод по производству сжиженного природного газа (СПГ) проекта «Сахалин-2», основным акционером которого является ОАО «Газпром» (50% плюс одна акция). Но оговоримся сразу, этот завод уникален и по многим признакам принципиально отличается от всех перечисленных выше. Прежде всего, это проект, реализованный на условиях соглашения о разделе продукции. Оператор проекта «Сахалин-2» — компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд». До апреля 2007 г. её акционерами были: Shell (55%), Mitsui (25%) и Mitsubishi (20%). В апреле 2007 г. акционеры «Сахалин Энерджи» подписали соглашение о купле-продаже с ОАО «Газпром», предусматривающее перераспределение акций компании «Сахалин Энерджи». В соответствии с ним доля ОАО «Газпром» составляет 50% плюс одна акция, «Шелл» — 27,5% минус одна акция, «Мицуи» — 12,5% и «Мицубиси» — 10% акций [1].

Завод является основным звеном Производственного комплекса «Пригородное», в который входит также терминал отгрузки нефти и СПГ. Комплекс расположен на южном побережье острова Сахалин, на побережье залива Анива, в 15 км к востоку от г. Корсаков и 53 км южнее г. Южно-Сахалинск. Залив Анива зимой не замерзает, поэтому является идеальным местом для отгрузок нефти и СПГ в рамках проекта.

Завод был запущен в феврале 2009 г., это первый в России завод по производству СПГ, на нём используется сложная технология двойного смешанного реагента (DMR liquefaction process), которая адаптирована к условиям холодных сахалинских зим для обеспечения максимальной производительности [1].

**Краткая история компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд» [2]**

Нефтегазовая компания «Сахалин Энерджи» основана в апреле 1994 г. для освоения Пильтун-Астохского и Лунского месторождений на северо-восточном шельфе острова Сахалин.

Основные виды деятельности компании:

- разработка Пильтун-Астохского нефтяного и Лунского газоконденсатного месторождений, находящихся в Охотском море на шельфе острова Сахалин;
- операции по разведке и добыче нефти и природного газа;



**Дашков Роман Юрьевич**  
**Главный исполнительный директор**  
**«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд»**

Р.Ю. Дашков родился 17 апреля 1976 г. в г. Оренбурге. В 1998 г. окончил РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», также выпускник Российского экономического университета им. Г.В. Плеханова. Работал в «Оренбурггазпроме», «Ямбурггаздобыче», Департаменте по добыче газа, газового конденсата, нефти ОАО «Газпром». До прихода в компанию «Сахалин Энерджи» занимал должность заместителя генерального директора по перспективному развитию ООО «Газпром добыча Надым». Один из последних проектов связан с запуском Бованенковского месторождения на Ямале, где создан новый современный центр газодобычи в России. Автор нескольких патентных изобретений в нефтегазовой отрасли.

- производство и реализация нефти и сжиженного природного газа.

Главный исполнительный директор «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд» с 22 февраля 2013 г. — Дашков Роман Юрьевич.

Основные этапы деятельности компании приведены в табл. 1.

**Рис. 1-2** иллюстрируют основные этапы развития компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд».

Инфраструктура проекта включает следующие ключевые производственные объекты:

- морские нефтегазодобывающие платформы: «Пильтун-Астохская-А» (ПА-А/«Моликпак»), «Пильтун-Астохская-Б» (ПА-Б) и «Лунская-А» (ЛУН-А);
- объединённый береговой технологический комплекс;



**Рис. 1.** Строительство наземных трубопроводов, 2005 г.

Таблица 1

Основные этапы деятельности «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд»

Год	Месяц	Событие
1994	Апрель	Образована компания «Сахалин Энерджи» для реализации проекта «Сахалин-2» — разработки Пильтун-Астохского и Лунского месторождений
	Июнь	«Сахалин Энерджи», Правительство РФ и администрация Сахалинской области подписали соглашение о разделе продукции (СРП) на освоение Пильтун-Астохского и Лунского месторождений («Сахалин-2»)
1996	Май-июнь	«Сахалин Энерджи» получила лицензии на разработку месторождений
	Июнь	Компания начала реализацию первого этапа — освоение Астохской площади Пильтун-Астохского месторождения
1998	Сентябрь	«Сахалин Энерджи» установила на шельфе платформу «Моликпак» (ПА-А) — первую в России стационарную морскую добывающую платформу
1999	Июль	Добыта первая нефть с платформы «Моликпак» (ПА-А)
2003	Май	Компания начала реализацию второго этапа — комплексное освоение двух месторождений
2006	Июнь	Завершены строительство и установка морской газодобывающей платформы ледового класса «Лунская-А» (ЛУН-А)
2007	Июль	Завершены строительство и установка третьей морской производственно-добывающей платформы «Пильтун-Астохская-Б» (ПА-Б)
2008	Июнь	Получено проектное финансирование в размере 5,3 млрд долл. США
	Октябрь	Завершено строительство транссахалинской трубопроводной системы
	Декабрь	Начаты круглогодичные отгрузки нефти через терминал отгрузки нефти (ТОН) производственного комплекса «Пригородное»
2009	Январь	Начата добыча газа с первой в России морской ледостойкой платформы «Лунская-А» (ЛУН-А)
	Февраль	Проведена торжественная церемония запуска первого в России завода по производству сжиженного природного газа (СПГ)
	Октябрь	Получено дополнительное проектное финансирование в размере 1,4 млрд долл. США
2010	Июль	Завершены первые в России работы по четырёхмерному (4D) морскому сейсмопрофилированию
2012	Март	Возмещены понесённые акционерами затраты на освоения, начат раздел продукции с Российской Федерацией
	Август	Отгружена 500-я партия сахалинского СПГ с производственного комплекса «Пригородное»

- транссахалинскую трубопроводную систему для транспортирования нефти и газа с платформ на юг о. Сахалин;
- насосно-компрессорную станцию № 2;
- производственный комплекс «Пригородное», состоящий из завода по производству СПГ и терминала отгрузки нефти и СПГ.



Рис. 2. Платформа «Лунская-А» (ЛУН-А) после установки, зима 2007 г.

Структура проекта Сахалин-2 [2]



Рис. 3. Структура проекта «Сахалин-2»

На рис. 3 приведена схематическая структура проекта «Сахалин-2» на карте о. Сахалин.

Если представить поэтапно, то выглядит эта схема следующим образом. Нефть и попутный нефтяной газ, добытые с платформ «Моликпак» (ПА-А) и «Пильтун-Астохская-Б» (ПА-Б), а также газ и газовый конденсат, добытые на платформе «Лунская-А» («Лун-А»), поступают на объединённый береговой технологический комплекс (ОБТК), где подвергаются разделению на жидкую (нефть + конденсат) и газообразную части (газ + попутный нефтяной газ). После разделения потоки подвергаются первичной очистке, подаются в транссахалинскую трубопроводную систему и дожимаются на насосно-компрессорной станции № 2.

Затем потоки подаются в комплекс «Пригородное», где газ подвергается глубокой очистке, сжижается, закачивается в резервуары и отгружается в специальные танкера-газовозы посредством причала для отгрузки СПГ.

### Завод по производству СПГ, назначение и структура

Официальная церемония открытия первого в России завода по производству СПГ прошла на территории производственного комплекса «Пригородное» в феврале 2009 г. (рис. 4), а уже в марте покупателям была отгружена первая партия сахалинского СПГ.

Завод СПГ предназначен для приёма, подготовки, переработки и сжижения попутного газа Пильтун-Астохского месторождения и природных газов Лунского месторождения и отгрузки морским путём в танкерах сжиженного природного газа.

Ежегодно на завод подаётся порядка 14,8 млрд м<sup>3</sup> газа, в основном с Лунского месторождения. На двух параллельных технологических линиях осуществляется подготовка, переработка и сжижение газа.

Таблица 2

### Зонирование территории завода по производству СПГ [3]

№ п/п	Наименование зон	Перечень объектов, размещаемых в зонах
1	Административная	Главный административный центр и центр управления, комплекс обслуживающего здания, помещение охраны, вертолетная площадка, склад хранения реагентов, электроподстанция
2	Подсобная	Установка получения воздуха КИПиА, установка получения азота, газовая турбина/генераторы, производство электроэнергии и её распределение, электроподстанция, местное помещение управления, установка подготовки воды (питьевой, хозяйственной, деминерализованной), печь сжигания кислых газов, нагреватель высокотемпературного теплоносителя и др.
3	Производственная	Технологические линии по сжижению природного газа, электроподстанции и местные помещения управления
4	Резервуары хранения СПГ	Резервуары-хранилища СПГ, хранение хладагента, компрессорная отпарного газа, электроподстанция, местное помещение управления
5	Площадка факелов	Жидкостные горелки, факельные стволы, площадка факельного сепаратора, очистные сооружения, электроподстанция, местное помещение управления, площадка обучения тушению пожара
6	Отгрузка СПГ	Причал отгрузки СПГ, подходная эстакада, электроподстанция, местное помещение управления
7	Пирс разгрузки тяжёлого оборудования	Дамба и причал



Рис. 4. Открытие первого в России завода по производству СПГ

После сжижения газ поступает для хранения в два изометрических резервуара объёмом 100 тыс.м<sup>3</sup>. Резервуары представляют собой двустенную конструкцию высотой 34 м и диаметром 64 м. СПГ хранится в резервуарах до подхода танкеров-газовозов и отгружается в них на причале отгрузки СПГ [3].

Завод состоит из следующих объектов:

- две технологические линии сжижения и объекты общего назначения с возможностью расширения и установки третьей линии;
- два резервуара для хранения СПГ;
- один причал для отгрузки СПГ с двумя параллельными загрузочными линиями;
- здания администрации и технического обеспечения, столовая, пожарное депо, мастерские, медпункт, лаборатория и помещения управления;
- факельная площадка.

Для обеспечения работы завода СПГ предусмотрены объекты энергоснабжения и общего назначения, в которых хранятся запасы жидкого этана и смешанного хладагента предварительного охлажде-

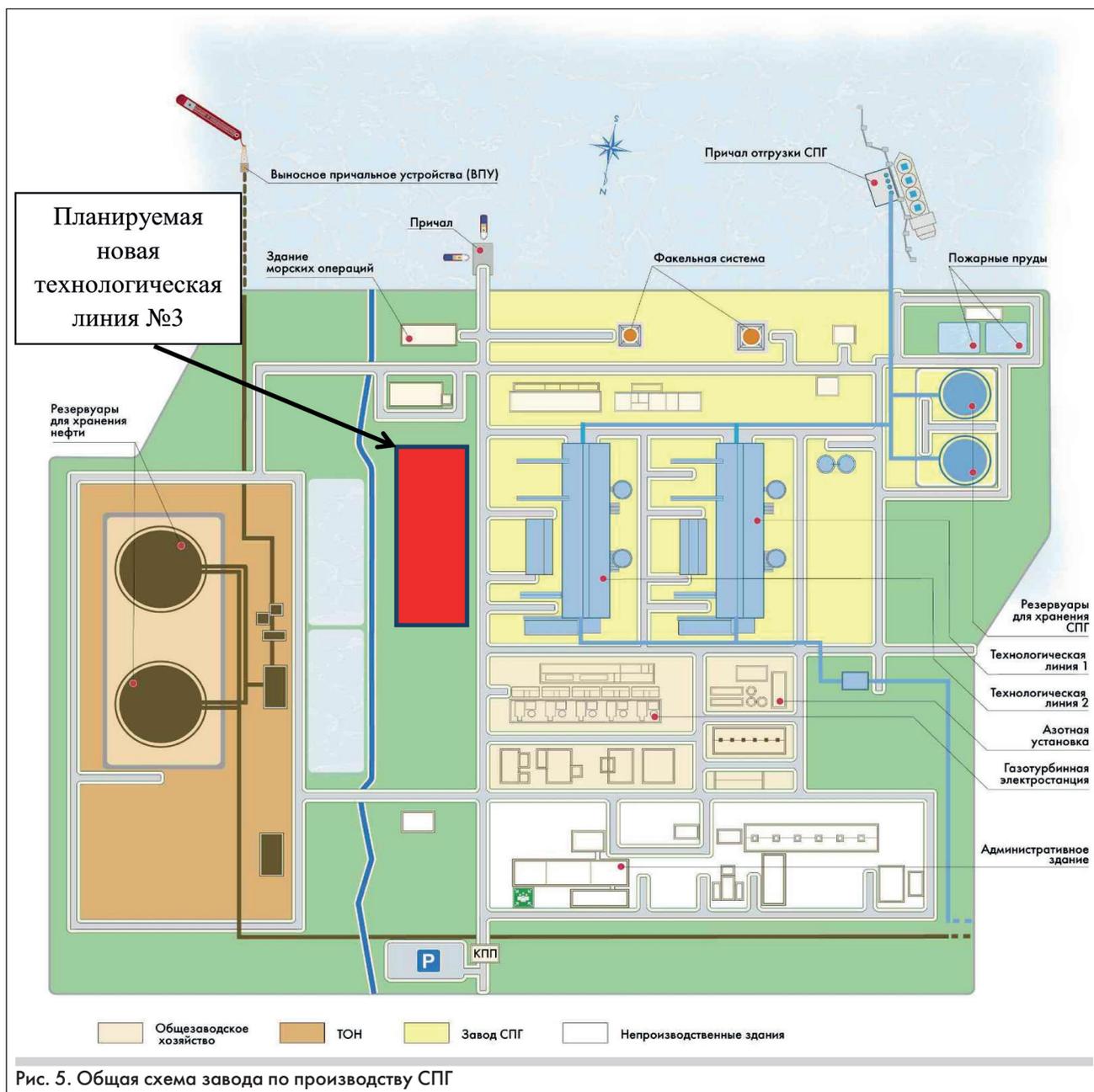


Рис. 5. Общая схема завода по производству СПГ

ния и которые производят электроэнергию, технический воздух и воздух КИПиА, азот. В состав завода входят системы топливного газа, высокотемпературного теплоносителя, дренажная система для воды, система очистки стоков, факельная система (система сброса давления и удаления жидкостей).

Для наиболее четкого представления об общей структуре завода, в табл. 2 приведено зонирование территории завода по производству СПГ (рис. 5).

**Технологические потоки и их назначение [3,4]**

Подготовка, переработка и сжижение газа предусматриваются на двух параллельных технологических линиях СПГ (см. рис. 5). Каждая технологическая линия СПГ включает установки удаления кислых (CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S) газов, осушки газа, удаления ртути, сжижения газа с помощью двух систем смешанного хладагента (MR), фракционирования для производства хладагента и стабильного конденсата.

Работа основных технологических установок обеспечивается вспомогательными технологическими установками и системами, а также установками и системами общего назначения.

Технологическое управление работой завода производится из общей диспетчерской.

СПГ, полученный на обеих технологических линиях, направляется в два резервуара хранения СПГ, каждый рабочим объемом 100000 м<sup>3</sup>. С них СПГ специальным устройством подается в резервуары танкеров и вывозится потребителю.

Стабильный конденсат, полученный на технологических линиях завода, направляется на терминал отгрузки нефти.

Сырьевой газ состоит из смеси газов Пильтун-Астохского месторождения и природных газов Лунского месторождения, поэтому завод может работать в диапазоне смесей — от чистого газа Пильтун-

Астохского месторождения до чистого Лунского газа.

Газ обоих месторождений подвергается промышленной подготовке на объединённом береговом технологическом комплексе, где осушается для транспорта (точка росы по воде минус 20°C, по углеводородам — минус 10°C в соответствии с ГОСТ 51.40-93) и по одностороннему газопроводу подаётся на завод.

Подбор оборудования, материальные и тепловые балансы по установкам, приведённые на технологических схемах, осуществлены исходя из наиболее характерных режимов работы установок. Таких режимов четыре, и их характеристики приведены в табл. 3.

Таблица 3  
Режимы работы установок [3]

Режим работы	Параметры процесса
1	Состав газа — средний при среднегодовой температуре окружающей среды +6 °С
2	Состав газа — обеднённый при высокой температуре окружающей среды +24 °С
3	Состав газа — обогащённый при низкой температуре окружающей среды -20 °С
Сульфиднол	Сырьевой газ с повышенным содержанием кислых компонентов (CO <sub>2</sub> )

Примечание.

Понятие «средний» газ относится к смеси газа, получаемой от месторождений Лунское и Пильтун-Астохское. Под фракцией C<sub>6+</sub> принимается, что её состав содержит 70% n-гексана, а остальная часть состоит из C<sub>7+</sub>.

Понятие «обеднённый» газ относится к сырьевому газу, получаемому только от месторождения Лунское, с учётом 5% погрешности при определении фракций C<sub>2</sub>-C<sub>7+</sub> в сырьевом газе.

Понятие «обогащённый» газ относится к сырьевому газу, получаемому только от платформ А и В Пильтун-Астохского месторождения, и представляет собой наихудший вариант.

Понятие «сульфиднол» относится к газу, направляемому на установки удаления кислых газов, исходя из содержания CO<sub>2</sub> в различных пластах месторождений Лунское и Пильтун-Астохское. Принято, что при режиме «сульфиднол» содержание CO<sub>2</sub> в газе составляет 0,8% мольных.

В табл. 4 приведён состав газов для расчётных режимов работы установки из табл. 3.

Таблица 4  
Компонентный состав газа для различных расчётных режимов [3]

№	Компонент	Режим среднего газа, % мол.	Режим обеднённого газа, % мол.	Режим обогащённого газа, % мол.	Режим «сульфиднол», % мол.
1	Азот	0,46	0,48	0,12	0,46
2	Диоксид углерода	0,67	0,67	0,21	0,80
3	Метан	91,47	92,63	91,35	91,35
4	Этан	4,58	4,06	5,28	4,57
5	Пропан	1,76	1,34	1,67	1,76
6	Изобутан	0,35	0,24	0,50	0,35

№	Компонент	Режим среднего газа, % мол.	Режим обеднённого газа, % мол.	Режим обогащённого газа, % мол.	Режим «сульфиднол», % мол.
7	Нормальный бутан	0,40	0,29	0,54	0,40
8	Изопентан	0,12	0,11	0,17	0,12
9	Нормальный пентан	0,07	0,07	0,05	0,07
10	Нормальный гексан	0,08	0,08	0,08	0,08
11	Гептан плюс	0,04	0,03	0,03	0,04
12	Всего	100,00	100,00	100,00	100,00

Сжиженный газ поставляется различным странам-потребителям (Япония, Таиланд). Соответственно, к нему предъявляются строгие требования по качеству (содержанию различных компонентов), которые представлены в табл. 5.

Таблица 5  
Компонентный состав сжиженного природного газа, поставляемого потребителям, % мол. [3]

№	Компонент	Содержание
1	Азот	Не более 1,0% мол.
2	Метан	Не менее 85,0% мол.
3	Бутаны	Не более 2,0% мол.
4	Пентаны и более тяжёлые	Не более 0,1% мол.
5	Сероводород	Не более 5,0 мг/нм <sup>3</sup>
6	Общая сера	Не более 30 мг/нм <sup>3</sup>
7	Высшая теплота сгорания	9344-10134 ккал/ст.м <sup>3</sup>

Помимо СПГ на заводе получается конденсат, к которому предъявляются требования, представленные в табл. 6.

Таблица 6  
Требования к стабильному газовому конденсату [3]

№	Компонент/показатель	Содержание
1	Бутан и более лёгкие компоненты	Не более 1,0% мол.
2	Давление паров по Рейду (абс.)	Не более 1,242 бар

В табл. 7 представлена производительность завода по производству СПГ.

С завода СПГ экспортируется два продукта: СПГ и конденсат.

Таблица 7

**Производительность завода по производству СПГ, тыс.м<sup>3</sup>/сут [3]**

№	Тип	Значение
1	Средняя дневная	4134,38
2	Максимальная дневная	4805,19
3	Средняя годовая	3764,475

СПГ хранится и экспортируется судами под атмосферным давлением и при температуре кипения ~160°С. Хранение СПГ осуществляется в двух резервуарах двухбололочечного типа. Пары испарения (и вытеснения) собираются, сжимаются и направляются в систему топливного газа завода.

Конденсат, извлекаемый из сырьевого газа, состоит, в основном, из пентанов и гексанов. Этот конденсат подается по трубопроводу на терминал отгрузки нефти.

Пары СПГ, вытесненные из танкеров СПГ, улавливаются и утилизируются.

На данный момент планируется модернизация завода путём строительства третьей технологической линии на месте, отмеченном на рис. 5 красным прямоугольником, левее двух основных технологических линий. Вспомогательные технологические установки и системы, а также установки и системы общего назначения не требуют модернизации, так как завод строился изначально с учётом возможного строительства третьей технологической линии.

Вопрос намеченного на 2018 г. строительства третьей технологической линии находится на стадии обсуждения.

На рис. 6 изображена общая технологическая схема завода. Ниже приведено назначение и краткое описание наиболее значимых технологий и установок завода.

Установка приёма и замера газа [6] предназначена для:

- сепарации газа — отделения из него жидкостей и/или пыли;
- измерения расхода сырьевого газа, направляемого в технологические линии завода СПГ;
- выравнивания (понижения) давления сырьевого газа, направляемого в технологические линии 1 и 2 завода СПГ, и защиты оборудования завода от избыточного давления в подающем газопроводе.

Установка имеет три параллельных линии контроля давления/замера потока.

Установка удаления кислых газов (установка Сульфинол) [6-10] предназначена для удаления CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S из сырьевого газа. При прохождении газа через установку содержание в нём CO<sub>2</sub> снижается до уровня менее 50 ppm мол., а содержание H<sub>2</sub>S — до уровня менее 4 ppm мол.

Установка «Сульфинол» представляет собой стандартную систему абсорбер–десорбер, в абсорбере происходит поглощение кислых примесей при помощи водного раствора диизопропаноламина и сульфола, а в десорбере — удаление кислых примесей из абсорбента. Каждая технологическая линия СПГ имеет свою отдельную установку удаления кислых газов, однако эти установки имеют общую ёмкость для хранения/подпитки раствора абсорбента и воды.

В ходе эксплуатации данного метода очистки природного газа от кислых примесей был выявлен ряд недостатков:

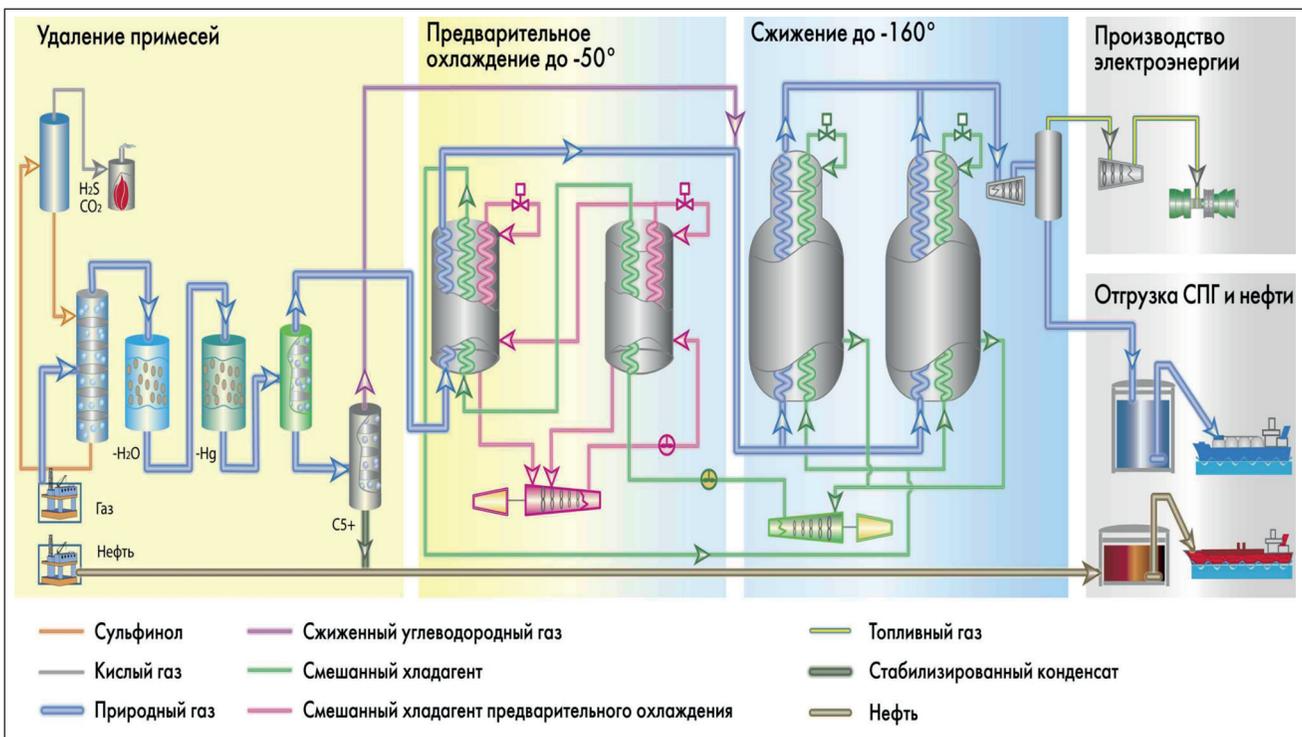


Рис. 6. Общая технологическая схема завода по сжижению природного газа [4]

- теплообменное оборудование постоянно забивается продуктами термического распада сульфолана (в частности оксазолидоном), что приводит к дополнительным затратам на чистку теплообменника;
- коррозия оборудования (в наибольшей степени оборудования с максимальной температурой — десорбер, теплообменники), которая возникает в результате синергетического воздействия абсорбированных кислых примесей и продуктов распада сульфолана;

- преждевременное разгазирование абсорбента (начинается сразу после стадии дросселирования и приводит к образованию газовых пробок).

В связи с наличием этих недостатков было решено заменить данный процесс очистки на процесс ADIP-X, в котором используется водный раствор третичного амина (метилдиэтанолamina) с активатором — пиперазином.

Этот регенеративный процесс аминовой очистки хорошо подходит для грубой и глубокой очистки газовых потоков от  $\text{CO}_2$ . С его помощью можно также удалять  $\text{H}_2\text{S}$ , некоторое количество COS и меркаптанов. Концентрация  $\text{H}_2\text{S}$  может быть уменьшена до низкого уровня — до 4 ppm при небольшом содержании сероводорода в исходном газе. Установки, работающие по данной технологии, отличаются большей удельной мощностью и меньшими размерами оборудования в сравнении с установками обычной очистки водными растворами аминов.

Этот процесс имеет ряд других преимуществ по сравнению с процессом «Сульфинол»:

- меньшие затраты энергии на стадии регенерации раствора (до 2 МВт/сут);
- незначительные потери раствора абсорбента вследствие его высокой термохимической устойчивости (ниже на 500 кг/сут);
- отсутствие затрат на чистку теплообменника (около 150000 руб. в месяц);
- низкая коррозионная активность (меньше на 0,02 мм/год);

Помимо всего, схема процесса ADIP-X принципиально совпадает с обычной схемой очистки природного газа растворами аминов и не требует замены оборудования.

*Установка осушки сырьевого газа* [6] предназначена для снижения содержания воды в сырьевом газе до уровня менее 1 ppm. Удаление воды из сырьевого газа проводится для предотвращения образования гидратов при последующем охлаждении сырьевого газа.

Технология осушки двухступенчатая: сначала газ охлаждается, и из него удаляется основное количество воды на каплеотбойнике, затем газ пропускается через молекулярные сита для поглощения остаточной воды. Регенерация адсорбента производится путём подачи горячего сырьевого газа. Установка осушки выполнена в виде трёх отдельных адсорберов, два из которых работают в режиме удаления воды, а третий в это время — в режиме регенерации.

*Установка удаления ртути* [6] предназначена для снижения содержания ртути в сырьевом газе (элементарная ртуть может стать причиной быстрой коррозии или увеличения хрупкости алюминиевых теплообменников установки сжижения природного газа). В сырьевом газе, поступающем на завод СПГ, содержание ртути — на уровне до  $10^{-6}$  г/ст.м<sup>3</sup>. После установки количество ртути составляет менее  $10^{-8}$  г/ст.м<sup>3</sup>. Процесс удаления ртути из газа происходит в адсорбере со слоем из активированного угля, насыщенного серой.

Первая технологическая линия сжижения включает в себя установку удаления ртути. На второй технологической линии установка удаления ртути будет смонтирована, если в процессе эксплуатации 1-й линии выяснится, что поступающий на завод природный газ содержит ртути больше чем  $10^{-8}$  г/ст.м<sup>3</sup>.

*Установка сжижения газа по технологии DMR* [6,11-13] предназначена для получения сжиженного природного газа путём охлаждения хладагентом, выделения тяжёлых фракций из потока сырьевого газа, последующего охлаждения в криогенном теплообменнике и дросселирования.

Главные криогенные теплообменники изображены на **рис. 7**.

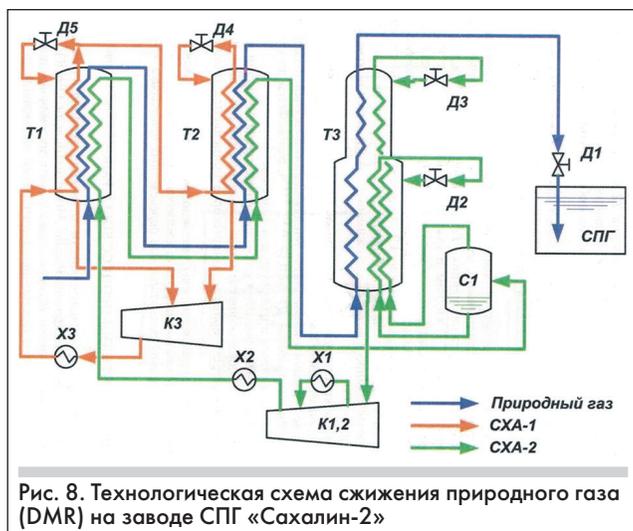


Рис. 7. Главные криогенные теплообменники фирмы Linde в схеме завода

Технологический процесс сжижения DMR (double mixed refrigerant — хладагент двойного смешения) был разработан компанией Shell для средне- и крупнотоннажного производства с производительностью технологической линии 2-5 млн т/год (на «Сахалине-2» — 4,8 млн т/год). Данная технология была выбрана для реализации на Сахалине не случайно — в первую очередь это вызвано необходимостью реализации крупнотоннажного процесса, что может обеспечить DMR-процесс, отчасти это связано с холодным климатом острова.

Технологическая схема процесса сжижения приведена на **рис. 8**. Технология предполагает использование двух потоков циркулирующего охладителя, представляющего собой смесь азота и лёгких углеводородов (обычно — метан, этан, пропан, изобутан, бутан):

- контура предварительного охлаждения;



- контура сжижения.

Изменение состава хладагента позволяет более эффективно использовать мощности газовых турбин.

Хладагент цикла предварительного охлаждения (СХА-1) представляет собой смесь этана и пропана с добавлением небольших количеств метана и бутана. Использование смешанного хладагента в цикле предварительного охлаждения делает процесс более гибким и эффективным в условиях низких температур окружающего воздуха. Процесс легко адаптируется к изменению внешней температуры путём изменения соотношения пропана и этана в смесевом хладагенте СХА-1.

Хладагент СХА-1 сжимается в двухступенчатом компрессоре КЗ с воздушным охлаждением и поступает в трубный пучок теплообменника Т1. На выходе из теплообменника Т1, СХА-1 разделяется на два потока. Первый поток дросселируется в устройстве Д5 и направляется в межтрубное пространство теплообменника Т1 для охлаждения потоков, поднимающихся по трубным пучкам. Второй поток направляется в теплообменник Т2 для дальнейшего охлаждения, дросселирования в устройстве Д4 и образования потока охлаждения теплообменника Т2. Выходящие из нижней части теплообменников Т1 и Т2 потоки газа направляются в компрессор КЗ.

Очищенный природный газ и смешанный хладагент основного цикла сжижения (СХА-2) охлаждаются в цикле предварительного охлаждения до (-50) – (-80)°С, проходя последовательно снизу вверх по трубным пучкам теплообменников Т1 и Т2.

СХА-2, состоящий преимущественно из метана и этана с добавлением некоторого количества пропана и азота, охлаждается в теплообменнике Т1 и частично конденсируется в теплообменнике Т2, после чего разделяется в сепараторе С1 и двумя потоками — жидким и газовым — поступает снизу в трубные пучки основного криогенного теплообменника Т3.

Хладагент основного цикла сжижения, выйдя из нижней части теплообменника Т3, подается на вса-

сывание в двухступенчатый компрессор К1, 2, где сжимается, охлаждается и возвращается в теплообменник Т1.

В основном криогенном теплообменнике Т3 природный газ при движении по трубным пучкам снизу вверх сжимается и переохлаждается до температуры минус 153°С. После основного криогенного теплообменника сжатый и сжиженный газ расширяется в устройстве Д1 до 0,12-0,13 МПа, охлаждается до температуры минус 161°С и направляется в резервуар для хранения.

Преимущество данной технологии — использование в системе предварительного охлаждения смешанным хладагентом смеси этана, пропана и иногда бутана, что обеспечивает гибкость регулирования тепловых нагрузок предварительного охлаждения и сжижения. Это достигается за счёт увеличения содержания этана в смешанном хладагенте, что позволяет снизить температуру между предварительным охлаждением и сжижением.

Проводя сравнение технологий DMR и СЗMR, компания Shell выявила, что производительность выше у технологического процесса DMR, поскольку цикл предварительного охлаждения обладает достаточной гибкостью, чтобы обеспечить полное использование всей мощности газовых турбин и вспомогательных электродвигателей.

Установка фракционирования [6] предназначена для:

- стабилизации конденсата, поступающего с установки сжижения газа, и повторной подачи части лёгких фракций в поток природного газа, направляемый в основной криогенный теплообменник;
- производства жидкого этана и пропана для подачи в циклы хладагента на установку сжижения газа или в хранилище этана и хранилище смешанного хладагента предварительного охлаждения;
- извлечения лёгких углеводородов из системы дренирования смешанного хладагента.

Установка фракционирования состоит из колонн: деметанизации, деэтанзации, депропанзации и дебутанизации, — каждая с соответствующим оборудованием, а также из системы повторного ввода жидкого природного газа.

Установка сжигания кислого газа [6] предназначена для сжигания кислого газа, поступающего с двух установок удаления кислых газов от обеих технологических линий СПГ. При неработающей установке сжигания кислый газ направляется на факел.

Установка хранения хладагента [6] предназначена для хранения этана и смешанного хладагента предварительного охлаждения, которые производятся на установках фракционирования.

Установка хранения хладагента является сооружением общего назначения. Этановый и охлаждённый смешанный хладагент хранятся для подпитки хладагента в циклах охлаждённого смешанного хладагента в случае, когда прерывается обычная подача хладагента из установок фракционирования

или, когда требуется дополнительная подпитка, например, при пуске технологической линии.

Установка хранения и отгрузки СПГ [6] предназначена для:

- хранения СПГ, произведённого технологическими линиями СПГ;
- отгрузки СПГ на суда для транспортировки продукта;
- подачи отпарного газа в систему топливного газа.

Полезная ёмкость хранилища откачиваемого СПГ составляет 200000 м<sup>3</sup> и включает в себя два резервуара ёмкостью 100000 м<sup>3</sup> каждый.

Система отгрузки рассчитана на загрузку танкеров СПГ вместимостью 125000-145000 м<sup>3</sup>, а также загрузку танкеров вместимостью 20000-30000 м<sup>3</sup>. В системе отгрузки предусмотрены два рукава отгрузки жидкого продукта и один рукав возврата отпарного газа, который идёт либо как топливный

газ для внутривозовских нужд, либо на факельную систему.

## Экспорт СПГ и нефти [2,14]

Основные закупщики СПГ у компании «Сахалин энерджи» — США (до 2011 г.), Япония, Китай, Корея. В другие страны (рис. 9) также поставляется СПГ и сырая нефть, но в меньших масштабах.

На 6 мая 2014 г. с начала работы завода отгружено 789 партий СПГ (52,45 млн т СПГ) для 7 стран и 337 партий нефти (240 млн бар) для 9 стран.

На диаграмме (рис. 10) приведена сравнительная характеристика завода по производству СПГ «Сахалин-2» с мировыми проектами по производству СПГ [15].

Видно, что завод компании Sakhalin Energy далеко не самый крупный завод в мире, но у него достаточно высокая производительность одной линии — 4,8 млн т в год (выше только на заводе в Катаре).

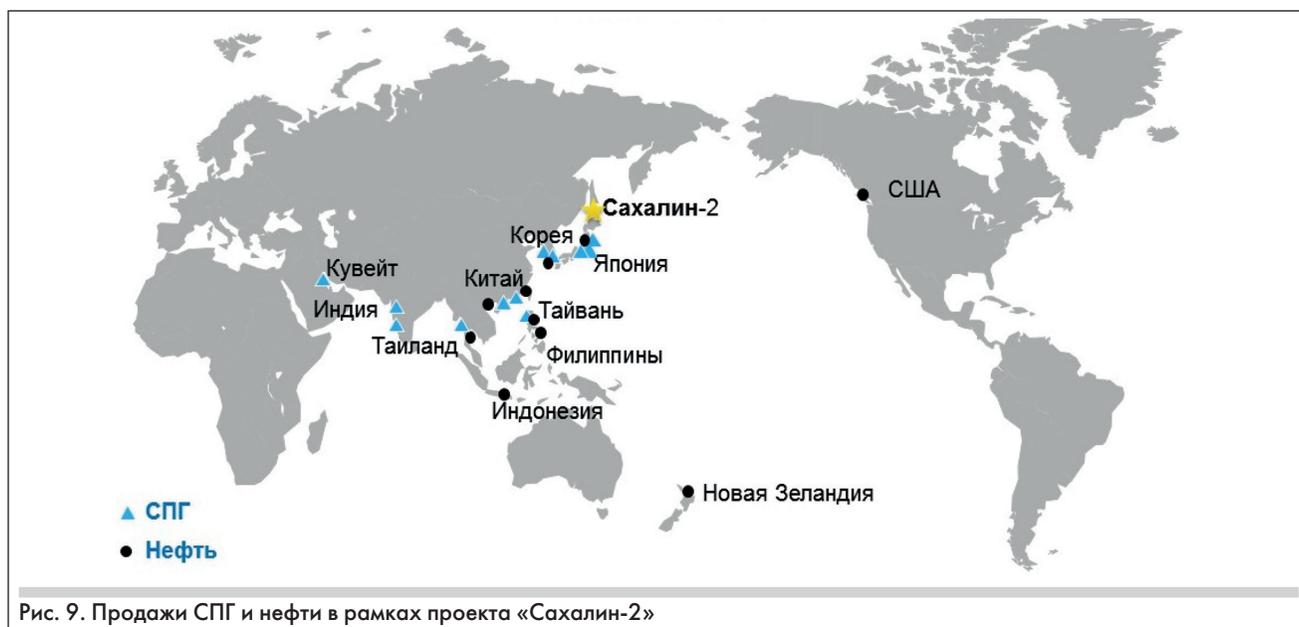


Рис. 9. Продажи СПГ и нефти в рамках проекта «Сахалин-2»



Рис. 10. Сравнение проекта «Сахалин-2» с другими мировыми проектами СПГ

**Контактная информация [16]:**

Регистрация: апрель 1994 г.

Почтовый адрес: ул. Дзержинского, 35, Южно-Сахалинск, 693020, Российская Федерация

Телефон: +7 4242 66 2000

Факс: +7 4242 66 2801

**ЛИТЕРАТУРА**

1. Свободная энциклопедия Википедия, статья «Сахалин Энерджи». URL: [ru.wikipedia.org/wiki/Sakhalin\\_Energy](http://ru.wikipedia.org/wiki/Sakhalin_Energy).
2. Официальный сайт компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд», URL: <http://www.sakhalinenergy.ru/ru/index.wbp>
3. Технологический регламент завода по производству СПГ проекта «Сахалин-2», 2007. — 787 с.
4. Технологическая схема завода по производству СПГ проекта «Сахалин-2», 2006. — 10 с.
5. Технология переработки природного газа и конденсата: Справочник, Т. 1. — М.: ООО Недр-Бизнесцентр, 2002. — 517 с.
6. Технологические паспорта основных аппаратов завода по производству СПГ проекта «Сахалин-2», 2006. — 956 с.
7. Технологический регламент установки «Сульфинол» проекта «Сахалин-2», 2006. — 207 с.
8. Паспорт безопасности вещества (метилдиэтанол-амин модифицированный специальный), 2013. — 18 с.
9. Процесс ADIP-X // Нефтегазовые технологии. — 2006. — № 9. — С. 124.
10. Липидус А.Л., Голубева И.А., Жагфаров Ф.Г. Газохимия. — М.: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2013. — 402 с.
11. Федорова Е.Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование. — М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. — 159 с.
12. Verburg R., Kaart S., Benckhuijsen B. etc. Sakhalin energy's initial operating experience from simulation to reality: Making the DMR process work // The 16th International Conference and Exhibition of Liquefied Natural Gas, Oran, Algeria, 2010.
13. Nibelke R., Kaufmann S., Pek B. Double mixed refrigerant LNG process provides viable alternative for tropical conditions // Oil & Gas Journal. — 2002. — July. — V. 100.
14. Бусыгина Н.В., Бусыгин И.Г. Технология переработки природного газа. — Оренбург: ИПК Газпромпечат, 2002. — 432 с.
15. Развитие рынка СПГ: Эволюция торговли и ценообразования. — Секретариат Энергетической Хартии, 2009. — 42 с.
16. Официальный сайт компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд», раздел: Обратная связь, URL: <http://www.sakhalinenergy.ru/ru/feedback/feedback.wbp>

**Присадки и смазочные материалы**

УДК 658.567.1+667.621.3

**ПОЛУЧЕНИЕ БИТУМНОГО ЛАКА ИЗ ОХЛАЖДАЮЩЕГО МАСЛА — ОТХОДА ПРОЦЕССА ДЕГИДРИРОВАНИЯ**

А.Н. ЕГОРОВ, Г.И. ЕГОРОВА

Филиал Тюменского государственного нефтегазового университета в г. Тобольске

Проблема утилизации токсичных отходов получила большое распространение в XXI веке, поскольку места, отведённые под складирование, захоронение, стали занимать огромные площади, которые полностью изымаются из обращения и становятся непригодными. Последствия захоронения отходов, их сжигание связаны не только с загрязнением почв, воздуха, но и подземных вод, причём время и продолжительность этого воздействия не поддаётся количественной оценке. Несомненно, общая проблема экологически безопасного обращения с отходами в настоящее время глобальна и трудноразрешима в связи с их колоссальным накоплением.

Отметим тот факт, что в значительной степени отходы процесса дегидрирования представляют собой экологически агрессивные образования, технологическое обезвреживание которых до настоящего вре-

мени не получило комплексного решения. Классический подход — утилизация отходов процесса дегидрирования (например, сжигание и захоронение) предполагает одновременно физическое уничтожение полезного продукта, содержащегося в отходах в виде органических и неорганических составляющих. При этом возникают невозвратные потери минерального сырья, а токсичные компоненты отходов усиливают экологическую нагрузку на технологический процесс или территорию предприятия (например, хранение отработанных катализаторов в закрытых, дорогостоящих бункерах и сжигание газообразных отходов в топках или на факелах и т.п.). Такой подход к решению проблем является экологически и экономически нецелесообразным, время требует новых технологий перевода отработанных отходов в полезный и экологически