

## Обобщение опыта ОАО «Гипротюменнефтегаз» по использованию нефтяного газа

**Н.В. Варламов,**  
**И.З. Фахретдинов,**  
**М.Ю. Тарасов, К.Т.Н.,**  
**С.С. Иванов, К.Т.Н.**  
 (ОАО «Гипротюменнефтегаз»,  
 Группа ГМС)

Адрес для связи: tarasov@gtngru

**Ключевые слова:** нефтяной газ, рациональное использование углеводородов, система сбора, подготовки и транспорта нефтяного газа.

Системы сбора, подготовки и транспорта нефтяного газа предназначены для:

- очистки попутно добываемого (нефтяного) газа от капельной жидкости;
- компримирования газов промежуточных и конечных ступеней сепарации до давления I ступени сепарации;
- очистки попутно добываемого газа от сероводорода;
- осушки попутно добываемого газа с целью предотвращения выпадения водного конденсата в газопроводе и гидратообразования;
- отбензинивания попутно добываемого газа для восстановления потенциала нефти и предотвращения выпадения углеводородного конденсата в газопроводе;
- компримирования попутно добываемого газа до давления, необходимого для транспорта потребителю.

В промышленной практике и для расчетов систем сбора и подготовки нефти при проектировании разработки и обустройства месторождений рекомендуются три ступени сепарации. Это предопределяет систему сбора, подготовки и транспорта газа.

При определении направления утилизации нефтяного газа в первую очередь должны быть установлены рациональные режимы сепарации нефти с целью повышения ее выхода и снижения содержания легких жидких углеводородов (ЛЖУ) в газе. Под ЛЖУ понимается жидкая углеводородная смесь, состоящая из пропана, бутанов и пентанов с примесями метана, этана, гексанов и более тяжелых углеводородов и неуглеводородных компонентов, получаемая в процессе сбора и подготовки нефтяного газа к транспорту.

При расчетах процессов сепарации с целью определения проектного количества добываемого с нефтью газа следует учитывать возможность выделения из него ЛЖУ. Образующиеся в процессе подготовки нефти ЛЖУ рекомендуется смешивать с нефтью при соблюдении требований по давлению насыщенных паров (ДНП) (не более 66,7 кПа), а при образовании избытка ЛЖУ, приводящего к ДНП более 66,7 кПа, – направлять потребителю, например, совместно с газом на ППЗ либо реализовывать как самостоятельный продукт. При транспорте ЛЖУ совместно с газом необходимо разработать требования к их

### Summary of Giprotyumenneftegaz OAO experience in petroleum gas application

N.V. Varlamov, I.Z. Fakhretdinov, M.Yu. Tarasov, S.S. Ivanov  
 (Giprotyumenneftegaz OAO, HMS Group, RF, Tyumen)

E-mail: tarasov@gtngru

**Key words:** petroleum gas, the rational use of hydrocarbons, the system of petroleum gas gathering, treating and transportation.

It is noted that in accordance with the current requirements Giprotyumenneftegaz OAO provides for technical and technological solutions, aimed at the rational use of the petroleum gas, at the design of oil fields construction. Systems of oil gathering, treating and transportation, projected currently by institute, provide for the 100 % possibility of its use.

составу, позволяющие осуществить двухфазный транспорт и прием транспортируемой углеводородной смеси на ППЗ.

В настоящее время отсутствуют требования к качеству нефтяного газа, направляемого с промыслов потребителю. ОАО «Гипротюменнефтегаз» разработаны такие требования (относительно содержания ЛЖУ), которые направлены на снижение потерь от уноса капельной нефти и растворенных в газе (в излишнем количестве) углеводородов потоком газа;

Данные требования сформулированы исходя из газового фактора и состава нефтяного газа.

Система сбора, подготовки и использования последнего является неотъемлемой частью обустройства месторождений. При этом предусматриваются [1]:

- 1) расчет годовых объемов извлечения нефтяного газа;
- 2) расчет накопленной добычи газа по годам с целью выбора способа его использования;
- 3) определение физико-химических характеристик и описание потребительских свойств нефтяного газа;
- 4) установление возможных потребителей и продуктов переработки нефтяного газа;
- 5) выбор оборудования и технологии его использования;
- 6) экологическая оценка вариантов использования нефтяного газа;
- 7) технико-экономические расчеты (ТЭР), обосновывающие выбор вариантов утилизации и максимальный коэффициент использования нефтяного газа.

Пункты 1-3 выполняются в составе проектов разработки нефтяных месторождений и при проектировании обустройства и разработке концепции использования нефтяного газа должны быть представлены в качестве исходных данных. Пункты 4-7 могут быть реализованы как на стадии проектирования разработки месторождения, так и при предпроектной проработке вариантов его обустройства.

Варианты использования нефтяного газа, которые должны быть рассмотрены при разработке технико-экономического обоснования (ТЭО) приведены в таблице. Следует отметить, что нормативные документы, определяющие место и порядок разработки ТЭО, отсутствуют, данные работы проектные и на-

Направление использования нефтяного газа	Вариант использования нефтяного газа
Закачка на отсроченное хранение	1. Закачка в подземное хранилище газа (ПХГ)
	2. Организация водогазового воздействия
	3. Организация газового воздействия
	4. Организация термоводогазового воздействия
Транспорт до потребителя	5. Транспорт газа на ГПЗ
Переработка	6. Переработка с получением ШФЛУ, СОГ, СПБТ, СГБ
Транспорт в иных агрегатных состояниях	7. Сжижение газа с получением ШФЛУ, СПГ, СПБТ, СГБ
	8. Перевод и транспорт в газогидратной форме
Газохимическое производство	9. Получение метанола
	10. Получение синтетических жидких углеводородов (GTL)
Выработка электроэнергии	11. Выработка электроэнергии на автономных электростанциях (АвЭС)
Выработка тепловой энергии	12. Выработка тепловой энергии в котельных, печах
Выработка механической энергии	13. Выработка механической энергии для привода динамического оборудования

**Примечание.** СОГ – сухой отбензиненный газ; ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов; СПБТ – смесь пропан-бутана техническая; СГБ – стабильный газовый бензин; СПГ – сжиженный природный газ

учно-исследовательские организации выполняют, руководствуясь опытом.

В Западной Сибири использование нефтяного газа осуществляется в двух основных направлениях: внешний транспорт потребителю (на ГПЗ, в систему ОАО «Газпром») и использование в пределах месторождения (на местные нужды, закачка в пласт).

В процессе разработки концепции использования нефтяного газа и ТЭО выбираемых вариантов проводилась большая работа с разработчиками технологий использования газа и специалистами предприятий-производителей оборудования для реализации этих технологий. Технико-экономические показатели рассчитывались на основании конкретных предложений производителей оборудования с учетом накопленного в институте опыта проектирования объектов-аналогов.

Первым этапом должно быть составление технического задания на разработку, в котором следует привести перечень исходных данных, представляемых заказчиком исполнителю. К ним относятся:

- 1) проектные показатели добычи нефти и нефтяного газа по годам;
- 2) физико-химические свойства и компонентные составы добываемых пластовых флюидов;
- 3) данные о структуре существующих и проектируемых нефтепромысловых объектов (технологические схемы сбора, подготовки и транспорта нефти и газа, состав оборудования, технологические режимы работы оборудования);
- 4) данные об инфраструктуре нефтедобывающего района – возможные направления использования нефтяного газа;
- 5) данные о предыдущих работах в области его использования;
- 6) требования заказчика к качеству нефтяного газа,готавливаемого и поставляемого потребителям.

Для месторождений, расположенных близко от объектов использования нефтяного газа и существующей инфраструктуры, с точки зрения обустройства рассматриваются все варианты, связанные с транспортом газа внешнему потребителю, и варианты его использования на месте добычи. Для удаленных месторождений рассматриваются все варианты, связанные с использованием нефтяного газа на месте добычи (для выработки электро-, тепловой и механической энергии) и варианты с обратной закачкой газа в продуктивный пласт (газовое, водогазовое, термоводогазовое воздействие), газовую шапку месторождений, пласты, используемые в качестве подземных хранилищ газа (ПХГ) [2].

Опыт проектирования показывает, что некоторые варианты использования нефтяного газа конкретного месторождения являются нерентабельными для нефтедобывающей компании. Оценить все особенности вариантов в сложных усло-

виях новых районов добычи можно путем рассмотрения использования нефтяного газа группы месторождений одной нефтедобывающей компании или целого района нескольких компаний. В ряде вариантов одновременно рассматриваются вопросы, связанные как с работой пласта, так и с выбором технологии использования нефтяного газа и наземного оборудования. Например, в варианте использования нефтяного газа для выработки электроэнергии на автономных электростанциях [3, 4], с одной стороны, необходимо определить потребность в газе, обусловленную потребностью в электроэнергии, изменяющейся по годам, с другой – зная потребность, обеспечить равномерность подачи газа из пласта, максимально исключив простой оборудования и сократив капитальные вложения в строительство. Это можно обеспечить двумя способами: закачивая избыток газа в ПХГ или в продуктивный пласт (рис. 1). При втором способе необходимо построить модель воздействия газа на продуктивный пласт и оценить динамику добычи газа.

Создание подземных хранилищ нефтяного газа (ПХНГ) в местах добычи нефти является одним из перспективных вариантов его сохранения с целью последующего использования. Данный вариант достаточно перспективный при наличии разведанных на месторождении или близлежащих месторождениях ловушек для закачки газа. Для обустройства месторождений Западной Сибири может быть проработана закачка газа в сеноманские водоносные пласты.

Одними из главных вопросов создания и эксплуатации ПХНГ, кроме геолого-технических, являются экономические. Закачка нефтяного газа на длительное хранение приводит к дополнительным затратам (строительство и эксплуатация КС и газопроводов высокого давления) [5], условно компенсированных только отсутствием штрафных санкций за сжигание на факеле и сохранением газа, используемого в дальнейшем в качестве топлива. Закачка газа в продуктивные пласты (водогазовое, газовое и термоводогазовое воздействия на нефтяной пласт, сайклинг-процесс) служат способом поддержания пластового давления или повышения нефтеотдачи, а не методом утилизации газа, поскольку газ с некоторой временной задержкой будет вновь выходить вместе с добываемой нефтью, что сопровождается повышением газового фактора [6, 7].

Основным вариантом рационального использования нефтяного газа является подача его на близлежащий ГПЗ. При больших объемах газа следует рассмотреть возможность строительства ГПЗ с получением продуктов для последующей переработки. При его сбыте на ГПЗ следует предусматривать 100%-ную утилизацию газа, выделяющегося при промышленной подготовке, в том числе газа концевых ступеней сепарации.

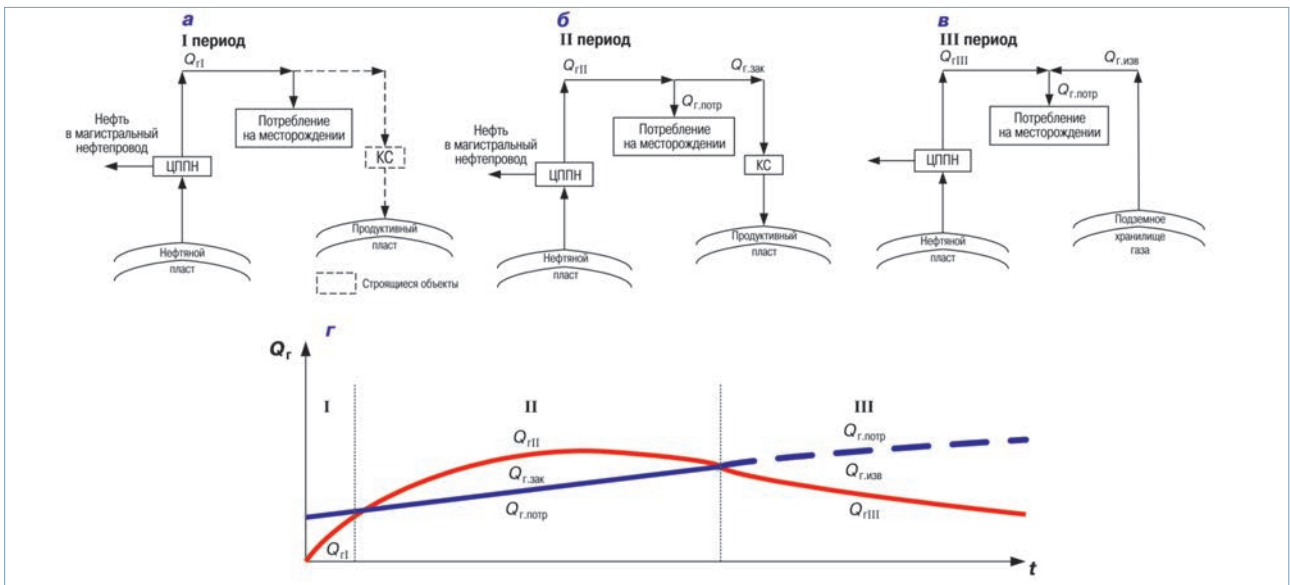


Рис. 1. Использование ПХНГ для регулирования газопотребления в I (начальный) (а), II (избыток резервов газа) (б), III (недостаток резервов газа) (в) периоды и динамика потребления газа (г);

$Q_{гI}$ ,  $Q_{гII}$ ,  $Q_{гIII}$  – потребление газа соответственно в I, II и III период;  $Q_{г,зак}$ ,  $Q_{г,потр}$  – соответственно потребление газа на месторождении и за- качка на компрессорную станцию (КС);  $Q_{г,изв}$  – потребление газа из ПХГ; ЦППН – цех подготовки и перекачки нефти

Для подготовки нефтяного газа на промысле возможны различные варианты, основная цель которых – сохранение максимального количества легких фракций в товарной нефти, а также максимальное сокращение технологических потерь этих фракций. В технологии промышленной подготовки нефтяного газа реализуются следующие процессы.

1. Охлаждение газа после компримирования в аппаратах воздушного охлаждения.
2. Двухступенчатое умеренное охлаждение газа после компримирования по технологии низкотемпературной конденсации или использование эффекта Джоуля – Томпсона вместо внешнего холодильного цикла.
3. Одноступенчатое умеренное охлаждение газа после компримирования по технологии низкотемпературной конденсации или использование эффекта Джоуля – Томпсона вместо внешнего холодильного цикла.

В итоге выбор технологических решений зависит от свойств газа и газосодержания (объема добываемого газа).

ОАО «Гипротюменнефтегаз» разработаны методики выбора технологии подготовки нефтяного газа в зависимости от газового фактора и потенциального содержания в газе ЛЖУ. Предложены технологические решения, связанные с использованием газа, в том числе защищенные патентами РФ. Например, способ утилизации низконапорного нефтяного газа (патент 2412336 РФ), по которому газ может дополнительно использоваться для повышения эффективности очистки нефтепромысловой сточной воды. Способ включает компримирование газа эжектором типа газ – жидкость, в котором рабочей жидкостью является нефтепромысловая сточная вода, отделение рабочей жидкости от газа и подачу его потребителю совместно с высоконапорным газом. Способ отличается тем, что для снижения нагрузки на ступень сепарации высоконапорного газа и повышения эффективности очистки сточной воды водогазовую смесь после эжектора рециркулируют на ступень очистки сточной воды от нефти, где отделяемый газ используют в качестве флотоагента, после чего утилизируют

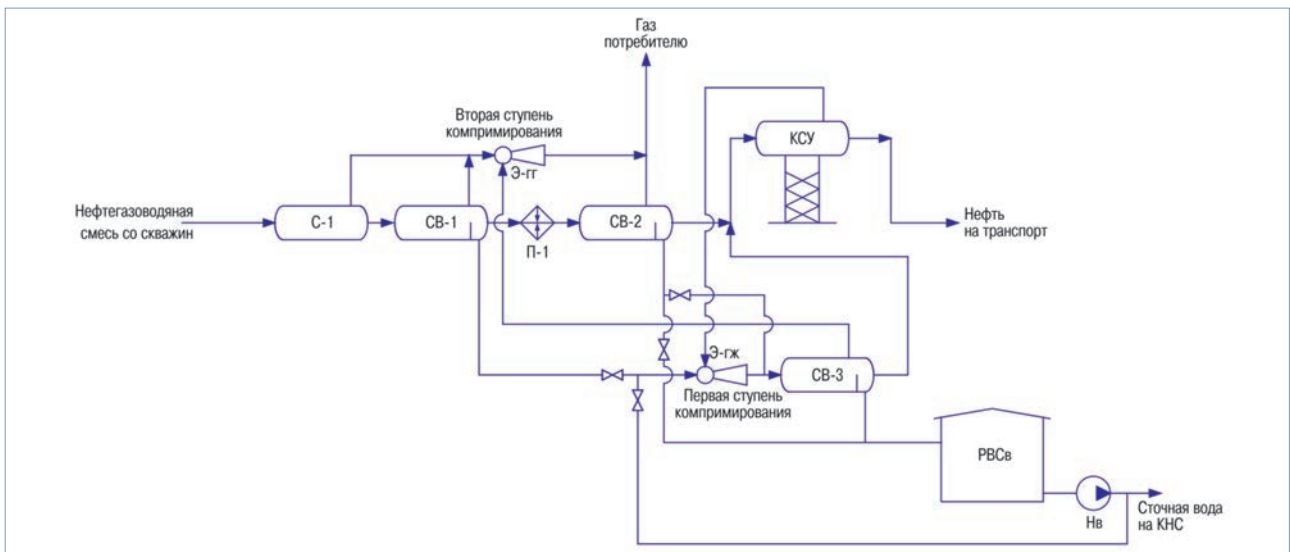


Рис. 2. Способ утилизации низконапорного нефтяного газа:

С-1, С-2 – I ступень сепарации/обезвоживания нефти; П-1 – ступень подогрева; СВ-2 – II ступень сепарации/обезвоживания нефти; КСУ – концевая сепарационная установка; СВ-3 – ступень очистки воды методом флотации; РБСв – резервуар сточной воды; Нв – насос перекачки сточной воды; Э-гж – эжектор газ – жидкость; Э-гг – эжектор газ – газ

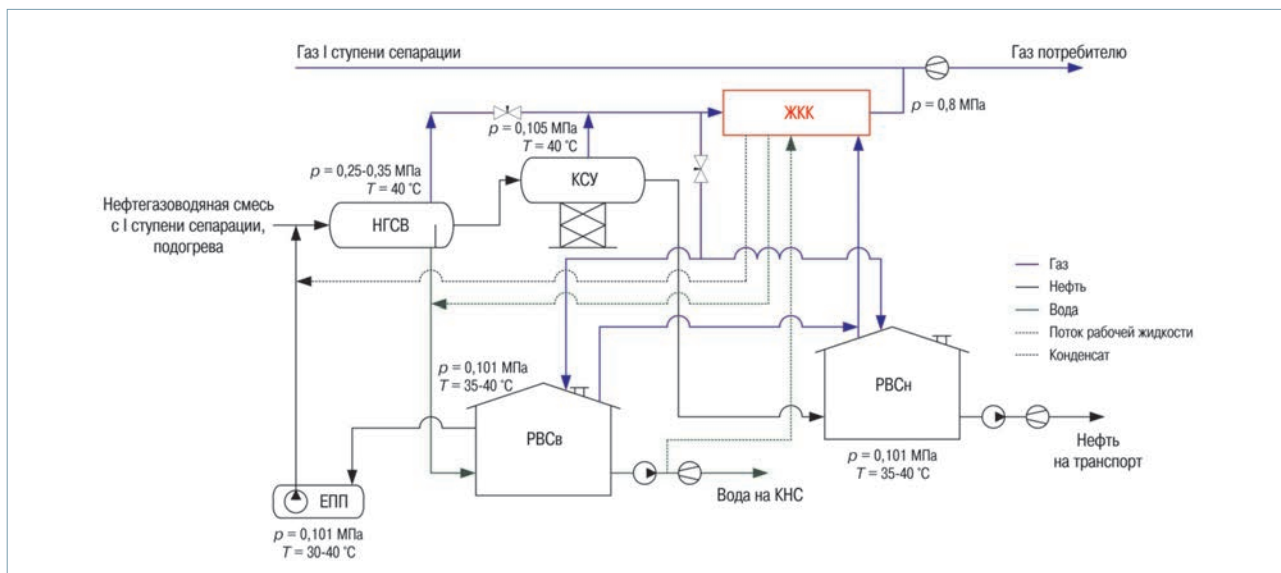


Рис. 3. Схема использования нефтяного газа с применением ЖКК:

НГСВ – нефтегазовый сепаратор со сбросом воды; ПВСн, ПВСв – резервуар соответственно товарный и технологический для нефтепромысловой воды; КНС – кустовая насосная станция; ЕПП – емкость подземная для сбора уловленной нефти

мый газ направляют в эжектор типа газ – газ, через который пропускают высоконапорный газ (рис. 2).

На рис. 3 приведена разработанная технология совместной утилизации низконапорного газа и «дыханий» резервуаров с помощью жидкостно-кольцевых компрессоров (ЖКК). В связи с тем, что ЖКК пока не выпускаются в России, рассматривались варианты использования ЖКК итальянской компании GARO. ЖКК в отличие от винтовых маслозаполненных компрессоров практически нечувствительны к изменению состава газа и могут одновременно с выполнением функции компримирования газа конечных ступеней сепарации использоваться для улавливания легких фракций (УЛФ) нефти из нефтяных резервуаров. Данная технология рекомендуется как альтернативная УЛФ для установок подготовки нефти в широком диапазоне производительностей по товарной нефти.

Институтом разработаны способы промышленной подготовки топливного газа для питания газопоршневых электростанций. Практика использования нефтяного газа для этих целей показала, что в большинстве случаев без дополнительной подготовки не обеспечивается стабильная бездетонационная работа энер-

гомашин при выработке требуемой мощности. Разработанные способы направлены на повышение метанового индекса нефтяного газа – аналога октанового числа для жидких углеводородных топлив. Разработан способ промышленной подготовки нефтяного газа, в котором для повышения метанового индекса и снижения теплотворной способности в топливный газ подают азот (азотную смесь чистотой 90 – 99 %). Последний при определенном содержании в газе служит своеобразным антидетонатором (патент 2376341 РФ).

Разработан способ подготовки топливного газа с совместным использованием ЖКК и мембранных фильтров (патент 2444559 РФ). Разделение на специальной мембране позволяет отделить подготовленный топливный «легкий» газ с высоким метановым индексом, подаваемый на газопоршневую электростанцию, от «тяжелого» газа, утилизация которого может оказаться затруднительной вследствие низкого давления. Этот газ предлагается рециркулировать на прием ЖКК, с помощью которого создают давление на мембране, при этом из процесса выводят только ЛЖУ, так как они могут быть реализованы потребителям.

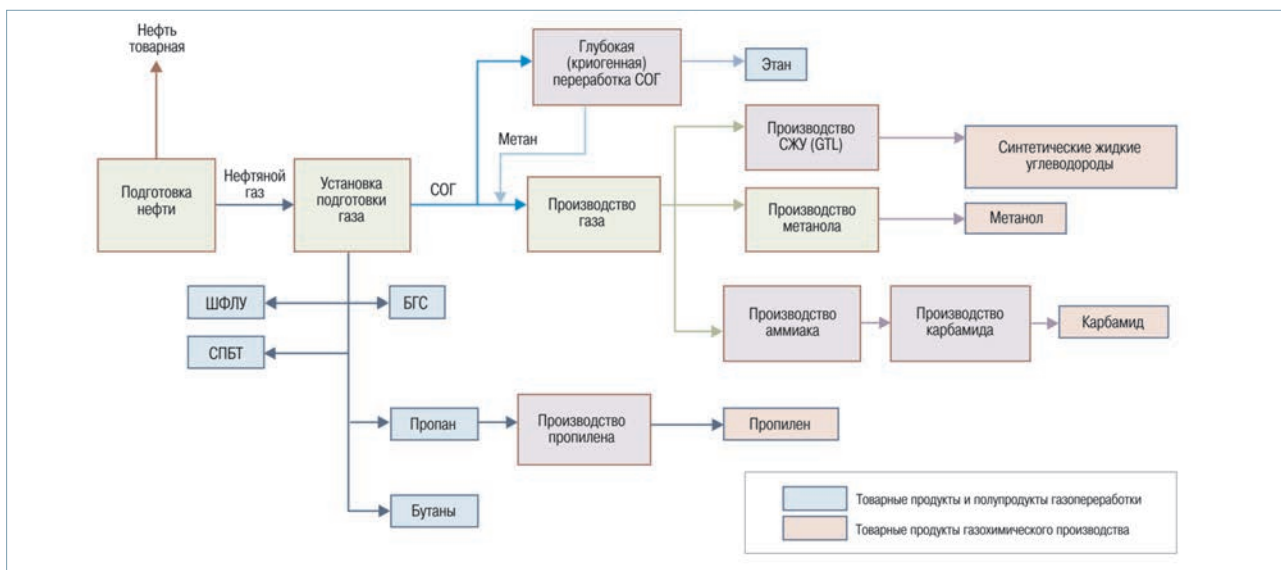


Рис. 4. Основные направления использования нефтяного газа для получения продуктов и полупродуктов газохимического производства

При разработке концепции использования нефтяного газа рассматриваются все варианты его переработки (рис. 4). Вариант переработки с получением СОГ, сдаваемого в магистральный газопровод, и ШФЛУ, транспортируемой до потребителя по железной дороге, или разделения ШФЛУ на СПБТ, транспортируемую до потребителя по железной дороге, и СГБ, смешиваемый с товарной нефтью, рационален при больших ресурсах добываемого газа и близком расположении магистрального газопровода и железной дороги. Для удаленных месторождений (более 200 км) данный вариант эффективен только при добыче газа более 4 млрд. м<sup>3</sup>/год.

Вариант переработки и сжижения газа с получением СПГ, который транспортируется с последующей регазификацией и сдачей в магистральный газопровод, и ШФЛУ, транспортируемой до потребителя по железной дороге, или разделения ШФЛУ на СПБТ, транспортируемую до потребителя по железной дороге, и СГБ, смешиваемый с товарной нефтью [8, 9], не доведен до промышленной реализации. Перевод нефтяного газа в газогидратную форму, дальнейший транспорт в гидратном состоянии, последующие регазификация, осушка и сдача потребителю – пока не получили экспериментальной оценки в лабораторных условиях или на экспериментальных полигонах [10].

Газохимическая переработка газа с получением метанола, транспортируемого до потребителя по железной дороге, в настоящее время промышленно реализована только для природного газа. Газохимическая переработка нефтяного газа подразумевает его отбензинивание и только в дальнейшем – химическое превращение в метанол [11, 12]. Газохимическая переработка с получением синтетических жидких углеводородов, смешиваемых с товарной нефтью или транспортируемых до потребителя по железной дороге, реализована только в странах третьего мира по причине наложения эмбарго на ввоз нефтепродуктов в эти страны.

## Список литературы

1. *Использование попутного нефтяного газа – шаги от анализа проблемы до реализации проектов*//Протокол № 4006 от 14.06.07 заседания нефтяной секции ЦКР Роснедра. – М.: Правительство РФ, 2007.
2. *Андреева Н.Н.* Проблемы проектирования, разработки и эксплуатации мелких нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 196 с.
3. *Фрайштетер В.П., Щербинин И.А.* Автономное электроснабжение нефтяных месторождений с использованием попутного нефтяного газа. Условия эффективного применения. В сб. *Рациональное использование попутного нефтяного газа*//Научно-практическая конференция, 17-20 ноября 2008 г. – Салехард: Администрация Ямало-Ненецкого автономного округа, 2008. – С. 134-142.
4. *Щербинин И.А., Тарасов М.Ю.* Вопросы и направления рационального использования попутного нефтяного газа в проектах обустройства нефтяных месторождений. В сб. *Рацио-*

*нальное использование попутного нефтяного газа*//Научно-практическая конференция, 17-20 ноября 2008 г. – Салехард: Администрация Ямало-Ненецкого автономного округа, 2008. – С. 143-146.

5. *Шурупов С.В.* К вопросу утилизации попутного нефтяного газа//Газохимия. – 2008. – № 1. – С. 42 – 44.
6. *Байков Н.М.* Утилизация нефтяного и углекислого газа для повышения нефтеотдачи на месторождениях США и Канады//Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 6. – С. 105-107.
7. *Степанова Г.С.* Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. – М.: Газойл пресс, 2006. – 200 с.
8. *Рачевский Б.С.* Сжиженные углеводородные газы. – М.: Нефть и газ, 2009. – 640 с.
9. *Бармин И.В., Кунис И.Д.* Сжиженный природный газ вчера, сегодня и завтра/под ред. А.М. Архарова. – М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2009. – 256 с.
10. *Козлов С.В.* Способ утилизации нефтяного и природного газа//В сб. Теоретические и практические аспекты исследований природных и искусственных газовых гидратов//Всероссийская научно-практическая конференция к 75-летию заслуженного деятеля науки РФ, профессора Эдуарда Антоновича Бондарева, 24-28 августа 2011. – Якутск: Ахсаан, 2011. – С. 114-116.
11. *Лapidус А.Л., Голубева И.А., Жагфаров Ф.Г.* Газохимия: учеб. пособие. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 450 с.
12. *Долинский С.Э.* Установки по производству метанола за полярным кругом//Газохимия. – 2009. – № 4 (8). – С. 14-18.

## References

1. *Protocol no. 4006 14:06:07 from meetings of CCR Rosnedra all sections "Is-pol'zovanie poputnogo neflyanogo gaza – shagi of analiza problemy do realizatsii proektov"* (The use of associated gas - steps from problem analysis to implementation), Moscow: Publ. of The Government of the Russian Federation, 2007.
2. *Andreeva N.N., Problemy proektirovaniya, razrabotki i ekspluatatsii melkikh neflyanykh mestorozhdeniy* (Problems of of design, development and operation of small oil fields), Moscow: Publ. of ОАО "VNIIOENG", 2003, 196 p.
3. *Fraysteter V.P., Shcherbinin I.A., Proceedings of Scientific and Practical Conference "Ratsional'noe ispol'zovanie poputnogo neflyanogo gaza"* (The rational use of associated gas), Salekhard: Publ. of Administration of the Yamal-Nenets Autonomous District, 2008, pp. 134-142.
4. *Shcherbinin I.A., Tarasov M.Yu. Proceedings of Scientific and Practical Conference "Ratsional'noe ispol'zovanie poputnogo neflyanogo gaza"* (The rational use of associated gas), Salekhard: Publ. of Administration of the Yamal-Nenets Autonomous District, 2008, pp. 143-146.
5. *Shurupov S.V., Gazokhimiya*, 2008, no. 1, pp. 42 – 44.
6. *Baykov N.M., Neflyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2007, no. 6, pp. 105-107.
7. *Stepanova G.S., Gazovye i vodogazovye metody vozdeystviya na neflyanye plasty* (Gas and water-gas methods of influence on the oil reservoir), Moscow: Gazoyl press, 2006, 200 p.
8. *Rachevskiy B.S., Szhizhennyye uglevodородnye gazy* (Liquefied petroleum gas), Moscow: Neft' i gaz Publ., 2009, 640 p.
9. *Barmin I.V., Kunis I.D., Szhizhennyy prirodnyy gaz vchera, segodnya i zavtra* (Liquefied natural gas: yesterday, today and tomorrow): edited by Arkharov A.M., Moscow: Publ. of MSTU named Bauman, 2009, 256 p.
10. *Kozlov S.V., All-Russian scientific-practical conference on the 75th anniversary of the honored worker of science of the Russian Federation, Professor Eduard Antonovich Bondarev, Yakutsk: Akhsaan Publ.*, 2011, pp. 114-116.
11. *Lapidus A.L., Golubeva I.A., Zhagfarov F.G., Gazokhimiya: Uchebnoe posobie* (Gas Chemistry: Textbook), Moscow: TsentrLitNefteGaz Publ., 2008, 450 p.
12. *Dolinskiy S.E., Gazokhimiya*, 2009, no. 4(8), pp. 14-18.