

УДК 665.612.2

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА



ANALYSIS OF TECHNOLOGICAL SOLUTIONS FOR ASSOCIATED PETROLEUM GAS UTILIZATION

Кусов Геннадий Владимирович

аспирант,

Северо-Кавказский федеральный университет
de_france@mail.ru

Аннотация. Анализ общего состояния добычи нефти и газа в Российской Федерации и на Северном Кавказе (в частности, Северо-Кавказская нефтегазоносная провинция) показывает, что на данный момент необходимость разработки и внедрения новых технологических решений является важным мероприятием. В связи с этим отдельный упор в статье делается на совершенствование и внедрение технологии по рациональному использованию попутного нефтяного газа как ценного химического сырья и как источника дополнительной электрической энергии. В статье проведено исследование вариантов по рациональному использованию попутного нефтяного газа.

Ключевые слова: технологии утилизации попутного нефтяного газа; осложнения при сборе и подготовке ПНГ; технология мягкого парового риформинга; подготовка попутного нефтяного газа к использованию; технологические решения по выработке электроэнергии из ПНГ; получение из ПНГ продукции с высокой добавленной стоимостью; рациональное использование попутного нефтяного газа.

Kusov Gennady Vladimirovich

Graduate student,

North-Caucasian Federal University

Annotation. Analysis of the general state of oil and gas production in the Russian Federation and the North Caucasus (in particular, the North Caucasus oil and gas province) shows that at the moment the need to develop and introduce new technological solutions is an important event. In this regard, the article focuses on the improvement and implementation of technology for the rational use of associated petroleum gas as a valuable chemical raw material and as a source of additional electric energy. The article investigates options for the rational use of associated petroleum gas.

Keywords: associated petroleum gas utilization technologies; complications in the collection and preparation of associated petroleum gas; soft steam reforming technology; preparation of associated petroleum gas for use; technological solutions for generating electricity from associated petroleum gas; obtaining high value-added products from associated petroleum gas; rational use of associated petroleum gas.

О осложнениях при сборе и подготовке попутного нефтяного газа

Попутный нефтяной газ (ПНГ) – смесь углеводородных и неуглеводородных газов и паров, сорбированная (растворённая) нефтью в пластовых условиях, а также находящаяся в свободном состоянии в газовых шапках нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений, выделяющаяся из сырой нефти в процессе её добычи.

Количество растворённого газа в нефти – газовый фактор, находится в пределах от 3–5 м³/т в самых верхних горизонтах и до 200–300 м³/т и более в глубоко залегающих пластах при хорошей сохранности залежей.

При наличии на месторождении газовых шапок газовый фактор достигает и более высоких значений от 700 м³ и выше на тонну нефти (за счёт прорыва газа из газовой шапки). Объёмы добычи попутного газа находятся в прямой зависимости от добычи нефти, поскольку к попутному газу относится растворённый газ или смесь растворённого газа и газа из газовой шапки из всех видов месторождений углеводородного сырья, добываемого через нефтяные скважины.

По составу нефтяные газы подразделяют на:

- преимущественно углеводородные, содержащие 95–100 % углеводородных компонентов;
- углеводородные, имеющие примесь двуокиси углерода от 4 до 20 %;
- углеводородные с примесью азота 3–15 %;
- углеводородные, содержащие примеси азота и двуокиси углерода;
- углеводородно-азотные, содержащие порядка 50 % азота.

Кроме этого, в нефтяных газах присутствуют пары воды, сероводородные газы, аргон.

В нефтяных газах отдельных месторождений содержатся промышленные запасы гелия.

По соотношению метана и его гомологов нефтяные газы делят на:

- сухие, содержащие CH_4 свыше 85 %, $\text{C}_2\text{H}_{6+\text{в}}$ до 15 %;
- жирные, содержащие CH_4 менее 85 %, $\text{C}_2\text{H}_{6+\text{в}}$ более 15 %.

Для использования ПНГ требуется совершенствовать уже существующие технологии или разрабатывать новые технологические и конструкторские решения по его добыче, сбору и подготовке. С целью определения направлений этих разработок необходимо выявить основные негативные явления (причины), осложняющие добычу, сбор и подготовку ПНГ.

Основными причинами, вызывающими осложнения при сборе и подготовке нефтяных газов, являются следующие:

- 1) низкое и различное давление газа сепарации нефти: обычно на первой ступени давление поддерживают в пределах 1,7–2,0 МПа, на второй – 0,7–1,6 МПа, на третьей – 0,1–0,3 МПа. Различное количество нефтяного газа, отбираемого на ступенях сепарации нефти, максимум приходится на первую ступень, минимум – на последнюю;
- 2) повышенное содержание конденсирующихся углеводородных компонентов $\text{C}_{3+\text{в}}$;
- 3) высокое содержание паров воды, количество которых увеличивается с понижением давления и увеличением температуры на ступенях сепарации нефти;
- 4) наличие в газе капельной жидкости (воды, нефти и конденсата) из-за недостаточной эффективности работы нефтяных сепараторов.

Непосредственно при сборе ПНГ в основном осложнения связаны со следующими факторами:

1. Низкое и различное давление газа

Традиционные компрессоры (поршневые, центробежные, вихревые, роторные) не в состоянии одновременно принимать газы разного давления, т.е. невозможно сжимать одним компрессором газы, имеющие разное давление. Различное давление газа на ступенях сепарации нефти диктует необходимость применения только один тип компрессора для сжатия газа определённого давления. При изменении давления газа на входе компрессора последний входит в так называемый режим «помпажа», при котором возникают неуправляемые пульсации газа и вибрация машины, приводящие к авариям и выходу агрегатов из строя.

2. Повышенное содержанием легкоконденсирующихся углеводородных компонентов

В поршневых и центробежных компрессорах при сжатии газов с повышенным содержанием $\text{C}_{3+\text{в}}$ при высокой температуре происходит осмоление рабочих поверхностей и отложение на них коксообразных веществ. Вследствие этого происходит недопустимая вибрация, как самого компрессора, так и подводных трубопроводов и технологического оборудования.

Конденсирующиеся компоненты хорошо растворяются в смазочных и уплотняющих рабочих поверхностях маслах. В связи с этим последние необходимо регенерировать на специальных установках или производить их частую замену. Это приводит к дополнительным капитальным и эксплуатационным расходам.

3. Повышенная концентрация солей

Соли откладываются на рабочих органах компрессорных агрегатов, в межступенчатых теплообменниках, в подводных трубопроводах и входных патрубках. Отложения нарушают регламентируемую работу компрессорного оборудования. Удаление солевых отложений очень трудоёмкий и энергетически затратный процесс, выполняемый с помощью специального оборудования. В процессе применяются различные химические реагенты, вещества, получающиеся в результате реакций необходимо утилизировать или соответствующим образом ликвидировать.

4. Изменение компонентного состава газа

Изменение компонентного состава газа при длительной эксплуатации месторождения может быть очень значительным. Это приводит к увеличению или уменьшению его суммарной молекулярной массы и, как следствие, к изменению его плотности, что в свою очередь приводит к изменению энергетических характеристик машины всегда в худшую сторону.

5. Большое содержание паров воды

Большое содержание воды повышает вероятность образования газовых гидратов в сборных трубопроводах и изменению давления на приёме компрессоров и к вышеуказанным осложнениям в их работе. Для предотвращения образования в осенне-зимний период гидратов подаются водные растворы метанола. В связи с этим в сборных газопроводах увеличивается количество жидкости, увеличивая их гидравлическое сопротивление. Наличие воды в системе усиливает коррозию оборудования, особенно при содержании в газе кислых компонентов.

6. Наличие в газе капельной жидкости

В сборных газопроводах из-за конденсации легкоконденсирующихся компонентов, паров воды, уноса из нефтяных сепараторов нефти и воды скапливается большое количество жидкости. Наличие больших масс жидкости в газопроводах увеличивает их гидравлическое сопротивление. Кроме того, при движении масс жидкости по трубопроводам центробежными силами создаются опасные напряжения, которые приводят к образованию пробкового режима течения смеси, увеличивая риск преждевременного уноса труб и возникновения аварии.

При поступлении серии жидкостных пробок из трубопровода непосредственно в компрессор или в предварительный сепаратор каждая предыдущая жидкостная пробка движется с ускорением, и за счёт образующегося за ней разрежения последующая жидкостная пробка также увеличивает свою скорость. Естественно, что при поступлении жидкости в компрессор традиционного типа она приведёт его к разрушению.

Подготовка газа к транспорту и дальнейшему его использованию включает технологии его очистки от углеводородов $C_{3+в}$, паров воды и кислых компонентов и имеет схожую природу осложнений с его сбором.

1. Осложнения, связанные с низкими и различными давлением и количеством газа, а также с повышенным содержанием легкоконденсирующихся углеводородных компонентов.

Отделение углеводородов $C_{3+в}$ (и попутно воды) обычно производится методом конденсации. При этом подбирают соответствующее давление и температуру, для чего низконапорный газ сжимают и охлаждают. Холод обычно получают дросселированием с помощью детандерных агрегатов или в холодильных машинах.

Первые два способа малоприменимы для промыслов из-за низкого начального давления. Холодильные машины традиционных типов экономически нецелесообразно применять на промыслах, где добываются небольшие количества нефтяного газа.

2. Осложнения, связанные с повышенной концентрацией солей.

Помимо тех осложнений, связанных с солями и описанных выше, имеются и осложнения в работе современных систем абсорбционной осушки углеводородных газов. Со временем происходит накопление солей в абсорбентах. Наличие солей в абсорбентах приводит:

- к образованию в смеси с углеводородами стойких эмульсий и пены, что увеличивает потери абсорбентов в результате их вторичного уноса из массообменных и сепарационных аппаратов установок осушки газа;
- к осаждению солей на трубах теплообменников и испарителей, что приводит к снижению эффективности или авариям последних;
- к термическому разложению высокомолекулярных соединений абсорбентов, возникающему вследствие местных перегревов на поверхностях теплообменных аппаратов и испарителей.

В связи с негативным действием солей необходимо их удалять из абсорбентов.

Таким образом, осложнения, связанные со сбором и подготовкой низконапорных нефтяных газов, касаются компримирования газа и удаления из него воды и углеводородных компонентов $C_{3+в}$ при минимальном расходе потенциальной энергии давления газа. Решение этих проблем требует новых подходов к разработке новых технологий и техники и модернизации существующих. Реализация таких технологий и техники должна иметь минимальные капитальные и эксплуатационные затраты, в противном случае эксплуатация месторождений на последней стадии разработки может быть нерентабельной.

Технология мягкого парового риформинга

Как отмечалось ранее, переработка ПНГ с получением сухого отбензиненного газа (СОГ), сжиженных углеводородных газов (СУГ) и широкой фракции лёгких углеводородов (ШФЛУ) требует наличия соответствующих объектов по сбору, подготовке и транспорту газа на газоперерабатывающие заводы. Эти объекты являются весьма дорогостоящими по капитальным вложениям и затратам на эксплуатацию, их строительство для малоресурсных и удалённых нефтяных месторождений, как правило, экономически не оправдано.

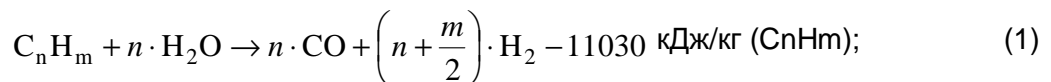
Ужесточение государственных требований к экологии и возросшие штрафы за сжигание ПНГ на факелах привели нефтяные компании к необходимости поиска других способов рационального использования нефтяного газа месторождений, не имеющих доступа к газотранспортным сетям.

Для экономически оправданного способа обеспечения электроэнергией и теплом предприятий нефтедобычи и объектов в их непосредственной близости потребовалась относительно простая и надёжная технология подготовки нефтяного газа.

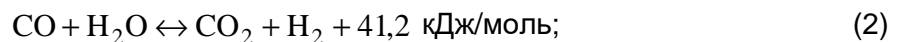
Главная цель – конвертировать тяжёлые гомологи метана ($C_{2+в}$) в топливный газ с нормализованными характеристиками, который наиболее предпочтителен в качестве топлива для газопоршневых и газотурбинных энергоагрегатов. Такая технология, названная «мягкий паровой риформинг» (МПР), на территории России была разработана в Институте катализа Сибирского Отделения РАН, доработана для коммерциализации и промышленного внедрения дочерней инжиниринговой структурой института ООО «БИ-АЙ Технолоджи» и испытана на объекте ООО «Газпромнефть-Восток» при участии специалистов и экспертов ПАО «Газпромнефть» и ООО «Газпромнефть-Восток».

Процесс МПР основан на следующих реакциях:

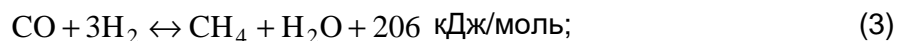
- паровой риформинг:



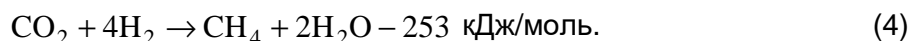
- шифт-реакция:



- метанирование:



- реакция Собатье:



На реакции 1–4 главным образом влияют три фактора: температура, давление и количество подаваемого водяного пара.

В соответствии с принципом Ле Шателье и термодинамикой реакций для получения максимального выхода метана при минимальном содержании водорода и углекислого газа в продуктах конверсии необходимо чтобы процесс осуществлялся при возможно более низкой температуре, в то время как температура технологического режима должна обеспечивать достаточную скорость протекающих реакций при приемлемом расходе сырьевой смеси через реактор. Исходя из этого и результатов экспериментов, оптимальная температура процесса определена в диапазоне 250–350 °С в зависимости от состава сырья.

Существует также определённое противоречие между теоретическими и фактическими значениями оптимального количества подаваемого водяного пара. Избыток воды подавляет протекание реакций 3 и 4, т.е. снижает выход метана, поэтому её подачу в реактор необходимо осуществлять на минимальном стехиометрическом уровне. В то же время чрезмерное снижение подачи водяного пара связано с опасностью карбонизации (коксования) поверхности катализатора. Оптимальное значение мольного соотношения $H_2O/C_{2+в}$ равно 0,4–0,6.

Что касается давления сырьевого газа, то в производственных условиях оно зависит от условий сепарации на конкретном объекте добычи и подготовки нефти, поэтому практически не входит в перечень регулируемых параметров.

Таким образом, варьируя температуру и количество водяного пара, можно эффективно управлять как скоростью протекания процесса МПР, так и содержанием водорода, углекислого газа и метана в продуктах реакции.

При разработке катализатора процесса МПР принимались во внимание технологическое обеспечение и условия реализации процесса на отдаленных нефтепромыслах. Главными требованиями являлись:

- селективность относительно образования метана из всех жирных компонентов нефтяного газа;
- высокая активность при сравнительно низких температурах;
- повышенная стойкость к карбонизации;
- термическая стабильность без существенного снижения активности;
- обеспечение промышленного производства катализатора.

Этим требованиям соответствовал выпускаемый в промышленном масштабе никельсодержащий катализатор на основе оксида алюминия, модифицированный промотирующими добавками.

Опытно-промышленные испытания установки номинальной производительностью 300 м³/ч (рис. 1) проводились в сентябре-декабре 2015 года на юго-западном участке Крапивинского месторождения ООО «Газпромнефть-Восток».



Рисунок 1 – Внешний вид установки МПР-300

Установка состояла из следующих технологических аппаратов и устройств (рис. 2):

- подготовки и подачи нефтяного газа;
- получения деминерализованной и питательной воды;
- производства насыщенного и перегретого пара;
- получения и подачи на установку сжатого азота;
- получения нормализованного природного газа.

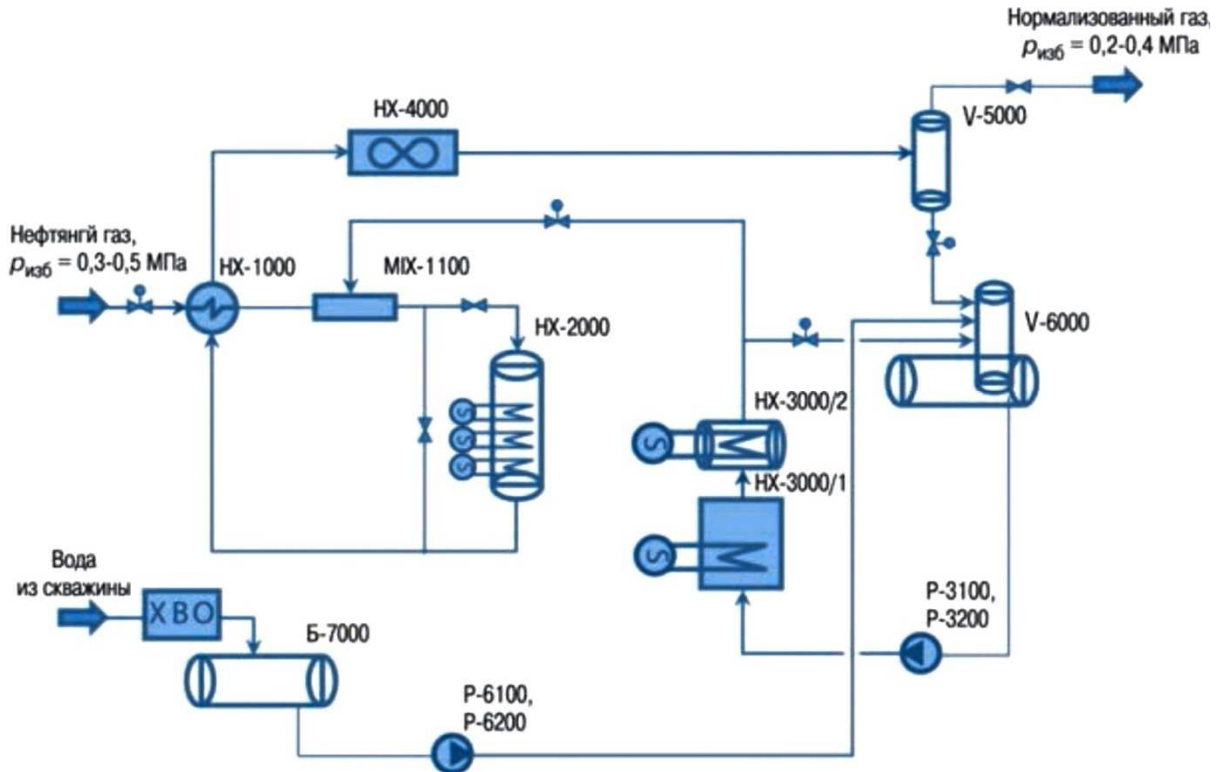


Рисунок 2 – Принципиальная технологическая схема установки МПР-300

Нефтяной газ при $p_{изб} = 0,3-0,5$ МПа, содержащий:

- 71,70 % метана,
- 7,81 % этана,
- 7,46 % пропана,
- 1,43 % изо-бутана,
- 2,50 % н-бутана,
- 0,63 % изо-пентана,
- 0,65 % н-пентана,
- 0,50 % изо-гексана,
- 0,18 % н-гексана,
- 4,32 % диоксида углерода,
- 2,51 % азота,

поступает в трубное пространство теплообменника НХ-1000, где подогревается до рабочей температуры 250–280 °С. В смесителе MIX-1100 он соединяется с перегретым водяным паром перед подачей в риформер НХ-2000, где парогазовая смесь вступает в химическую реакцию с образованием нормализованного газа. Последовательно охлаждаясь теплообменнике НХ-1000 и аппарате воздушного охлаждения НХ-4000, нормализованный газ поступает в сепаратор V-5000, в котором отделяется от избыточной сконденсировавшейся воды и подаётся на выход установки. Вода из сепаратора V-5000 поступает на рецикл в деаэратор V-6000 для подготовки и подачи в процесс МПР. Для предотвращения гидратообразования в линии топливного газа предусмотрен впрыск изо-пропанола.

Техническая вода, поступающая на установку, проходит химическую водоподготовку в блоке ХВО (в опытно-промышленной установке была применена установка очистки воды методом обратного осмоса). Из накопительной ёмкости Е-7000 насосами Р-6100 и

P-6200 очищенная вода подаётся для удаления остаточного кислорода в деаэратор V-6000, где под действием перегретого пара нагревается до температуры 90–95 °С, при этом из неё удаляется избыточный кислород. Далее подготовленная вода насосами P-3100 и P-3200 подаётся в электрический испаритель НХ-3000/1 и далее в электрический пароперегреватель НХ-3000/2, где пары воды нагреваются до рабочей температуры 280–300 °С и поступают для смешивания с газом в смеситель MIX-1100.

В опытно-промышленной установке были применены электрообогрев для проведения первичного нагрева реактора и поддержания рабочей температуры в межтрубном пространстве риформера, а также электронагрев для генерации и перегрева водяного пара. В промышленных установках для этих целей будет использоваться специальный агрегат, работающий на топливном газе.

Испытания проводились в режиме работы установки, соответствующем на основании проведенных стендовых испытаний оптимальным условиям реализации процесса. Изменение температуры реактора достигалось соответствующей установкой температуры теплоносителя за счёт регулирования мощности трубчатых электронагревателей. В экспериментах регистрировались следующие показатели:

- температура в реакторе;
- давление на входе в реактор и выходе из него;
- объёмный расход нефтяного газа;
- остав продуктов конверсии.

Содержание водорода и углекислого газа в нормализованном газе на выходе из сепаратора измерялось непрерывно газоанализатором ТЕСТ-1 ООО «БОНЭР» (г. Новосибирск). С периодичностью не реже 360 мин. на переносном хроматографе ФХГ-1М-2 проводились отбор проб и анализ состава исходного и нормализованного нефтяного газа с целью определения содержания каждой из гомологических групп углеводородов C₂₊.

Полученные на объекте ООО «Газпромнефть-Восток» результаты испытаний позволяют сделать вывод о высокой эффективности технологического процесса МПР, которую подтверждают достигнутые показатели (табл. 1).

Таблица 1 – Показатели эффективности МПР

Показатели	План	Факт
Средневзвешенная степень конверсии при объёмной скорости подачи сырья 1200 ч ⁻¹ и температуре 320 °С, %	90	94
Работоспособность процесса при содержании гомологов метана, г/м ³	320	2000 (периодически)
Нижний предел температуры протекания риформинга, °С	300	280
Мольное отношение пар/гомологи метана для оптимального протекания процесса	0,7	0,3-0,4
Температурный предел отсутствия зауглероживания катализатора при дефиците пара, °С	260	305
Максимальная объёмная скорость подачи сырья при приемлемом уровне конверсии (75 %), ч ⁻¹	1400	2600

Проведённые лабораторные, стендовые, пилотные исследования и опытно-промышленные испытания показывают перспективность применения технологии МПР для переработки нефтяного газа в нормализованное газомоторное топливо. Важным преимуществом этой технологии является возможность перерабатывать газ с высоким содержанием жирных углеводородов. В зависимости от содержания углеводородов C_{2+в} можно значительно увеличить объём смеси, т.е. выход метана. Отмеченное является важным конкурентным преимуществом технологии МПР перед другими технологиями переработки нефтяного газа, поскольку в настоящее время нет других коммерчески оправданных технологических решений, ориентированных на малоресурсные и удалённые нефтяные месторождения, для получения нормализованного газового топлива с целью локального автономного энергопроизводства.

Технология МПР имеет следующие дополнительные преимущества:

- проведение утилизации нефтяного газа для получения электроэнергии и метана непосредственно на нефтепромысле, что значительно сокращает затраты, связанные с транспортом нормализованного энергоносителя;

- возможность перерабатывать нефтяной газ с различным компонентным составом в метановодородную смесь;
- переработка любых объёмов газа;
- получение метановодородных смесей различного состава в качестве топлива для генерации энергии, в том числе для собственных промысловых нужд;
- возможность компримирования полученного природного газа;
- использование блочно-модульной компоновки оборудования, позволяющей проводить ремонтные работы, замену блоков, наращивание мощности, в том числе и в полевых условиях;
- снижение эмиссии CO₂ в объёме замещения сжигаемых топлив.

К недостаткам технологии можно отнести достаточно значительную потребность в тепловой энергии для подогрева нефтяного газа и производства перегретого водяного пара.

Подготовка попутного нефтяного газа к использованию

Как отмечалось ранее, одно из осложнений при утилизации ПНГ связано с низкими и различными давлениями газа на различных ступенях сепарации, а также с повышенным содержанием легкоконденсирующихся углеводородных компонентов.

Техническим решением задачи компримирования двух и более газов различных давлений, температур и составов одним струйным компрессорным агрегатом, является установка подготовки ПНГ различных ступеней сепарации нефти. Газ различных ступеней сепарации нефти собирается в две технологические нитки с давлением 0,15 МПа и 0,0094 МПа.

Установка сбора и подготовки нефтяных газов выполнена по схеме, представленной на рисунке 3.

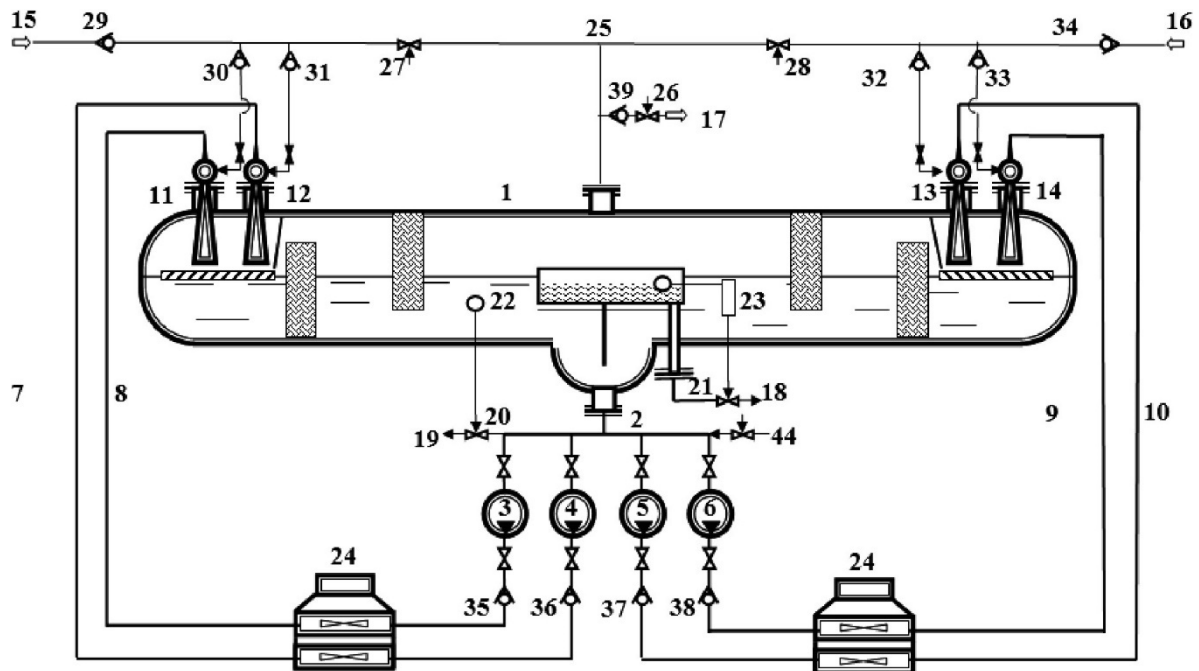


Рисунок 3 – Принципиальная схема ГСКА:

- 1 – МФА (трёхфазный разделитель); 2 – трубопровод подачи рабочей жидкости; 3–6 – насосы;
 7–10 – трубопроводы высоконапорной жидкости; 11–14 – струйные компрессора (эжекторы);
 15 – трубопровод высоконапорного газа; 16 – трубопровод низконапорного газа;
 17 – трубопровод сжатого газа; 18 – трубопровод вывода конденсата; 19 – трубопровод вывода конденсата;
 20, 21 – управляемые клапаны по жидкости; 22, 23 – сигнализаторы уровня; 24 – АВО; 25 – байпас;
 26–28 – управляемые клапаны по газу; 29–39 – обратные клапаны;
 40 – трубопровод подвода рабочей жидкости

Принцип действия ГСКА сводится к следующему. Рабочая жидкость из МФА 1 поступает по трубопроводу 2 в насосы 3, 4, 5 и 6, которые нагнетают её по трубопроводам 7, 8, 9, 10 и подают в жидкостно-струйные компрессоры 11, 12, 13 и 14. В жидкостно-

струйные компрессоры 11 и 12 подаётся низконапорный газ II-ой ступени сепарации по трубопроводу 15, а в компрессоры 13 и 14 по трубопроводу 16 высоконапорный газ I-ой ступени сепарации. Струи высоконапорной жидкости, истекая из сопел, захватывают низконапорный газ, смешиваются с ним и передают ему свою кинетическую энергию. Газожидкостная смесь в диффузоре эжектора затормаживается и повышает своё давление. После чего поступает в МФА 1, где происходит трехфазное разделение смеси на рабочую жидкость – воду, углеводородный конденсат и сжатый газ. Сжатый газ отводится по трубопроводу 17, углеводородный конденсат – по трубопроводу 18, а рабочая жидкость вновь подаётся по трубопроводу 2 в насосы.

В исходном газе всегда присутствует вода в парообразном и капельном виде. При сжатии газа пары конденсируются, а капельная вода улавливается в трёхфазном разделителе – МФА 1. Со временем её количество увеличивается, излишки сбрасывается по трубопроводу 19. Сброс воды и углеводородного конденсата осуществляется автоматически по команде управляемыми клапанами 20 и 21 соответственно от сигнализаторов уровня 22 и 23.

При сжатии газа выделяется тепло, которое нагревает рабочую жидкость. Для её охлаждения служат АВО 24.

Регулировка температуры рабочей жидкости осуществляется автоматически включением и отключением АВО по команде от термпары (условно не показанной) или по команде оператора.

После узлов регулирования давления подготовленного газа и окончательной сепарации предусмотрен подогрев сжатого газа на 20–40 °С выше температуры сепарации газа в теплообменнике.

Регулировка производительности в агрегате производится ступенчато и плавно. Ступенчатая регулировка выполняется отключением насосов. Плавная регулировка производится путём регулирования производительности насосов инверторами, а также существует возможность перепуска части сжатого газа по байпасной линии 25.

Для подачи рабочей жидкости в эжекторы 2 и 3 используются два насосных агрегата 6 и 7 (GI 150-80-MIS-240/4) с напором 267,5 м, производительностью 45–66 м³/ч, расчётной потребляемой мощностью (при расходе 66 м³/ч) – 71 кВт.

Для подачи рабочей жидкости в эжекторы компримирования газа II-ой ступени сепарации 4 и 5 используются два насосных агрегата 8 и 9 (GI 150-80-MIS-240/6) с напором 347 м, производительностью 79-114 м³/ч, расчётной потребляемой мощностью (при расходе 114 м³/ч) – 149,3 кВт.

Основные преимущества ГСКА перед традиционными компрессорными агрегатами:

- возможность компримирования газов любого состава и давления, в том числе жирных с их конденсацией при сжатии;
- возможность компримировать одновременно несколько газов различного состава с разными давлениями и температурой;
- применение изотермического сжатия газа – низкие температуры сжимаемого газа 10–35 °С (высокая степень сжатия в одной ступени до 10 при изотермическом к.п.д. процесса 0,35–0,46);
- уменьшенные капитальные и эксплуатационные затраты;
- имеет малый срок окупаемости. Капиталовложения на затраты по приобретению силовых агрегатов и на строительно-монтажные работы примерно в два раза ниже, чем для установок с винтовыми компрессорами;
- общие эксплуатационные расходы на струйные компрессоры примерно на 30 % меньше, чем у винтовых компрессорных установок;
- моторесурс, на порядок больший, чем у компрессоров традиционного типа;
- высокая надёжность и обеспечение возможности непрерывной работы насоса (порядка 8000 часов);
- не имеет традиционного масляного хозяйства и не требуют специальных смазочных материалов;
- стабильно функционирует при наличии в исходном газе загрязнений в виде пены, механических примесей и капельной жидкости;

- стабильно работает на различных химических составах газа и при его изменении, в т.ч. с содержанием коррозионно-активных компонентов более 2 %;
- не теряет своей работоспособности при наличии в исходном газе жидкости, поступающей в виде пробок, а также конденсата, образующегося при сжатии;
- высокоэффективно очищает (промывает) сжимаемый газ от всех видов загрязнений;
- производит удаление из сжимаемого газа в виде конденсата высокомолекулярных углеводородных соединений;
- при применении в ГСКА в качестве рабочей жидкости абсорбентов может производиться осушка сжимаемого газа от паров воды;
- простота в обслуживании, не требующая высококвалифицированного персонала;
- выполнена полная автоматизация, запуск и остановка осуществляется одной кнопкой на щите управления насосами или по команде из операторной;
- возможность использования тепла, выделяющегося при сжатии газа, например, для подогрева нефти рабочей жидкостью, обогрева производственных помещений и пр.

В качестве примера практического использования ГСКА при компримировании газов различного давления ступеней сепарации может служить ГСКА на пункте сбора нефти и газа «Романово» (Калининградская область).

Технологические решения по выработке электроэнергии из попутного нефтяного газа

В последние годы получают всё более широкое применение в нефтяной и других отраслях промышленности газопоршневые (ГПУ) и микротурбинные установки (МТУ). Запрет на сжигание попутного нефтяного газа в факелах резко расширил рынок автономных установок для выработки электроэнергии в нефтяной промышленности.

Электростанции, работающие на газе, дают возможность получать тройной экономический эффект от:

- выработки электроэнергии;
- снижения штрафных санкций;
- продажи квот на загрязнение окружающей среды.

В этих условиях реальным путём повышения эффективности энергетического производства является развитие локальных автономных децентрализованных источников комбинированного производства электроэнергии и тепла как на базе газопоршневых двигателей, так и на базе микротурбин, неоспоримыми преимуществами которых являются:

- высокий КПД;
- возможность работы на попутном нефтяном газе;
- полная независимость от региональных энергосетей (а, следовательно, и от роста тарифов);
- надёжность;
- отсутствие затрат на строительство подводящих и распределительных сетей.

Предложение по использованию газопоршневых электростанций

Основными преимуществами ГПУ являются:

- простота, надёжность конструкции и самый высокий электрический КПД. Электрический КПД современных газопоршневых установок при работе на российском природном газе (газ считается очень хорошим) составляет ~40 %;
- большинство марок газопоршневых станций/установок может работать в режиме когенерации, т.е. как теплоэлектростанции;
- соотношение выдачи двух видов энергий при работе газопоршневой электростанции на номинальном режиме составляет пропорцию 1:1, т.е. на 1 МВт установленной электрической мощности можно получать 1 МВт тепловой энергии;
- все эксплуатационные расходы газопоршневой установки с лихвой перекрываются её непревзойденной экономичностью в отношении расхода газа;

- способность газопоршневых установок работать с низким давлением газа;
- срок изготовления газопоршневых электростанций в зависимости от сложности от 15 до 60 дней;
- автономные электростанции на базе газопоршневых установок не нуждаются в строительстве дорогостоящих электрических сетей;
- низкие эксплуатационные затраты, а также возможность ремонта агрегата на местах;
- относительная компактность ГПУ позволяет производить их в блочно-модульном исполнении, что облегчает условия монтажа и технического обслуживания, а также позволяет размещать их в непосредственной близости от нефтегазодобывающих объектов;
- возможность кластеризации (параллельная работа нескольких установок), что подразумевает под собой комплекс из нескольких ГПУ, обеспечивающих 100 %-ную надёжность – при отказе одной теряется лишь часть электрической мощности;
- запуск электростанции с компьютера и выводом параметров работы газопоршневой электростанции на диспетчерский пункт.

Следует отметить, что одним из главных достоинств газопоршневых установок является возможность работы на попутном нефтяном газе.

Конкретным примером технического решения по выбору и использованию газопоршневых систем является модель газопоршневой когенерационной установки на базе АГП-315 фирмы ЗАО «ПФК «Рыбинсккомплекс» – газопоршневая электростанция максимальной мощностью до 340 кВт, в основе работы которой лежит принцип действия двигателя внутреннего сгорания.

В процессе производства электроэнергии газопоршневыми электростанциями выделяется определённое количество тепла, отводимое в окружающую среду. Применение технологии когенерации позволяет значительное количество вырабатываемого тепла ГПУ использовать для нужд потребителя. Как показывает практика – газопоршневые когенерационные установки являются эффективным методом по использованию тепла, который помогает достигать КПД до 90 %. Для производства определённого количества сдвоенной энергии (электро- и теплоэнергия) затрачивается значительно меньше топлива, чем при отдельном получении электроэнергии и теплоэнергии.

Принцип действия когенерационной установки сводится к следующему. Процесс когенерации осуществляется посредством агрегата, включающего в себя электрогенераторную установку с поршневым двигателем (газопоршневая электростанция) и систему утилизации вырабатываемого тепла. В качестве топлива для когенерационных установок на базе ГПУ может использоваться газ – природный, коксовый, биогаз, попутный нефтяной газ и т.д.

В когенерационной установке имеются 4 основных узла:

- 1) газопоршневой ДВС;
- 2) электрогенератор;
- 3) система утилизации тепла;
- 4) система управления.

На рисунке 4 представлена схема когенерационной установки на базе газопоршневой электростанции АГП-315 производства ЗАО «ПФК «Рыбинсккомплекс» и описан принцип действия когенерации.

Весь принцип работы системы утилизации тепла основан на использовании тепловой энергии выхлопных газов ГПУ.

Жидкостной теплоноситель потребителя (вода) направляется в котёл-утилизатор выхлопных газов. Отходящие газы ДВС проходят через кожухотрубный теплообменник, где производится перенос тепловой энергии жидкостному теплоносителю когенерационной установки, нагревая его до температуры в 90 °С. Далее теплоноситель (вода) отправляется в тепловую сеть потребителя. Данный контур является основным тепловым контуром оборудования, так как именно здесь осуществляется передача тепловой мощности на теплообменник потребителя.

Общий вид энергетического комплекса из трёх ГПУ, работающих в параллели, представлен на рисунке 5.

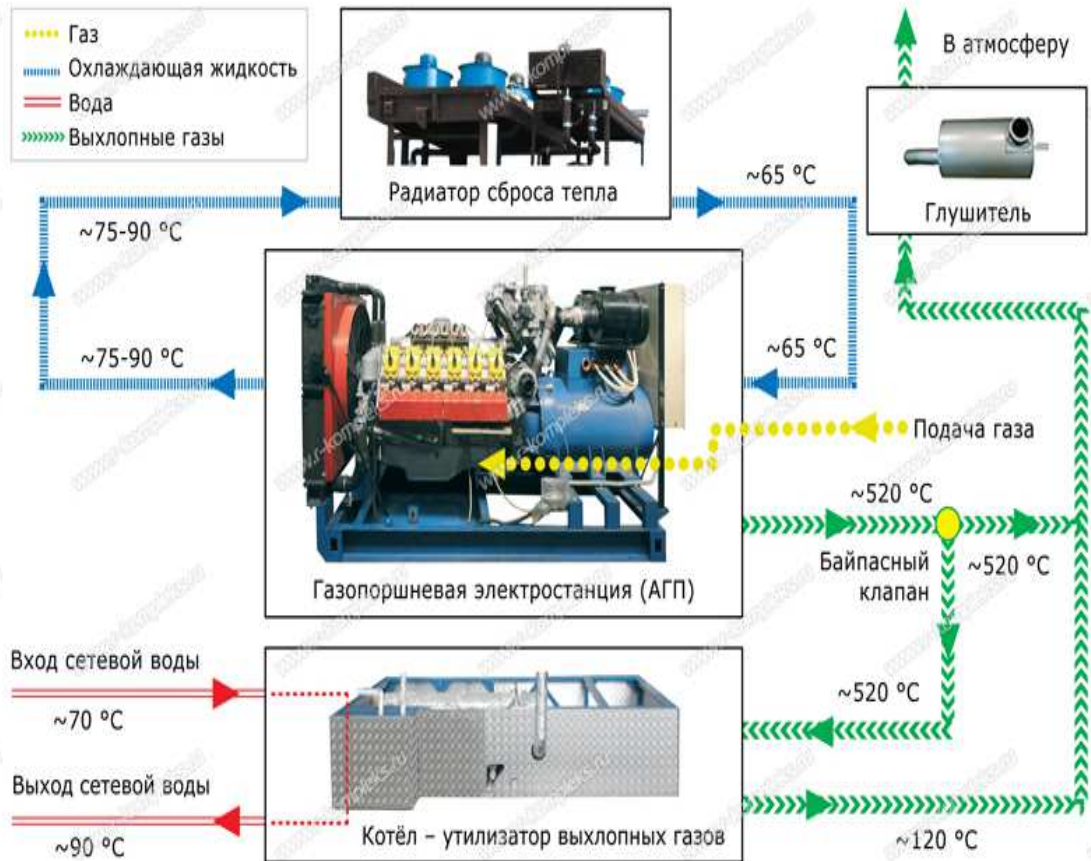


Рисунок 4 – Схема когенерационной установки



Рисунок 5 – Энергетический комплекс, состоящий из трёх ГПУ, работающих параллельно

Основные технические характеристики газопоршневой электростанции АГП-315

Газопоршневая электростанция серии «АГП» изготавливается в соответствии с ГОСТ-13822. Основные технические характеристики АГП-315 приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные технические характеристики АГП-315

Наименование параметра	Значение
Электрическая мощность (длительная), кВт/кВА	315/394
Максимальная электрическая мощность, кВт/кВА	346,5/433
Тепловая мощность, кВт	250
Расход теплоносителя, нм ³ /ч	7,17
Род тока	переменный трёхфазный
Номинальное напряжение, В	400
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный коэффициент мощности	1
Номинальный ток, А	570
Частота вращения вала двигателя, мин. ⁻¹	1500
Давление газа, кг/см ²	0,5-5
Система охлаждения, л	86
Система смазки, л	65
Расход топлива при номинальной нагрузке, м ³ /ч	110,2
Индикативный расход масла, г/сут.	1320
Габаритные размеры, мм Длина × ширина × высота	3340×1340×1930
Масса сухого электроагрегата, кг	4150
Гарантийная наработка, м.ч.	2000
Ресурс до капитального ремонта, м.ч.	15000

Для увеличения производительности и получения гибкости характеристик возможна работа электростанции АГП-315 в параллельном режиме до 32 агрегатов различной мощности.

Таким образом, независимое производство электроэнергии – автономное энергоснабжение на базе ГПУ производства фирмы ЗАО «ПФК «Рыбинсккомплекс» – это один из идеальных способов производства, передачи и распределения электричества и тепловой энергии непосредственно конечным потребителям.

При производстве электроэнергии на местах потребления устраняется и уменьшается потребность в дорогостоящей электросетевой инфраструктуре, снижаются многие виды потерь, исключаются посредники присущие «большой генерации».

Предложение по использованию микротурбинных электростанций

Основными преимуществами МТУ являются:

- возможность эксплуатации как в автономном режиме, так и параллельно с сетью;
- возможность единовременного 100 % наброса / сброса нагрузки;
- возможность работы в течение длительного времени при очень низких нагрузках, в том числе в режиме холостого хода;
 - техническое обслуживание каждые 4000 часов, за 24000 часов работы (около трёх лет) на сервисное обслуживание затрачивается не более 55 нормочасов;
 - интервал замены масла в турбогенераторе 24000 часов;
 - небольшое количество подвижных частей и соответственно низкий механический износ установки;
 - возможность работы на низкокалорийных топливах;
 - практически полное отсутствие вибраций;
 - установки на базе микротурбин компактны;
 - высокая степень автоматизации и надёжность системы управления обеспечивают работу установок в автоматическом режиме, без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Конкретным примером технического решения по выбору и использованию микротурбинных установок является модель TA-100RCHP фирмы «Elliott Energy Systems» (с 2008 и по настоящее время выпускаются под маркой «Calnetix Power Solutions») – микротурбинная установка для комбинированного производства электроэнергии и тепла мощностью до 100 кВт.

Микротурбинная установка представляет собой изделие полной заводской готовности. При разработке использован блочно-модульный принцип, позволяющий заменять в случае необходимости отдельный узел, а не изделие в целом. Все основные и вспомогательные системы и агрегаты смонтированы на единой пространственной раме.

Принцип работы установки сводится к следующему.

Очищенный атмосферный воздух попадает в воздухозаборник, откуда он поступает на вход в компрессор. В компрессоре воздух сжимается и за счёт этого нагревается до температуры 250 °С. После компрессора воздух поступает в специализированный газо-воздушный теплообменник 10 (рекуператор), где он дополнительно подогревается до температуры 500 °С. Использование такого решения позволяет примерно в 2 раза повысить электрическую эффективность установки. Далее нагретый сжатый воздух перед камерой сгорания смешивается с газообразным топливом высокого давления, откуда газо-воздушная смесь поступает в камеру сгорания для горения. Для повышения давления газа используется штатный дожимной компрессор. Покидая камеру сгорания, нагретые выхлопные газы попадают в колесо турбины, где, расширяясь, совершают работу, вращая её. Далее выхлопные газы попадают в рекуператор, где отдают своё тепло сжатому воздуху после компрессора. На выходе из рекуператора стоит байпасная заслонка, которая направляет выхлопные газы либо по байпасному газоходу, либо напрямую в котёл-утилизатор. В котле-утилизаторе выхлопные газы отдают своё тепло сетевой воде, которая нагревается там до требуемой температуры.

Общий вид микротурбинной установки TA-100RCHP представлен на рисунке 6, принцип работы микротурбинной установки представлен на рисунке 7.



Рисунок 6 – Энергетический комплекс на базе микротурбинных установок TA-100RCHP производства компании «Capstone Turbine Corporation»

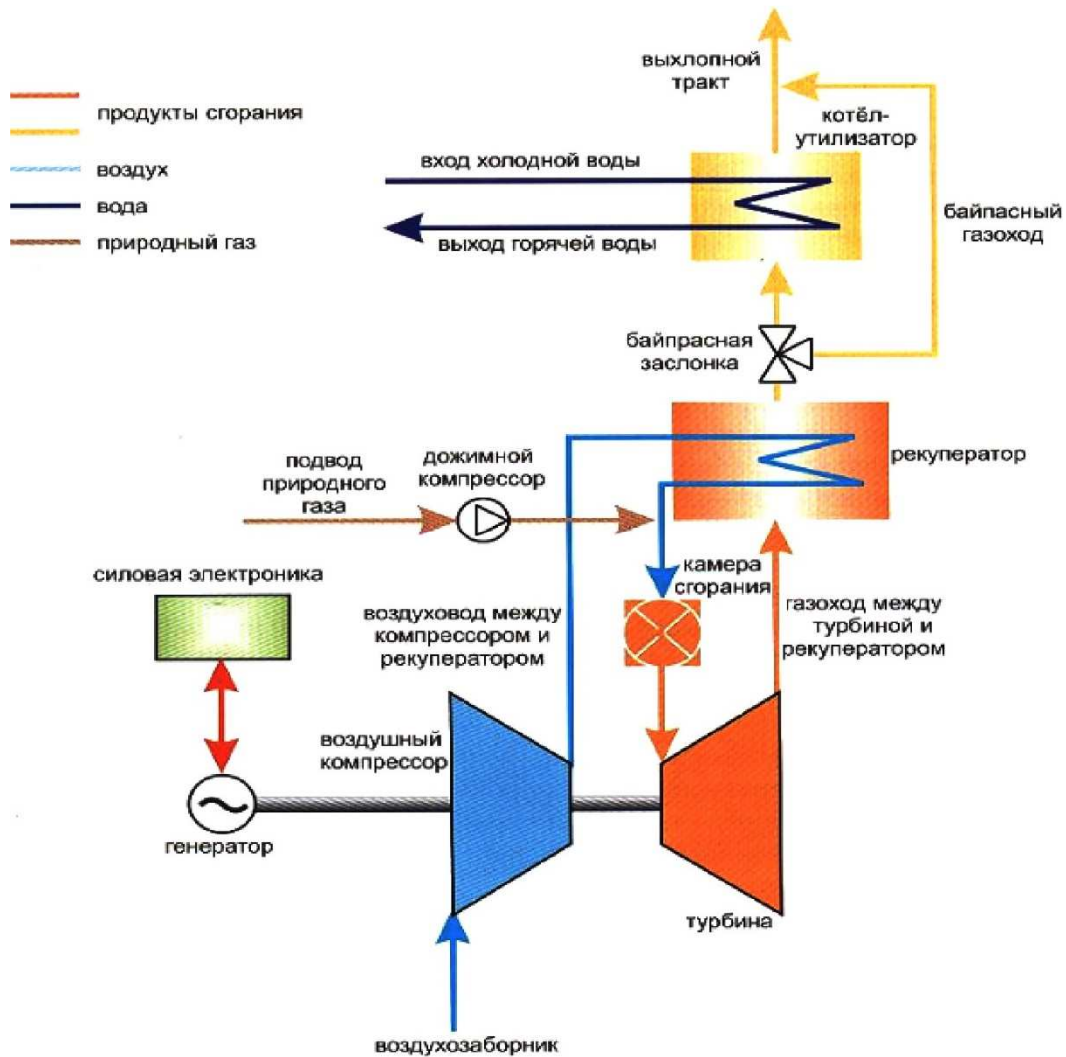


Рисунок 7 – Функциональная схема микротурбинной установки

Основные технические характеристики микротурбинной установки TA-100RCHP приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики МТУ

Наименование параметра	Значение
Электрическая мощность, кВт	100
Тепловая мощность, кВт	172
КПД электрический, %	29
Напряжение, В	400, 3 ф.
Номинальная частота, Гц	50
Количество используемых аккумуляторов, шт.	2
Уровень шума на расстоянии 1 м/10 м, дБ	75/62
Расход газа в режиме номинальной мощности, нм ³ /ч	39
Частота вращения ротора, об./мин.	68000
Избыточное давление газа на входе в дожимной компрессор, кПа	от 0,5 до 35
Температура воды на входе в КУ, °С	70
Температура воды на выходе из КУ, °С	95
Габаритные размеры – длина x ширина x высота, мм	3316,5x917x2250
Масса электроагрегата, кг	2040

Следует отметить, что для увеличения производительности возможно модульное решение, что подразумевает под собой комплекс из нескольких микротурбин, обеспечивающих 100 %-ную надёжность – при отказе одной теряется лишь незначительная часть электрической мощности.

Подводя итог по выбору газовой электростанции можно сделать следующие выводы:

- для производства единицы энергии микротурбине необходимо затратить в 4 раза больше нм^3 невозобновляемых природных ресурсов (природного газа), чем газопоршневой установке;
- аккумуляторные батареи (АКБ) микротурбин имеют большую массу (около 300 кг), производство и утилизация таких АКБ весьма затруднительно. Технический персонал, ведущий эксплуатацию микротурбин, уверяет, что реально этот дорогостоящий элемент требует замены уже через 8000–9000 часов наработки против заявленных 12000 часов;
- КПД газопоршневых установок на порядок выше, чем у микротурбин (32 % против 26 % соответственно);
- зависимость КПД микротурбины от температуры окружающего воздуха крайне велика, выходная мощность турбины TA-100RCHP начинает падать уже при температуре $+30\text{ }^\circ\text{C}$, что особенно актуально в нашем регионе;
- цена 1 кВт установленной электрической мощности микротурбины минимум в 2–3 раза выше по сравнению с газопоршневой установкой, выше уже упоминалось, что потребление газа у микротурбин гораздо выше, что не может не отобразиться на конечной стоимости произведённой электроэнергии;
- в газопоршневых установках применяется сравнительно больший объём моторного масла. Но в структуре цены одного произведённого киловатта электроэнергии расходы на моторное масло не превышают 5 условных единиц, что очень немного;
- к большому минусу микротурбины можно отнести стоимость запасных частей (ЗИПа) для проведения капитальных ремонтов;
- необходимость присутствия мощного дожимного газового компрессора, «съедающего значительную часть произведённой мощности», для нормальной работы турбины.

Тем не менее, есть ряд параметров, по которым микротурбина опережает своих оппонентов:

- меньший уровень шума, более чистый выхлоп, меньшая вибрация;
- более высокое качество производимой электроэнергии;
- возможность применения на объектах с неравномерным графиком потребления энергии.

В заключении следует отметить, что газопоршневые установки остаются наиболее надёжными, рациональными по цене и энергоэффективными силовыми агрегатами для большинства автономных газовых электростанций.

Технологическое предложение по получению из попутного нефтяного газа продукции с высокой добавленной стоимостью

В последнее десятилетие всё большее внимание привлекает синтез жидких углеводородов из природных и попутных нефтяных газов. Это связано с истощением нефтяных запасов России, а также с ежегодным увеличением доли низконапорных газов по причине снижения пластового давления основных эксплуатируемых месторождений. В связи с тем, что необходимо поднимать давление газа для его подготовки и транспорта, увеличивается стоимость доставляемого газа потребителям. Стоимость транспортировки газа по трубопроводам приближается к критическому значению, т.е. к нерентабельности добычи и транспортировки газа, которая в настоящее время сглаживается вводом новых месторождений.

Таким образом, при наличии большого количества низконапорного газообразного углеводородного сырья имеет смысл непосредственно на местах добычи получение синтетических жидкостей, пригодных для длительного хранения, доставки потребителю любым видом транспорта, использования в качестве моторного топлива в регионах добычи газа, применения в технологиях сбора, подготовки и переработки углеводородного сырья, а также для получения высококачественных бензинов и дальнейшего химического синтеза.

В настоящее время разработано большое количество технологий по получению синтетических жидкостей и продукции углеводородного синтеза из природного газа.

На рисунке 8 представлена схема одной из таких технологий.

Однако получение жидких синтетических топлив из природного газа дороже моторных топлив, получаемых из нефти. Это связано с большими стартовыми капитальными и энергетическими затратами.

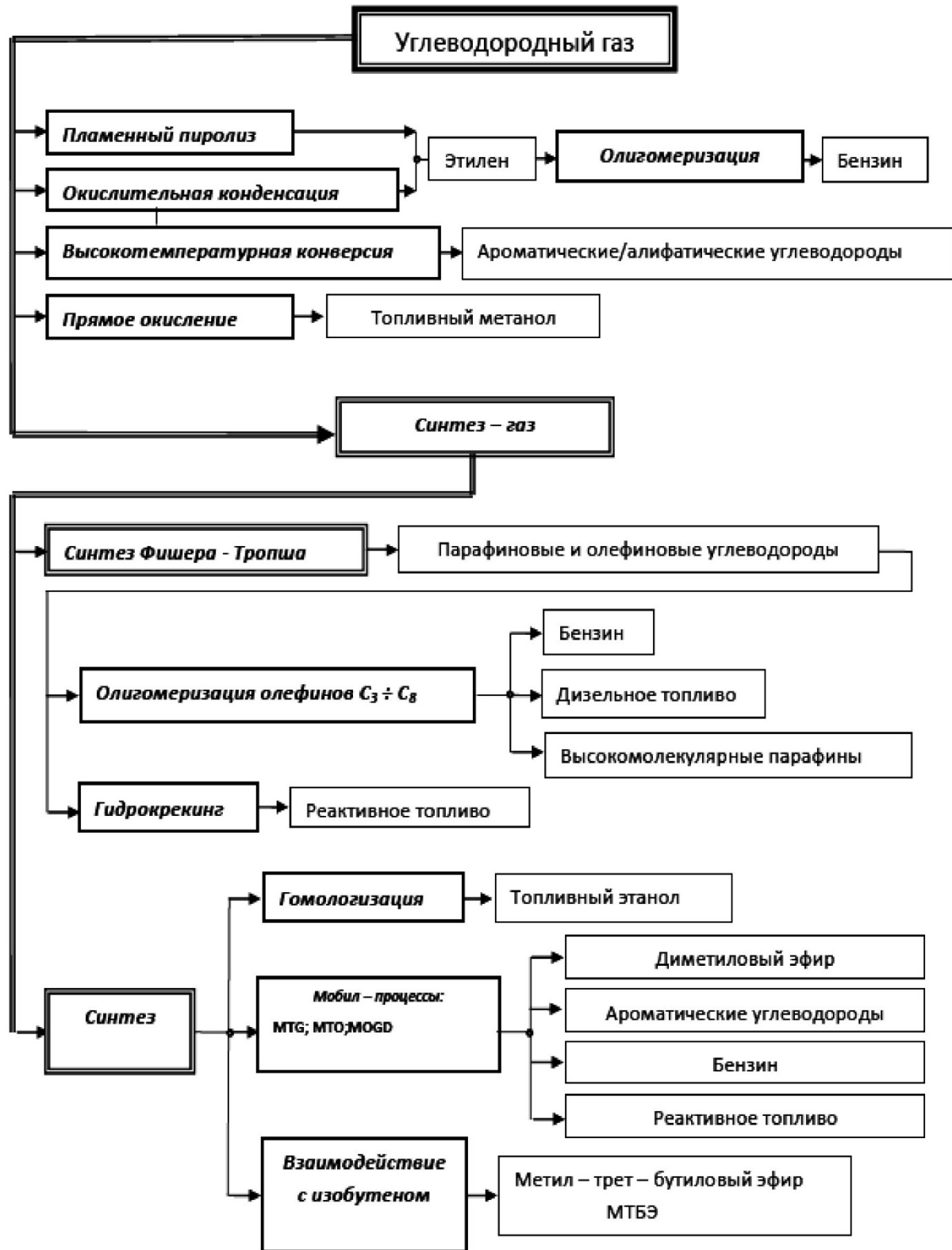


Рисунок 8 – Схема технологии получения из углеводородных газов синтетических жидкостей

Энергетические затраты можно сократить за счёт имеющихся на промыслах:

- энергии низконапорных углеводородных газов, которые можно использовать в качестве топлива для получения тепловой и электрической энергии;
- энергии отходящих технологических потоков (например, потоков после газотурбинных установок);
- энергии пластов месторождения, из которых производится отбор природного газа.

Комплексное использование этих видов энергии в промышленных установках должно существенно уменьшить, в конечном итоге, стоимость продукции, получаемой из углеводородных газов.

Снижение капитальных затрат достигается хорошо известным путём, а именно, уменьшением массово-габаритных показателей технологического оборудования. Уменьшение этих показателей достигается интенсификацией и совмещением в одном аппарате нескольких технологических процессов.

Имеется множество технологических, технических решений для успешного решения задачи по созданию промышленных энерготехнологических установок получения углеводородных синтетических жидкостей (моторных топлив, сырья для химической промышленности и пр.). В качестве примера в данной работе представлены некоторые из них.

Технология получения синтез-газа в компактных матричных конвекторах

Принципиально новая, не имеющая мировых аналогов автотермическая технология получения синтез-газа основана на некаталитической конверсии природных и попутных газов в синтез-газ в результате поверхностного горения углеводородов в проникаемых объёмных матрицах. Благодаря интенсивному теплообмену фронта пламени с внутренней поверхностью проникаемой для газа объёмной матрицы рекуперируется значительная часть тепла продуктов конверсии. Наряду с отсутствием потерь ИК излучения в замкнутой матрице это значительно расширяет пределы горения, позволяя с высоким выходом некаталитическом газофазном процессе превращать в синтез-газ практически любые углеводородные газы. На рисунках 9 и 10 схематично отображены принцип работы установки и основная химическая реакция.

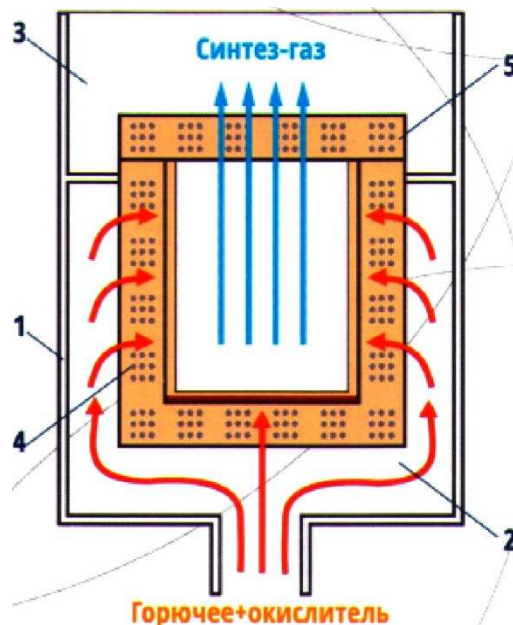


Рисунок 9 – Принцип работы матричного конвектора

Принцип работы установки сводится к следующему. Богатая (нереакционноспособная) смесь углеводородных газов с окислителем – воздухом или кислородом поступает в пространство 2 между внешним кожухом 1 генератора синтез-газа и пористой матрицей 4 и

проникает сквозь стенки и дно пористой матрицы в горячую зону. Парциальное окисление происходит в тонком слое во внутренней полости реактора. Пористая крышка 5, через которую выходят продукты реакции 3, препятствуют потере ИК излучения.

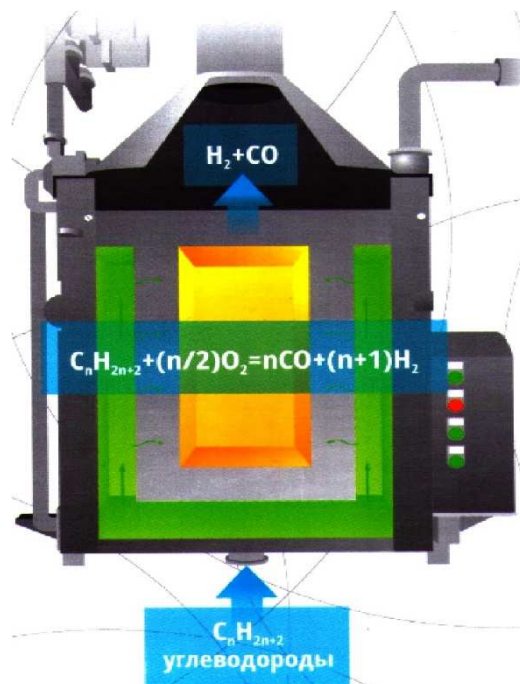


Рисунок 10 – Химическая реакция получения синтез-газа

К конкурентным преимуществам установки матричной конверсии углеводородов можно отнести:

- автотермический процесс, не требующий внешних источников тепла или энергии;
- возможность использования углеводородов практически любого состава, как газообразных, так и жидких, а также низкокалорийных углеводородных газов, в том числе биогаза с высоким (до 60 %) содержанием CO_2 ;
- простота масштабирования (от нескольких до тысяч $\text{м}^3/\text{ч}$), достигаемая как изменением размеров, так и модульной компоновкой конверторов;
- удельная производительность по синтез-газу на порядок выше, чем для традиционных промышленных риформеров;
- простота конструкции, низкая металлоёмкость;
- отсутствие особых требований к материалам матрицы, работающим при значительно более низкой температуре ($<800\text{ }^\circ\text{C}$), чем в традиционных риформерах ($<1200\text{ }^\circ\text{C}$);
- возможность использовать в качестве окислителя воздух, обогащённый воздухом, кислород;
- возможность работы как при атмосферном, так и при повышенных (20 атм.) давлениях.

Синтез-газ используется как сырьё для производства целого ряда химических продуктов. Использование технологии матричной конверсии приводит к существенному снижению капитальных и операционных затрат на производство синтез-газа и делает экономически рентабельным малотоннажное производство. Благодаря этому появляется возможность разработки низконапорных и истощённых месторождений, создания малотоннажных производств метанола, синтетических жидких топлив и других химических продуктов из природного газа или ПНГ.

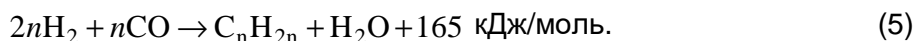
Экономически эффективная малотоннажная матричная конверсия попутных газов в синтез-газ и далее в легко транспортируемые синтетические жидкие углеводороды (СЖУ) – один из путей прекращения их факельного сжигания.

Внедрение матричных конверторов позволит обеспечить удалённые регионы химическими продуктами и моторными топливами, производимыми на месте из местных ресурсов, повысит энергонезависимость регионов, будет способствовать развитию местной промышленности и занятости населения.

**Производство искусственных жидких углеводородов.
Синтез Фишера-Тропша**

Одним из процессов получения искусственного жидкого топлива и ценных химических соединений на базе не нефтяного сырья (угля, природного газа, биомассы) является синтез углеводородов из CO и H₂, протекающий с участием катализаторов, содержащих переходные металлы VIII группы, известный как синтез Фишера-Тропша. Хотя есть и другие методы получения углеводородных смесей из не нефтяного сырья (например, гидрогенизация угля или биомассы, полукоксование и пиролиз углей), преимущественное развитие процесса Фишера-Тропша наглядно подтверждает его жизнеспособность и перспективность.

Синтез Фишера-Тропша проходит по реакции:



в присутствии катализаторов, содержащих металлы VIII группы Периодической системы – никель, кобальт, железо с добавками оксида тория и др.

Принципиальная технологическая схема одноступенчатого синтеза Фишера-Тропша фирмы «Sasol» на неподвижном железосодержащем катализаторе представлена на рисунке 11.

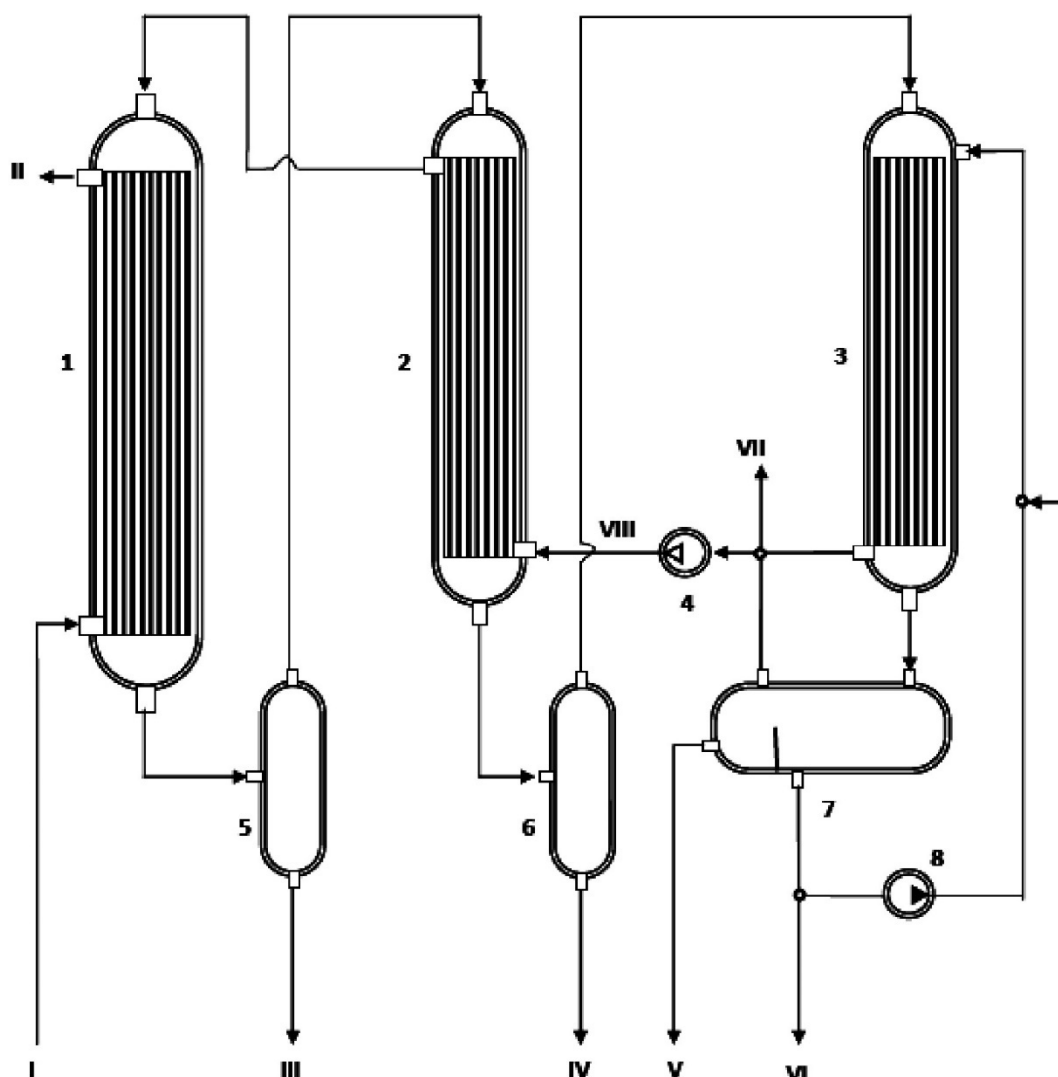


Рисунок 11 – Технологическая схема одноступенчатого синтеза Фишера-Тропша на неподвижном железосодержащем катализаторе:

- 1 – реактор; 2 – теплообменник; 3 – конденсатор; 4 – компрессор;
- 5, 6 – сепараторы; 7 – разделитель; 8 – насос;
- I – вода; II – пар; III – парафин; IV – высококипящие углеводороды;
- V – легкокипящие углеводороды; VI – вода реакционная; VII – газ остаточный;
- VIII – газ рециркуляционный; IX – щелочь

На катализаторах, содержащих железо, при температуре 200–270 °С и давлении 2,5–4,0 МПа образуется смесь, в которой имеются до 50 % олефинов и кислородорганические соединения. Железосодержащий катализатор фирмы «Sasol» в неподвижном слое работает непрерывно в течение 9–12 месяцев при давлении 2,5 МПа с постепенным повышением температуры 220 до 270 °С и обеспечивает конверсию синтез-газа в пределах 65–73 %. Бензины, получаемые на этих катализаторах, по моторным характеристикам превосходят бензины, получаемые кобальтсодержащих катализаторах. Однако на катализаторах, содержащих кобальт, процесс синтеза проходит в более мягких условиях.

В настоящее время ведутся интенсивные разработки новых катализаторов в России и за рубежом (фирмы «Sasol», «Mobil», «РЕКТ», «TAMU», «MIT»). Так, ПАО «Роснефть» подтвердила своё лидерство в разработке отечественных технологий GTL (Gas-to-liquid). На Ангарском заводе катализаторов и органического синтеза (ОАО «АЗКиОС») выпущены первые опытно-промышленные партии катализаторов синтеза Фишера-Тропша. На сегодняшний день ОАО «АЗКиОС» стал единственным в России предприятием, способным выпускать в промышленных масштабах подобные катализаторы.

Произведённые катализаторы позволяют эффективно перерабатывать природный и попутный нефтяной газ в синтетические углеводороды. Они успешно прошли испытания на лабораторном уровне и уже доказали свои высокие эксплуатационные характеристики.

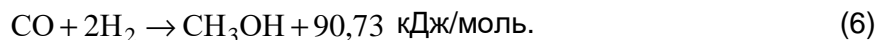
К недостаткам этого процесса следует отнести высокую стоимость катализаторов и сложность их регенерации.

С целью повышения выхода бензина, дизельного и реактивного топлива полученные смеси парафиновых и олефиновых углеводородов после отделения от водного компонента дополнительно подвергаются гидроочистке (гидрооблагораживанию) и используются как бензин и дизельное топливо.

Успешное внедрение технологии GTL является важным шагом к повышению эффективности технологий газопереработки, а также расширению ресурсной базы нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий.

Производство синтетических моторных топлив путём синтеза метанола

Кроме синтеза Фишера-Тропша в производстве синтетических моторных топлив широко применяется каталитический синтез метанола по реакции:



Каталитический синтез метанола протекает на:

- цинк-хромовых оксидных катализаторах при 25–35 МПа и температуре 350 °С;
- медьсодержащих оксидных (медьцинкоалюмохромовом, медьцинкоалюминиевом и др.) катализаторах при давлении 5,0–10,0 МПа и температуре 250 °С;
- катализаторе, состоящем из 80 % меди и 20 % цинка (марка СНМ-1), при давлении 0,5–5,0 МПа и температуре 270 °С.

В ходе синтеза по Мобил-процессу из метанола может образовываться либо смесь парафиновых, олефиновых C₅–C₁₀ и ароматических углеводородов, либо смесь низших олефинов.

При температуре 370 °С конверсия метанола составляет 99 %, выход жидких углеводородов – около 60 % на метанол, в том числе более 40 % ароматических углеводородов.

При синтезе углеводородов из метанола адиабатический разогрев достигает 600 °С, что во многом определяет выбор технологии и аппаратное оформление.

На рисунке 12 представлена фотография установки производства метанола на Юрхаровском газоконденсатном месторождении. Проект выполнен ЗАО «Метапроцесс», реализован Компанией ОАО «НОВАТЭК». Производительность установки 12500 тонн/год.

Строительство производства метанола непосредственно на месте добычи газа позволяет бесперебойно обеспечить метанолом газодобывающую компанию, исключить дорогостоящие встречные транспортные потоки метанола и природного газа для его выработки, снизить экологические риски при транспортировке и уменьшить себестоимость добываемого газа.



Рисунок 12 – Установка по производству метанола из метана на Юрхаровском месторождении

Создание опасного химического производства в сложных климатических условиях потребовало реализации новых технических решений. Само производство представляет собой агрегат на базе комплектной поставки с использованием современных энергосберегающих технологий, обеспечивающих безопасную эксплуатацию и выпуск продукции нужного качества. С целью минимизации массы, стоимости оборудования и материалов и их доставки, а также увеличения надёжности работы производства в экстремальных климатических условиях в основу производства был положен технологический процесс на базе паровой конверсии метана. Установка занимает площадь размером 34×60 м и размещена на существующей площадке установки комплексной подготовки газа (УКПГ). Обеспечение производства сырьём (осушенным природным газом) и энергоресурсами (исходной водой, электроэнергией, азотом, воздухом КИП) осуществляется от существующих сетей и источников УКПГ.

Для всех промышленных установок синтеза можно сформулировать некоторые общие требования, а именно:

- установки должны иметь минимальные массогабаритные показатели и быть транспортабельны автомобильным видом транспорта;
- для достижения минимальных массогабаритных показателей установок синтеза необходимо максимально использовать энергию углеводородных газов как первичных энергоносителей;
- в установках в первую очередь должны использоваться технологии синтеза, процессы которых проводятся без применения катализаторов, это увеличивает экологичность установок (исключается утилизация или захоронение отработанных катализаторов), снижает их эксплуатационные затраты и упрощает обслуживание;
- оборудование установок должно агрегатироваться с основным промышленным технологическим промышленным оборудованием;
- в установках должны максимально использоваться (утилизироваться) тепло и холод от потоков технологий подготовки газа и нефти, а также потоки отходящих газов: факельных, сбрасываемых от энергетических агрегатов, например, от газотурбинных приводов электростанций или компрессоров.

Рентабельность установок получения метанола в большой степени зависит от цены на углеводородный газ, в связи с этим использование в качестве газового сырья ПНГ, обычно сжигаемого на факелах, значительно влияет на снижение себестоимости получаемого метанола.

Литература

1. Запорожец Е.П. [и др.]. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов: учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – 620 с.
2. Зиберт Г.К. [и др.]. Технологии и техника сбора нефтяного газа. – М. : Недра, 2013. – 404 с.
3. Верниковская М.В. [и др.]. Технологические и экономические преимущества переработки попутных нефтяных газов на нефтепромыслах в метаново-водородную газовую смесь для питания энергоустановок // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2012. – № 11. – С. 7–12.
4. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 8–17.
5. Крылосов А.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Анализ применения установки «Хитер-Тритер» в системе подготовки скважинной продукции на месторождении Монги // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 2. – С. 145–163.
6. Кусов Г.В., Савенок О.В. Автоматизированная система управления установкой подготовки попутного нефтяного газа : Современные тенденции развития нефтегазовой и машиностроительной отраслей / сборник научных статей по материалам I Международной научно-практической конференции (25 мая 2016 года, г. Пермь); под общей редакцией Т.М. Сигитова. – Пермь : ИП Сигитов Т.М., 2016. – С. 21–29.
7. Кусов Г.В., Савенок О.В. Модернизация низкотемпературных сепараторов на Уренгойском газоконденсатном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 2. – С. 179–197.
8. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ системы подготовки газа на Уренгойском газоконденсатном месторождении (на примере УКПГ-15) / Сборник научных трудов по материалам Всероссийской научно-практической конференции «Теоретические и прикладные исследования в области естественных, гуманитарных и технических наук» (17 июня 2016 года, г. Прокопьевск). – Прокопьевск, 2016. – С. 84–95.
9. Кусов Г.В., Савенок О.В. Влияние систем автоматизации и контроля на надёжность функционирования систем сбора, подготовки и транспорта газа // Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XII Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века» (31 июля 2016 года, г. Москва). – М. : Международная исследовательская организация «Cognitio», 2016. – С. 45–48.
10. Кусов Г.В., Савенок О.В. Обоснование применимости экспоненциального закона распределения при оценке надёжности блочного автоматизированного нефтепромыслового оборудования // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2016. – № 8. – С. 158–165.
11. Кусов Г.В., Савенок О.В., Бекетов С.Б. Выбор и обоснование показателей надёжности блочного автоматизированного нефтепромыслового оборудования // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 4. – С. 8–12.
12. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Технологическая часть // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 3. – С. 40–51.
13. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Модернизация аппаратов осушки газа // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 3. – С. 52–72.
14. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ системы сбора и подготовки газа Бованенковского месторождения // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XX Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (13 декабря 2016 года, г. Харьков). – Харьков : научно-информационный центр «Знание». – Ч. 2. – С. 22–29.
15. Кусов Г.В. Характеристика системы сбора и подготовки газа на Медвежьем месторождении // Научный форум. Сибирь. – 2016. – Т. 2. – № 4. – С. 31–33.
16. Кусов Г.В., Савенок О.В., Одунлами Казим Алан. Система сбора и подготовки газа на примере УКПГ-13 Уренгойского газоконденсатного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 4. – С. 120–133.

17. Кусов Г.В., Савенок О.В. Реконструкция Южно-Ягунского нефтяного месторождения // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 133–141.
18. Кусов Г.В. Проведение экологической экспертизы проектов в Российской Федерации и правовые аспекты реализации предложенного механизма // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 207–230.
19. Лыков О.П. Производство моторных топлив из природного газа // Химия и технология топлив и масел. – 1996. – № 3. – С. 15–24.
20. Лятс К.Г. Проектирование и режимы эксплуатации уникальной малотоннажной установки по производству метанола на Юрхаровском месторождении // Science & Technology in the Gas Industry. – 2008. – № 1. – С. 43–56.
21. Муллахметова Л.И., Черкасова Е.И. Попутный нефтяной газ: подготовка, транспортировка и переработка // Вестник технологического университета. – 2015. – Т. 18. – № 19. – С. 83–90.
22. Рыбаков Б.А. [и др.]. Особенности сжигания попутного нефтяного газа в газотурбинных установках // Специализированный информационно-технический журнал «Турбины и дизели». – 2008. – № 3 (май-июнь). – С. 2–8.
23. Савенок О.В. Перспективы рационального использования попутного нефтяного газа в России // Газовая промышленность. Спецвыпуск журнала «Газовая промышленность»: Вузовская наука – нефтегазовой отрасли. – 2013. – № 692/2013. – С. 91–95.
24. Савенок О.В., Шарыпова Д.Д. Методы и технологии переработки и эффективного использования попутного нефтяного газа // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 10/2013. – С. 64–71.
25. Сливинский Е.В. [и др.]. Синтез Фишера-Тропша: современное состояние и принципы создания катализаторов // Нефтехимия. – 1998 – Т. 38. – № 4. – С. 243–268.
26. Шестерикова Р.Е., Шестерикова А.А., Галанин И.А. Энергетический анализ влияния очистки газа от диоксида углерода на его транспортировку по магистральным газопроводам // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 4. – С. 74–77.
27. Запорожец Е.П., Савенок О.В. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2014620592. Заявка № 2014620261. Дата поступления 12 марта 2014 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 22 апреля 2014 г.

References

1. Zaporozhets E.P. [et al.]. Regular processes and equipment in technologies of gathering, preparation and processing of oil and natural gases: training manual. – Krasnodar : Publishing house – South, 2012. – 620 p.
2. Siebert G.K. [et al.]. Technologies and techniques of oil gas gathering. – M. : Nedra, 2013. – 404 p.
3. Vernikovskaya M.V. [et al.]. Technological and economic advantages of the associated petroleum gas processing at the oilfields into the methane-hydrogen gas mixture for the power units feeding // Petroleum processing and petrochemistry. Scientific and technical achievements and best practices. – 2012. – № 11. – P. 7–12.
4. Kontorovich A.E., Eder L.V. New paradigm of the strategy for the raw material base development of the oil industry of the Russian Federation // Mineral resources of Russia. Economics and management. – 2015. – № 5. – P. 8–17.
5. Krylosov A.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Analysis of the Heather-Triter installation application in the system of the well products preparation on the Mongi field // Science. Technique. Technologiya (polytechnical bulletin). – 2019. – № 2. – P. 145–163.
6. Kusov G.V., Savenok O.V. Automated control system for associated petroleum gas treatment unit : Modern trends in the development of oil and gas and machine-building industries / collection of scientific papers on the materials of the I International Scientific Conference (May 25, 2016, Perm), under the general editorship of T.M. Sigito-va. – Perm : IE Sigitov T.M., 2016. – P. 21–29.
7. Kusov G.V., Savenok O.V. Modernization of the low-temperature separators at the Urengoy gas-condensate field // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2016. – № 2. – P. 179–197.
8. Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of the gas treatment system at the Urengoi gas condensate field (by the example of UKPG-15) / Collection of scientific papers on the materials of All-Russian scientific-practical conference «Theoretical and applied research in the field of natural, humanitarian and technical sciences». (June 17, 2016, Prokop'yevsk). – Prokop'yevsk, 2016. – P. 84–95.
9. Kusov G.V., Savenok O.V. Influence of automation and control systems on the reliability of functioning of gas gathering, preparation and transport systems // Collection of articles of international research organization «Cognitio» on the materials of the XII International Scientific and Practical Conference «Actual problems of science of the XXI century» (July 31, 2016, Moscow). – M. : International research organization «Cognitio», 2016. – P. 45–48.

10. Kusov G.V., Savenok O.V. Justification of the exponential distribution law applicability at the reliability estimation of the block automated oilfield equipment // Mountain information-analytical bulletin. – 2016. – № 8. – P. 158–165.
11. Kusov G.V., Savenok O.V., Beketov S.B. Selection and justification of the reliability indices of the block automated oil-field equipment // Equipment and technologies for oil and gas complex. – 2016. – № 4. – P. 8–12.
12. Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of the gas preparation efficiency at the GTPG-9 of the Yamburg oil-gas-condensate field. Technological part // Science. Technique. Technologiya (Polytechnic bulletin). – 2016. – № 3. – P. 40–51.
13. Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of Gas Treatment Efficiency at Gas Processing Unit-9 of the Yamburg oil-gas-condensate field. Modernization of the gas drying apparatuses // Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2016. – № 3. – P. 52–72.
14. Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of the gas collection and preparation system of Bovanenkovo mesto-born // Collection of articles of scientific-informational center «Znanie» on materials of the XX International correspondence scientific-practical conference «Development of science in the XXI century». (December 13, 2016, Kharkov). – Kharkov : Scientific-Information Center «Knowledge». – Part 2. – P. 22–29.
15. Kusov G.V. Characteristics of the gas gathering and preparation system at the Medvezhiy field // Scientific forum. Siberia. – 2016. – T. 2. – № 4. – P. 31–33.
16. Kusov G.V., Savenok O.V., Odunlami Kazim Alan. System of gas gathering and preparation on the example of GPCG-13 of the Urengoi gas-condensate field // Nauka. Technique. Technologic (Polytechnic bulletin). – 2016. – № 4. – P. 120–133.
17. Kusov G.V., Savenok O.V. Reconstruction of the Yuzhno-Yagunskoye oil field // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 133–141.
18. Kusov G.V. Carrying out of the ecological expertise of the projects in the Russian Federation and the legal aspects of the proposed mechanism realization // Science. Technique. Technologiya (Polytechnic bulletin). – 2019. – № 1. – P. 207–230.
19. Lykov O.P. Manufacture of the motor fuel from the natural gas // Chemistry and technology of the top-lines and oils. – 1996. – № 3. – P. 15–24.
20. Lyats K.G. Designing and operation modes of the unique low-tonnage unit for methanol production at Yurkharovskoye field // Science & Technology in the Gas Industry. – 2008. – № 1. – P. 43–56.
21. Mullakhmetova L.I., Cherkasova E.I. Associated petroleum gas: preparation, transportation and processing // Bulletin of Technological University. – 2015. – T. 18. – № 19. – P. 83–90.
22. Rybakov B.A. [et al.]. Peculiarities of associated petroleum gas burning in gas-turbine units // Specialized information-technical journal «Turbines and diesel-li». – 2008. – No 3 (May-June). – P. 2–8.
23. Savenok O.V. Prospects of the associated petroleum gas rational use in Russia // Gas industry. Special issue of the journal «Gazovaya Promyshlennost»: Higher education science – oil and gas industry. – 2013. – № 692/2013. – P. 91–95.
24. Savenok O.V., Sharypova D.D. Methods and technologies of processing and effective use of the associated petroleum gas // Oil. Gas. Innovations. – 2013. – № 10/2013. – P. 64–71.
25. Slivinsky E.V. [et al.]. Fisher-Tropsch Synthesis: current state and principles of co-creation of catalysts // Petrochemistry. – 1998 – T. 38. – № 4. – P. 243–268.
26. Shesterikova R.E., Shesterikova A.A., Galanin I.A. Energy analysis of an influence of the gas purification from the carbon dioxide on its transportation on the main gas pipelines // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 4. – P. 74–77.
27. Zaporozhets E.P., Savenok O.V. Regular processes and equipment in technologies of gathering, preparation and processing of the oil and natural gases. Certificate of state registration of the database № 2014620592. Application № 2014620261. Date of receipt is March 12, 2014. Date of state registration in the Register of Databases April 22, 2014.