

УДК 66.074.51.001.57

**СТРУКТУРА МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОГО ПИЛОТНОГО
ЭНЕРГОБЛОКА
ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ШЕЛЬФАХ**

Аде -Заки Теофилус, аспирант

Российский химико-технологический университет им. Д.И. Менделеева,
г. Москва, Российская Федерация, 125047, ГСП, Москва, Миусская пл., 9
E-mail:teeboy@mail.ru тел.+79670888244

Добыча нефти на шельфах, удаленных от источников энергии, требует разработки автономных энергоблоков, способных обеспечить не только работоспособность промышленных платформ, но и повысить рентабельность нефтедобычи за счет дешевых методов повышения нефтеотдачи. Для месторождений Арктического шельфа такие энергоблоки помимо электроэнергии должны дополнительно вырабатывать тепловую энергию.

Наиболее рентабельным способом повышения нефтеотдачи при добыче нефти на шельфах является применение газовых методов [1] с использованием уловленного и выделенного на месторождении диоксида углерода. Таким образом, энергоблоки для добычи нефти на шельфах, включая арктический шельф, должны одновременно выполнять несколько функций: выработка электроэнергии, теплоты и диоксида углерода в жидком или сверхкритическом состояниях, то есть быть multifunctional. При этом увеличение сложности должно компенсироваться высокой энергоэффективностью установок. Сформулируем требования, предъявляемые к разработке таких multifunctional энергоблоков:

- автономность (использование только ресурсов месторождения и окружающей среды);
- высокий термодинамический (эксергетический) КПД;
- ко- и тригенерация;
- глубокое улавливание диоксида углерода;
- обеспечение увеличения нефтеотдачи.

Одним из известных технических решений (прототипом) является multifunctional энергоблок компании Mayfair Energy Group (MEG) – *VENZ 4* [2], блок-схема которого представлена на рис. 1.

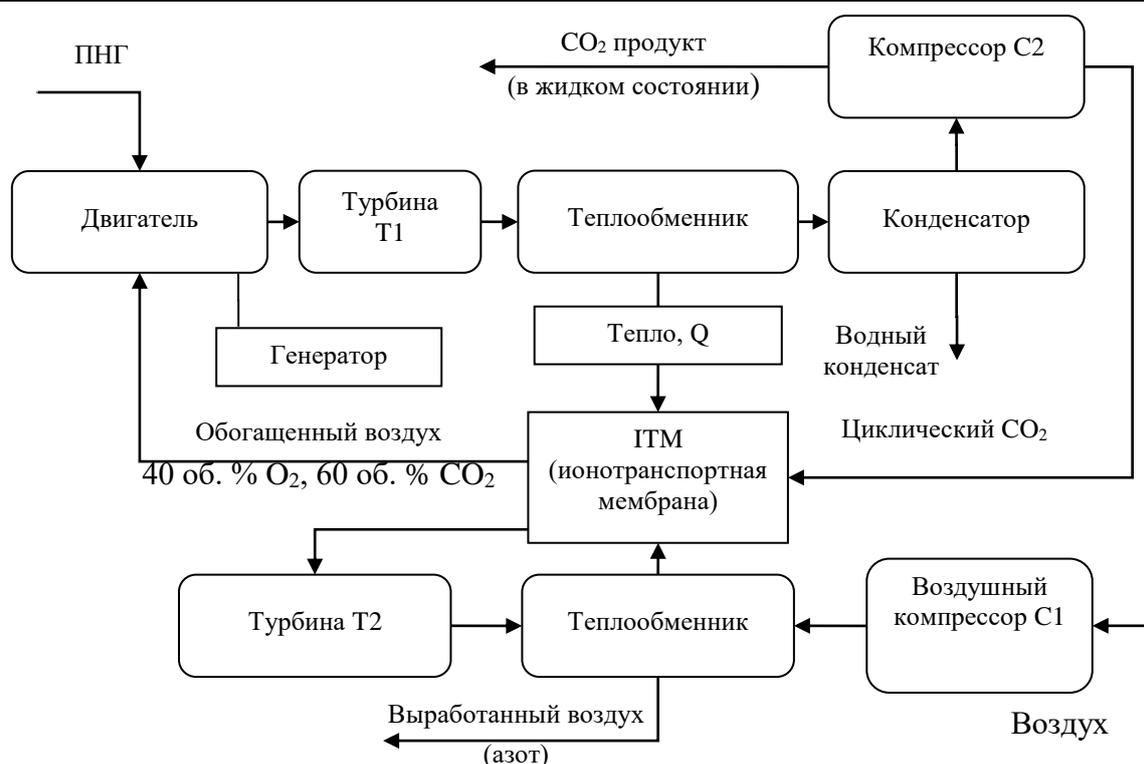


Рис. 1. Блок-схема установки VENZ-4

Представленный энергоблок предназначен для генерации максимально до 9,5 МВт электрической мощности за счет энерготехнологического использования попутного нефтяного газа (ПНГ). Установка VENZ 4 имеет оригинальный элемент высокотемпературную ионотранспортную мембрану и позволяет улавливать и получать диоксид углерода в жидком состоянии. В качестве элемента энергетического модуля используется газопоршневой двигатель, имеющий ограниченную мощность и требующий существенных затрат на эксплуатацию, включая затраты на доставку и хранение расходных материалов на его периодическое техническое обслуживание, что в условиях добычи нефти на шельфах нерентабельно. В силу этого, например, на месторождении Арктического шельфа России – платформе «Приразломная» установлено два газотурбинных агрегата, реализующих цикл Брайтона мощностью по 28 МВт каждый, являющихся малообслуживаемыми и развивающими большую мощность при небольших габаритах.

Для повышения показателей энергоэффективности цикл Брайтона целесообразно усилить паротурбинной установкой, реализующей цикл Ренкина. Рабочими телами в цикле Ренкина могут служить как водяной пар, так и низкокипящее рабочее тела (НРТ). В работе [3] было показано, что в качестве одного из рабочих тел цикла Ренкина можно использовать пентан или его изомеры.

Цикл Ренкина представляет собой замкнутый термодинамический цикл, в котором НРТ циркулирует в замкнутом контуре, исключая его попадание в окружающую среду. Возможны два варианта структуры цикла Ренкина: классический и с регенератором, который предназначен для частичного

подогрева рабочего тела, нагнетаемого насосом в испаритель за счет остаточной теплоты после турбины. На рис. 2 представлена принципиальная схема цикла Ренкина.

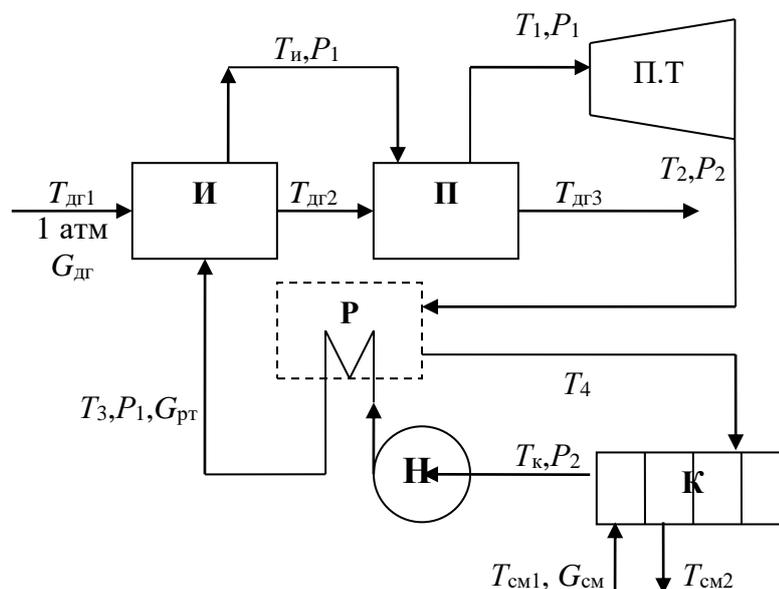


Рис. 2. Схема цикла Ренкина

Обозначения: **И**, **П** – испаритель – пароперегреватель НРТ; **П.Т** – паровая турбина;

К – конденсатор; **Н** – насос по перекачке НРТ; **Р** – регенератор

Хладагентами в цикле Ренкина, используемого при добыче нефти на шельфовых, в том числе арктических месторождениях, являются морская вода, либо воздух. Для улавливания диоксида углерода из образовавшихся дымовых газов при энерготехнологическом использовании ПНГ целесообразно применить традиционный сорбционный способ улавливания CO_2 химическими растворителями. На рис. 3 представлена принципиальная схема улавливания диоксида углерода из дымовых газов с помощью аминов.

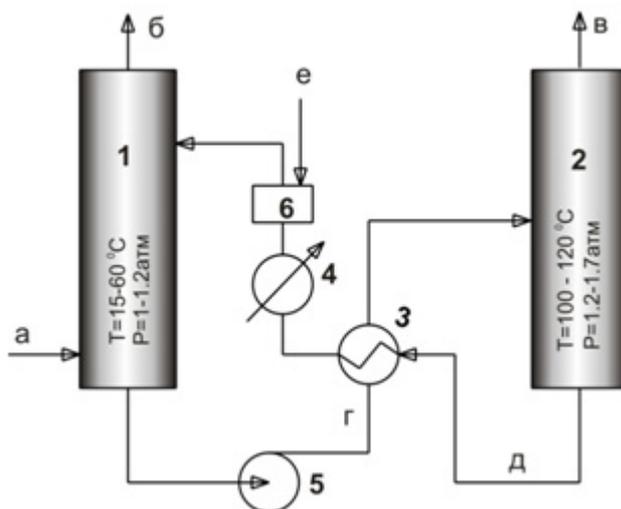


Рис. 3. Принципиальная технологическая схема очистки дымовых газов от диоксида углерода

Обозначения: а – дымовые газы; б – очищенный газ; в – выделившийся CO₂; г – насыщенный раствор абсорбента; д – обедненный («тощий») раствор абсорбента; е – подпиточная вода; 1 – блок абсорбции; 2 – блок десорбции; 3 – рекуперативный теплообменник; 4 – холодильник; 5 – насос; 6 – емкость для подпиточной воды.

Особенностями данной технологии являются возможность улавливания диоксида углерода при давлениях от 0,01 до 0,6 МПа и температурах входного потока дымовых газов от 15 до 85 °С при достижении степеней улавливания диоксида углерода более 87%. В аппарате десорбции требуется подвести значительное количество теплоты для выделения уловленного диоксида углерода из раствора абсорбента.

Энергетический и сорбционный модули должны быть объединены в единый энергоблок по правилу оптимальной интеграции тепловых потоков в системе. С этой целью в цикле Ренкина предлагается использовать водяной пар, имеющий высокие calorические свойства и теплоту фазовых переходов. В пилотном энергоблоке возможно получать диоксид углерода в жидком или сверхкритическом состояниях для повышения нефтеотдачи. Для этого предусмотрен модуль сжатия CO₂. В таблице приведены некоторые характеристики пилотного энергоблока и баланс мощности.

Таблица - Характеристики энергоблока и баланс мощности

Расход попутного нефтяного газа, Нм ³ /ч	3500
Выработка сверхкритического CO ₂ , кг/ч	8451,054
Суммарный расход воды на охлаждение, кг/ч	533253
Баланс мощности, кВт	
Воздушный компрессор	14575,6
Компрессор ПНГ	612,1374
Насосы	7,15
Турбина газовая	26322
Турбина цикла Ренкина	1464,4
Суммарная выработка без учета затрат на сжатие	12592,5
Затраты на сжатие CO ₂ (20 МПа)	1147,948
Суммарная выработка мощности с учетом затрат на сжатие	11401,41

Согласно данным таблицы затраты на сжатие диоксида углерода до сверхкритических параметров, необходимых для реализации газовых методов повышения нефтеотдачи, не превышают 10% от вырабатываемой мощности энергоблока.

Список литературы:

1. *Abu El Ela M., Sayyoun H., El Tayeb S.* An integrated approach for the application of the enhanced oil recovery projects // *Journal of Petroleum Science Research*, 2014, no 3(4), pp. 176–188.

2. Патент WO 2008077200 A (Евразийский патент), EP2096257A1, F23C7/00, E21B43/16, B01D71/00. Способ повышения нефтеотдачи продуктивного пласта. Кушниров В., Янговский Ю., Шокотов Н., 2006.
3. *Налетов В.А.* Разработка многофункциональной установки на попутном нефтяном газе для шельфовых месторождений // Технологии нефти и газа, 2017, № 2(109), С. 38-43.