

Copyright © 2015 by Academic Publishing House *Researcher*

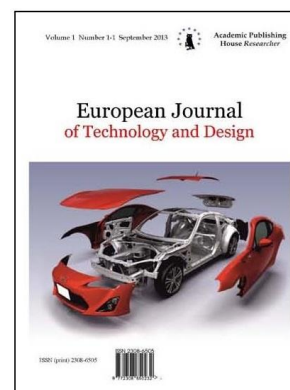
Published in the Russian Federation
European Journal of Technology and Design
Has been issued since 2013.

ISSN: 2308-6505

E-ISSN: 2310-3450

Vol. 7, Is. 1, pp. 36-48, 2015

DOI: 10.13187/ejtd.2015.7.36

www.ejournal4.com

UDC 62-843

Primary Hydrocarbons on the Power Plants for Oil's and Gas's Production

A.M. Zavyalov

Izhevsk State Technical University, Russian Federation

Abstract

This paper presents an informative review of power plants in oil's and gas's production, construction and the main characteristics are discussed. There were analyzed, and there were produced the comparison and the selection of the optimum parameters of the power plant. The work can be used for create a prototype of power plant using purified APG.

Keywords: oil; power plant; information review; hydrocarbons.

Введение

На протяжении многих лет нефтегазовый комплекс оставался основным загрязнителем воздуха и окружающей среды за счет повсеместного сжигания больших объемов попутного нефтяного газа. На его долю приходилось до 30 % вредных выбросов всего промышленного комплекса страны. В то же время специфика добычи попутного нефтяного газа (ПНГ) заключается в том, что он является побочным продуктом добычи нефти. Отсутствие инфраструктуры для его сбора, подготовки, транспортировки и переработки долгое время были основной причиной нерационального использования ПНГ. В настоящее время вопрос утилизации ПНГ является крайне актуальным, что обусловлено Постановлением Правительства Российской Федерации №7 от 8 января 2009 г. Об утилизации не менее 95 % ПНГ начиная с 2012 г.

В связи с этим в работе проанализированы существующие и вновь разрабатываемые силовые установки на основе тепловых двигателей для добычи нефти и газа, способные использовать первичные углеводороды, а также найден оптимальный вариант их использования.

Обзор двигателей для привода буровой установки

Приводом буровой установки называется совокупность двигателей и регулирующих их работу трансмиссий и устройств, преобразующих тепловую или электрическую энергию в механическую, управляющих механической энергией и передающих ее исполнительному оборудованию – насосам, ротору, лебедке и др. Мощность привода (на входе в трансмиссию) характеризует основные его потребительские и технические свойства и является классификационным (главным) параметром.

В зависимости от используемого первичного источника энергии приводы делятся на автономные, не зависящие от системы энергоснабжения, и неавтономные, зависящие от системы энергоснабжения, с питанием от промышленных электрических сетей. К автономным приводам относятся двигатели внутреннего сгорания (ДВС) с механической,

гидравлической или электропередачей. К неавтономным приводам относятся: электродвигатели постоянного тока, питаемые от промышленных сетей переменного тока через тиристорные выпрямительные станции управления; электродвигатели переменного тока с гидравлической либо электродинамической трансмиссией или регулируемые тиристорными системами.

В соответствии с кинематикой установки привод может иметь три основных исполнения: индивидуальный, групповой и комбинированный или смешанный.

Индивидуальный привод – каждый исполнительный механизм (лебедка, насос или ротор) приводится от электродвигателей или ДВС независимо друг от друга. Более широко этот вид привода распространен с электродвигателями. При его использовании достигается высокая маневренность в компоновке и размещении бурового оборудования на основаниях при монтаже.

Групповой привод – несколько двигателей соединены суммирующей трансмиссией и приводят несколько исполнительных механизмов. Его применяют с использованием ДВС.

Комбинированный привод – использование индивидуального и группового приводов в одной установке. Например, насосы приводятся от индивидуальных двигателей, а лебедка и ротор от общего двигателя. Во всех случаях характеристики привода должны наиболее полно удовлетворять требуемым характеристикам исполнительных механизмов.

Потребителями энергии буровой установки являются: в процессе бурения – буровые насосы, ротор (при роторном бурении), устройства для приготовления и очистки бурового раствора от выбуренной породы; компрессор, водяной насос и др.; при спуске и подъеме колонны труб – лебедка, компрессор, водяной насос и механизированный ключ.

1. *Всеядные двигатели*

Проблема снижения энергоёмкости национального продукта требует внедрения энергоэффективных технологий во все сферы народного хозяйства. Она успешно решается с помощью свободнопоршневых двигателей (СПД), которые характеризуются следующими проверенными временем и практикой преимуществами:

- организация и условия протекания рабочего процесса в СПД обеспечивают высокие КПД и динамические показатели при отсутствии дымления (преимущества свободного поршня в дизеле заключаются в оптимальном теплоподводе, отсутствии ограничений на жесткость и максимальное давление цикла, высокий механический КПД, незначительный (до 10 %) провал коэффициента избытка воздуха при набросе нагрузки);

- многотопливность, возможность применения низкосортных, синтетических и альтернативных топлив, включая различные газы и сырую нефть; свободнопоршневая камера сгорания по этому показателю существенно превосходит и дизели, и газотурбинные двигатели (ГТД);

- динамическая уравновешенность, отсутствие вибраций и фундамента;
- простота, надежность и технологичность конструкции;
- низкие затраты при эксплуатации и ремонте;
- высокие пусковые качества при низких температурах;
- благоприятная тяговая характеристика СУ с СПД;
- возможность отключения одного или нескольких СПД без остановки остальных;
- возможность повышения давления наддува и максимального давления сгорания;
- удобство компоновки в пространстве;
- модульный принцип компоновки.

Однако из практики известно, что для СПД не всегда удается найти приемлемое решение, прежде всего, по эффективности и надежности. Широкое применение нашли лишь устойчивые саморегулирующиеся системы – свайные дизель-молоты, свободнопоршневые дизель-компрессоры (СПДК) и т.п. [10]

Современный уровень развития теории рабочего процесса СПД убедительно доказывает, что все неудачи при создании СПД обусловлены ошибками теоретического характера, а механический перенос некоторых основных положений теории рабочего процесса кривошипных ДВС на СПД недопустим. К числу наиболее существенных ошибок относятся: неудачный (с точки зрения статического и динамического синтеза СПД) выбор

параметров номинального режима; переход на постоянный ход поршня с форсированием дизеля СПД; завышенное отношение диаметров компрессорного и дизельного поршней, ухудшающее нагрузочные характеристики; не оптимальная схема газообмена; нерациональный выбор расширительной машины. Несмотря на все допущенные ошибки газотурбинные установки со свободнопоршневыми генераторами газа (ГТУ с СПГГ) оказались весьма эффективными для северных условий благодаря использованию дешевых топлив (мазут с содержанием серы до 4 % или сырая нефть).

Эффективная работа на природном газе (ПГ) с высокими экологическими показателями возможна лишь в случае воспламенения от сжатия, что существенно упрощает топливоподающую аппаратуру, но требует управления степенью сжатия и приводит к увеличению максимального давления цикла до 280–320 бар.

Практический интерес представляют несколько типоразмеров СПД на основе серийно выпускаемых комплектующих. На основе цилиндра двигателя ДН 12/2×12 имеется многофункциональный модуль (мощность в режиме КЭУ 150–400 кВт) для мощностного диапазона СУ 150–3200 кВт (в режиме СПДК мощность 45–100 кВт). На основе цилиндра диаметром 318–320 мм проектируется модуль мощностью в режиме СПДК 450–1000 кВт или в режиме КЭУ 2,5–5,5 МВт для мощностного диапазона 2,5–80 МВт. Очевидно, что единая элементная база существенно упрощает эксплуатацию и снижает затраты не только в эксплуатации, но и при разработках. Для сокращения издержек необходимо создавать класс свободнопоршневых машин с единым конструктивным исполнением, например, генератор синтез-газа, СПДК, КЭУ и т.д. в едином модуле. Модульный принцип компоновки также снижает производственные и эксплуатационные затраты.

В России наиболее распространены СПД 1МП120 (рис. 1) и П318. Конструктивно они подобны и отличаются лишь масштабными коэффициентами и размерами (жесткостью) подмоторной рамы.

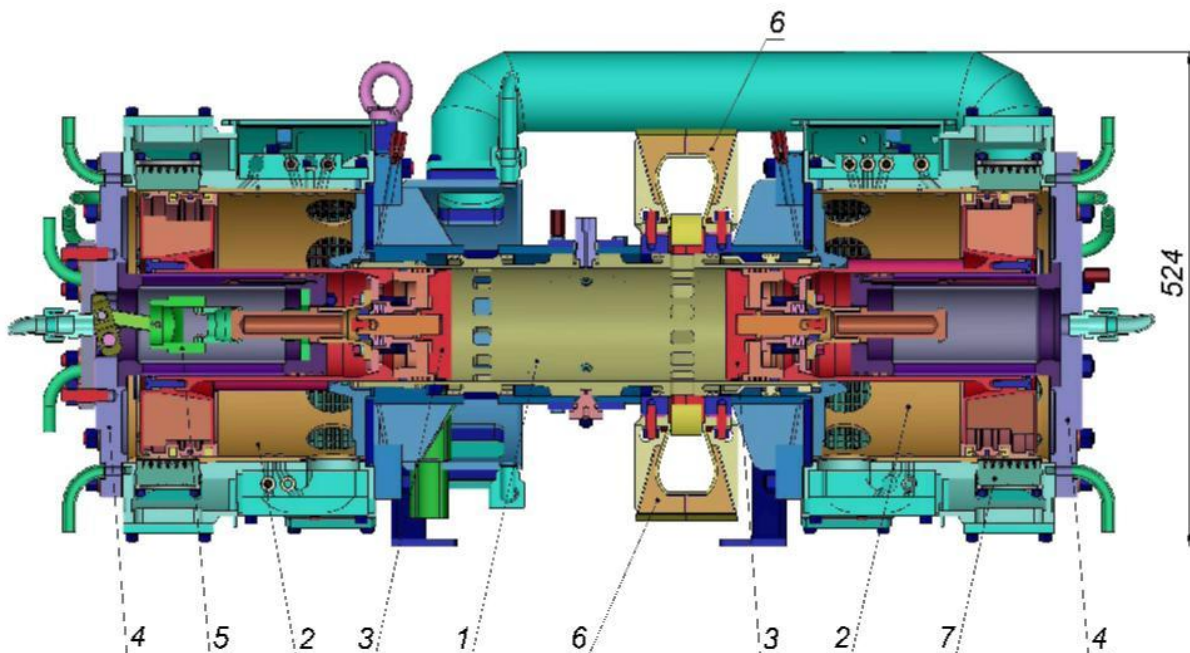


Рис. 1. Конструкция СПД 1МП120: 1 – дизель, 2 – двухступенчатый поршневой компрессор, 3 – поршень, 4 –буферная крышка с вытеснителем, 5 – механизм запуска с упора, 6 – выпускные патрубки, 7 – автоматические клапаны

2. Дизельные установки

Автономные дизельные электростанции являются основными "рабочими лошадками" там, где по разным причинам централизованное электроснабжение недоступно, либо качество его поставок оставляет желать лучшего. Ничего удивительного в популярности дизель-генераторов нет, ведь именно они обеспечивают низкую стоимость вырабатываемой

электроэнергии, а как следствие – быструю окупаемость установки. Большие моторесурс и долговечность также можно отнести к несомненным достоинствам дизель-генераторов.

Для дизелей применяются дистиллятные и остаточные топлива. К дистиллятным топливам относятся дизельное и газотурбинное топливо. Остаточные (тяжелые) топлива представляют топливо моторное для среднеоборотных дизелей и мазуты. Остаточные (тяжелые) топлива используются в дизелях, оборудованных системами топливоподготовки (сепарации и подогрева), а также специальной топливной аппаратурой (ТНВД и форсунками).

Газодизель (двухтопливный двигатель) работает при воспламенении газозоудной смеси от самовоспламенения запальной дозы жидкого топлива (5–12 % от цикловой порции при работе на жидком топливе), при этом газ может быть хоть попутный нефтяной, хоть шахтный, хоть природный даже без предварительной очистки [12].

3. Газотурбинные двигатели

В настоящее время в общем объеме мирового производства газотурбинных двигателей (ГТД) в стоимостном выражении составляют около 70 % для авиационных двигателей, или около 30 % для наземных и морских. Объем производства наземных и морских ГТД распределяется следующим образом: энергетические ГТД ~ 91 %; ГТД для привода промышленного оборудования и наземных транспортных средств ~ 5 %; ГТД для привода судовых движителей ~ 4 %.

Высокие удельные параметры ГТД обеспечиваются особенностями конструкции и термодинамического цикла. Цикл ГТД, хотя и состоит из тех же основных процессов, что и цикл поршневых ДВС, но имеет существенное отличие. В поршневых двигателях процессы происходят последовательно, один за другим, в одном и том же элементе двигателя – цилиндре. В ГТД эти процессы происходят одновременно и непрерывно в различных элементах двигателя. Благодаря этому в ГТД нет такой неравномерности условий работы элементов двигателя, как в поршневом, а средняя скорость и массовый расход рабочего тела в 50–100 раз выше, чем в поршневых двигателях. Это позволяет сосредоточить в малогабаритных ГТД большие мощности.

Параллельно с развитием авиационных ГТД началось применение ГТД в промышленности и на транспорте. Быстрому внедрению ГТД способствовали неоспоримые преимущества этого класса тепловых двигателей перед другими энергетическими установками – паротурбинными, дизельными и др. К таким преимуществам относятся: большая мощность в одном агрегате; компактность, малая масса; уравновешенность движущихся элементов; широкий диапазон применяемых топлив; легкий и быстрый запуск, в т.ч. при низких температурах; хорошие тяговые характеристики; высокая приемистость и хорошая управляемость.

Основным недостатком первых моделей наземных и морских ГТД была относительно низкая экономичность. Однако эта проблема достаточно быстро преодолевалась в процессе постоянного совершенствования двигателей, чему способствовало опережающее развитие технологически близких авиационных ГТД и перенос передовых технологий в наземные двигатели.

Наиболее массовое применение ГТД механического привода находят в газовой промышленности. Они используются для привода нагнетателей природного газа в составе ГПА на компрессорных станциях магистральных газопроводов, а также для привода агрегатов закачки природного газа в подземные хранилища. К примеру, только в ОАО "Газпром" к настоящему времени эксплуатируются около 3100 ГТД суммарной установленной мощностью свыше 36 ГВт. ГТД используются также для привода насосов, технологических компрессоров, воздуходувок на предприятиях нефтяной, нефтеперерабатывающей, химической и металлургической промышленности. Мощностной диапазон ГТД от 0,5 до 50 МВт.

Основная особенность перечисленного приводимого оборудования – зависимость потребляемой мощности N от частоты вращения n (обычно близкая к кубической: $N \sim n^3$), температуры и давления нагнетаемых сред. Поэтому ГТД механического привода должны быть приспособлены к работе с переменными частотой вращения и мощностью. Этому требованию в наибольшей степени отвечает схема ГТД со свободной силовой турбиной.

ГТД используются также для привода электрогенераторов в составе газотурбинных электростанций (ГТЭС) простого цикла и конденсационных электростанций комбинированного парогазового цикла (ПГУ), вырабатывающих "чистую" электроэнергию, а также в составе когенерационных установок (в российской литературе они часто называются "ГТУ-ТЭЦ"), производящих совместно электрическую и тепловую энергию.

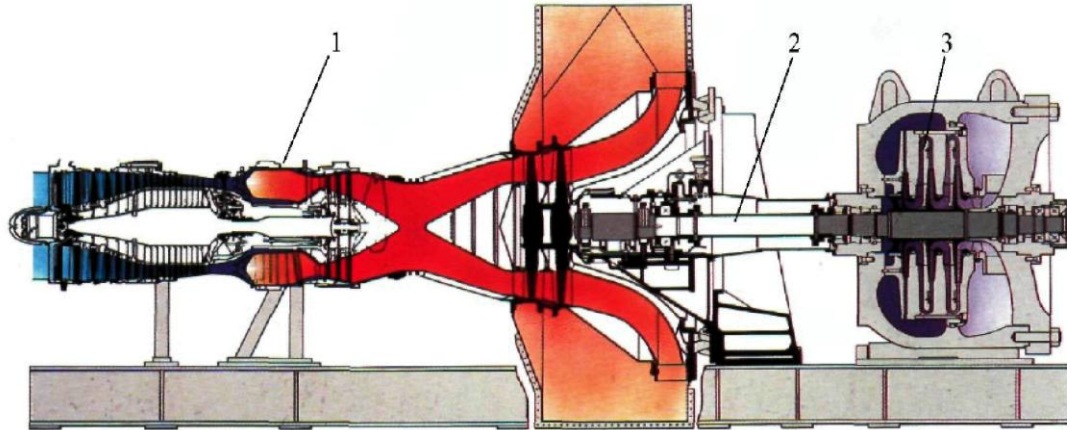


Рис. 2. Применение ГТД для прямого привода нагнетателя природного газа:
1 – ГТД; 2 – трансмиссия; 3 – нагнетатель

В когенерационных установках тепло выхлопных газов ГТД используется в котле-утилизаторе для производства горячей воды и (или) пара для технологических нужд или для использования в системах централизованного отопления. Совместное производство электрической и тепловой энергии значительно снижает ее себестоимость. Коэффициент использования тепла топлива в когенерационных установках достигает 90 %. Электростанции с ПГУ и когенерационные установки являются наиболее эффективными и динамично развивающимися современными энергетическими системами. В настоящее время мировое производство энергетических ГТД составляет около 12000 штук в год суммарной мощностью около 76 ГВт.

Основная особенность ГТД для привода электрогенераторов – постоянство частоты вращения выходного вала на всех режимах (от холостого хода до максимального), а также и высокие требования к точности поддержания частоты вращения, от которой зависит качество вырабатываемого тока. Этим требованиям в наибольшей степени соответствуют одноваловые ГТД, поэтому они широко используются в энергетике. ГТД большой мощности ($N > 60$ МВт), работающие, как правило, в базовом режиме в составе мощных электростанций, выполняются исключительно по одноваловой схеме. В энергетике используется весь мощностной ряд ГТД от нескольких десятков кВт до 350 МВт.

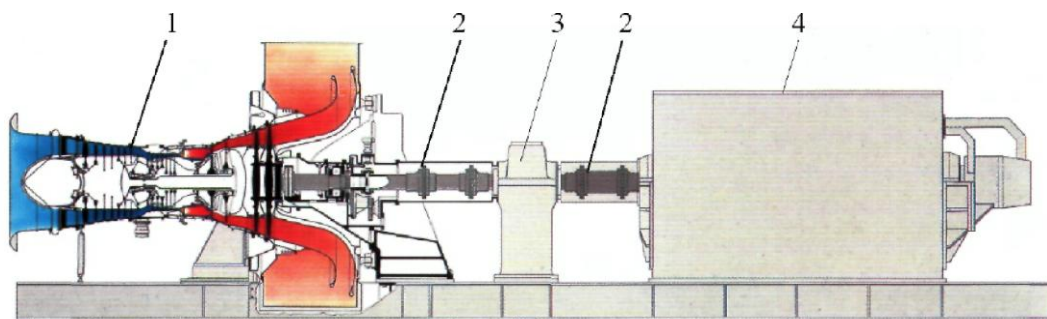


Рис. 3. Применение ГТД для привода генератора (через редуктор): 1 – ГТД;
2 – трансмиссия; 3 – редуктор; 4 – генератор

В 1990-е годы за рубежом начали интенсивно разрабатываться энергетические ГТД сверхмалой мощности (от 30 до 200 кВт), названные микротурбинами [13]. Особенности

микротурбин обусловлены их исключительно малой размерностью и областью применения. Микротурбины используются в малой энергетике в составе компактных когенерационных установок (ГТУ-ТЭЦ) как автономные источники электрической и тепловой энергии. Микротурбины имеют максимально простую конструкцию – одновальная схема и минимальное количество деталей. Используются одноступенчатый центробежный компрессор и одноступенчатая центростремительная турбина, выполненные в виде моноколес. Частота вращения ротора из-за малой размерности достигает 40–120 тыс. об/мин, поэтому применяются керамические и газостатические подшипники. Камера сгорания выполняется многотопливной, и может работать как на газообразном, так и жидком топливе. Конструктивно ГТД максимально интегрируется в энергетическую установку – ротор ГТД объединяется на одном валу с ротором высокочастотного электрического генератора.

КПД микротурбин в простом цикле составляет 14–18 %. Для повышения эффективности часто используются регенераторы тепла выхлопных газов. КПД микротурбины в регенеративном цикле достигает 28–32 %.

Относительно низкая экономичность микротурбин объясняется малой размерностью и невысокими параметрами цикла, которые применяются в данном типе ГТД для упрощения и удешевления установок. Поскольку микротурбины работают в составе когенерационных установок (ГТУ-ТЭЦ), то низкая экономичность ГТД компенсируется повышенной тепловой мощностью, вырабатываемой мини «ГТУ-ТЭЦ» за счет тепла выхлопных газов. Коэффициент использования тепла топлива в этих установках достигает 80 %.

4. Газовый двигатель

Газовый двигатель (ГД) представляет собой ДВС с внешним (внутренним) смесеобразованием и искровым зажиганием горючей смеси в камере сгорания, использующий в качестве топлива газ и работающий по циклу Отто. Энергия, выделившаяся при сгорании топлива, в газовом двигателе производит механическую работу на валу, которая используется для выработки электроэнергии генератором электрического тока. ГД используются для работы в составе генераторных установок, предназначенных для постоянной и периодической работы (пиковые нагрузки) с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла, а также в качестве аварийных источников энергии. Кроме того, они могут работать как в составе холодильных установок, так и для привода насосов и газовых компрессоров.

ГД могут использовать различные виды газа: природный, газы с низкой теплотворной способностью, невысоким содержанием метана и низкой степенью детонации или газы с высокой теплотворной способностью. Могут применяться: пропан-бутановые смеси; природный газ (сжиженный, сжатый, магистральный); попутный газ нефтяных скважин и пары дыханий больших резервуаров; промышленный газ (пиролизный, коксовый, биогаз, шахтный, газ сточных вод и т.д.). Кроме того, имеется возможность применения двухтопливных двигателей, работающих одновременно на жидком и газообразном видах топлива.

Области использования: буровые платформы и скважины, шахты, очистные сооружения, в качестве резервного, вспомогательного или основного источника электроэнергии на предприятиях, в строительстве, административных и медицинских учреждениях, аэропортах, гостиницах, узлах связи, системах жизнеобеспечения и т.п. в автономном режиме или совместно с централизованными системами электроснабжения и тепла [14].

Одним из недостатков использования газа, является относительно высокая концентрация вредных веществ в выхлопе, что требует применения дорогостоящих катализаторов. Вредные вещества в выхлопе появляются так же из-за сгорания моторного масла. Поэтому для снижения вредного воздействия на окружающую среду газовым установкам требуются высокие дымовые трубы.

ГД могут работать как на сжиженном, так и на сжатом газе. Это позволяет использовать газовые двигатели не только при подключении к газовой магистрали. При небольшой мощности ~ 1 кВт, достаточно подключить баллон со сжиженным газом через газовый редуктор.

Возможность применения первичных углеводородов на силовых агрегатах

В ходе работы были проведены тепловые расчеты дизельного и газового двигателя, подтвердившие возможность применения на них первичных углеводородов. При мощности 400 кВт часовой расход топлива оказался аналогичен показателям расчетов.

Наивысший КПД, до 30 %, получился у газовой турбины, и более 40 % – у газового двигателя достигается при работе под 100 %-ной нагрузкой (рис. 4). При снижении нагрузки до 50 %, КПД газовой турбины снижается почти в 3 раза. Для газового двигателя такое же изменение режима нагрузки практически не влияет на КПД.

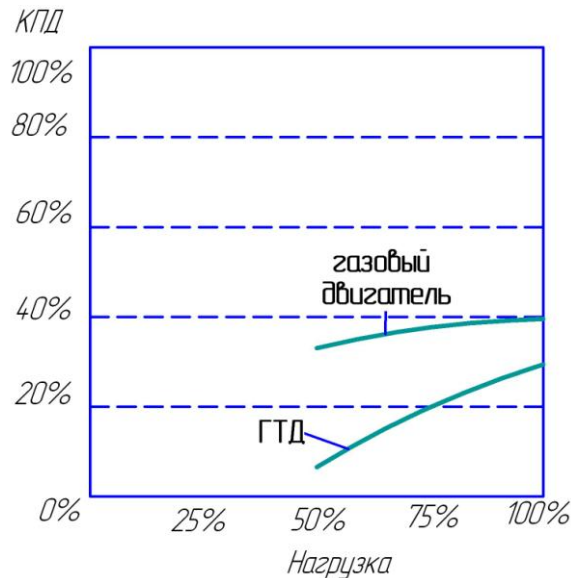


Рис. 4. Зависимость КПД от нагрузки

Графики наглядно показывают – газовые двигатели имеют высокий КПД, который практически не изменяется в диапазоне нагрузки 50–100 %.

Далее были рассчитаны удельное капиталовложение (USD/кВт) в производство электрической и тепловой энергии газовыми двигателями. Это преимущество газовых двигателей неоспоримо для мощностей до 30 МВт. Тепловая электростанция мощностью 10 МВт на основе газовых двигателей требует вложений около 7,5 млн USD, при использовании газовой турбины затраты возрастают до 9,5 млн USD (рис. 5)

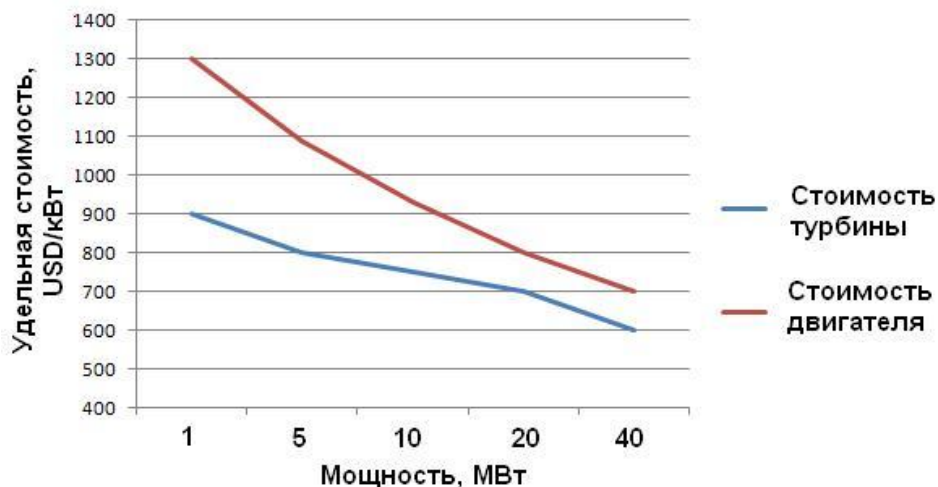


Рис. 5. Объемы капитальных вложений в ТЭЦ с разными силовыми агрегатами

Основное преимущество газовых двигателей перед дизельными – более дешевое топливо. Значительная разница в цене отражена в диаграммах на рис. 6. Даже при

использовании в качестве резервного топлива газовой пропан-бутановой смеси, стоимость единицы электрической энергии, произведённой на газовой установке, в 1,3 раза меньше, чем на дизельной [20]. Другое важное преимущество перед дизельными установками – экологическая безопасность, например, уровень выбросов NO_x и CO (рис. 7).

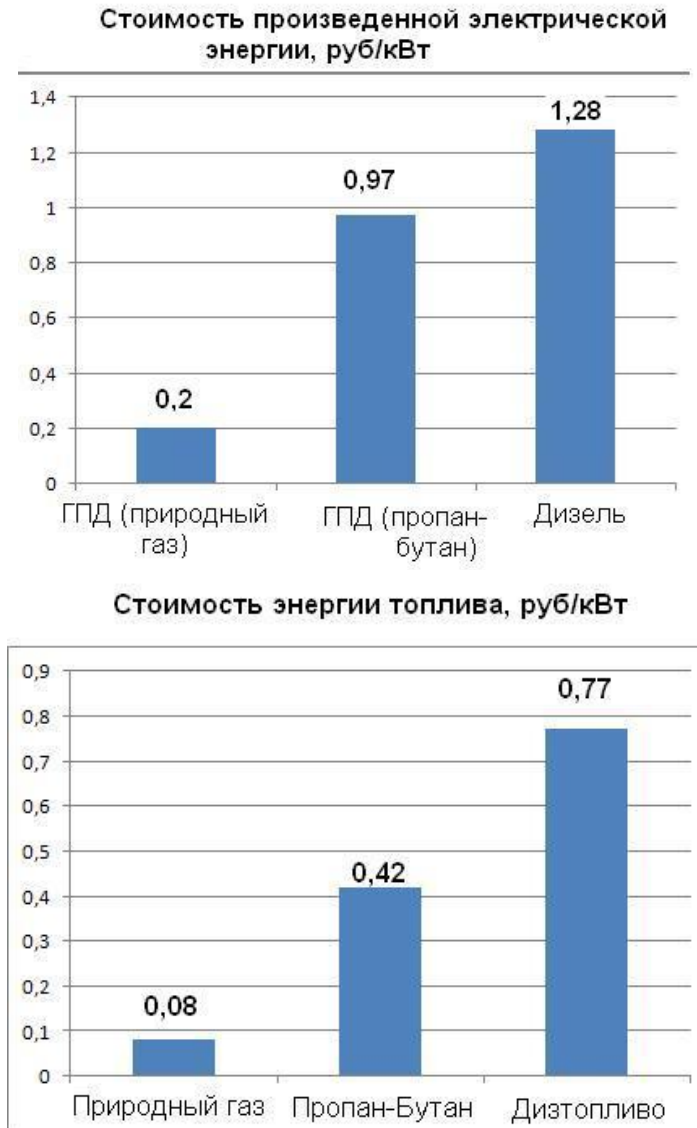


Рис. 6. Сравнение затрат на топливо

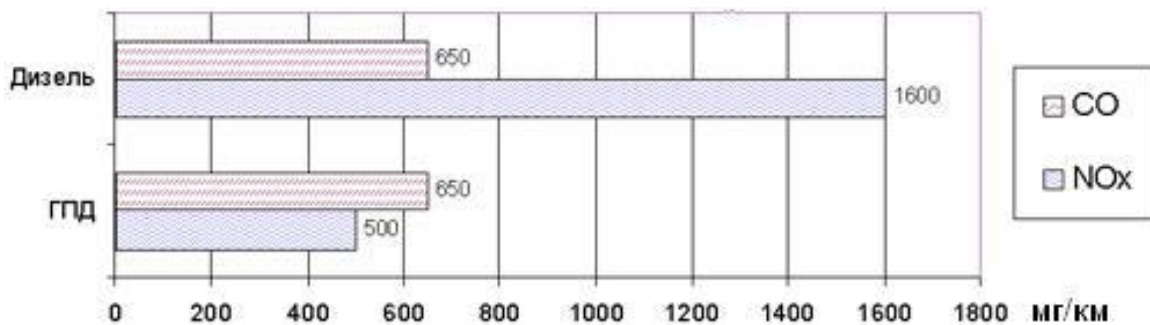


Рис. 7. Уровень вредных выбросов

Выводы

В результате выполнения работы был проведен информационный обзор возможных вариантов двигателей для привода буровой установки. Рассмотрены следующие автономные силовые установки с использованием: всеядного двигателя, дизельного двигателя, ГТД и газового двигателя. Проведенные тепловые расчеты дизельного и газового двигателя подтверждают основные расчетные данные уже существующих силовых установок, используемых для привода бурового оборудования.

Сравнение, анализ и выбор оптимальной силовой установки показали, что наиболее приемлемым вариантом из существующих на сегодняшний день на рынке является силовая установка с газовым двигателем. Такой двигатель, использующий очищенный ПНГ в качестве топлива наиболее производителен, экономически выгоден, требует минимальных капитальных вложений, имеет низкий уровень вредных выбросов, и не требует частого технического обслуживания.

Примечания:

1. Судонов М.М. Нефть и горючие газы в современном мире. М.: Недра, 1984.
2. Динков В.А. Нефтяная промышленность вчера, сегодня, завтра. М.: ВНИИОЭНГ, 1988.
3. Филиппов А.В. Компонентный состав попутного нефтяного газа // URL: <http://energass.ru/docs/id119.html>
4. Лопатина Д.М., Попова Т.Н. Расклад сил на мировом рынке нефти // URL: <http://sibac.info/10426>
5. Статистика газового комплекса. Министерство энергетики Российской Федерации // URL: <http://minenergo.gov.ru/activity/gas>.
6. Гуревич И.Л. Технология переработки нефти и газа. Ч. 1. М.: Химия, 1972. 360 с.
7. Подготовка топливного газа для газопоршневых приводов с применением мембранных газораспределительных установок «Грасис» // Газовая промышленность. 2011. № 7. С. 8–9.
8. Губкин А.Н. Электреты. М.: Наука, 1978. 192 с.
9. Жеваго К.А. Привод буровых установок. М.: Недра, 1964. 408 с.
10. Васильев Ю.Н. Свободнопоршневые двигатель - компрессоры для газовой промышленности // Газовая промышленность. 1992. № 2. С. 17–18.
11. Петров П.П. Свободнопоршневые двигатели для газовой промышленности. М.: НПФ ЭКИП, 2009.
12. Штерн В.И. Эксплуатация дизельных электростанций. М.: Энергия, 1980. 287 с.
13. Иноземцев А.А. Газотурбинные двигатели. М.: Авиадвигатель, 2006.
14. Гордюхин А.И. Газовые установки. М.: Машиздат, 1978. 383 с.
15. Иващенко Н.А., Петров П.П. «Всеядный» двигатель. Диаграмма возможных режимов работы комбинированных энергоустановок // АГЗК+АТ. 2009. № 4. С. 3–8.
16. Каталог дизельных генераторов // URL: <http://www.generent.ru/sdmo>.
17. Каталог газотурбинных установок // URL: <http://ehc-group.ru/catalog/gtu>.
18. Каталог газовых установок // URL: <http://www.als-energo.ru/catalog/gpu>.
19. Колчин А.И. Расчет автомобильных и тракторных двигателей. М.: Высшая школа, 2008. 496 с.
20. Автономное энергоснабжение на примере газопоршневых мини-ТЭЦ // Электронный журнал энергосервисной компании "Экологические системы". 2004. № 7. URL: http://esco-ecosys.narod.ru/2004_7/art48.htm.
21. Gulamow A.A. i inne. Kilka sposobów na poprawę wydajności sprzętu oleju // Nauka: teoria i praktyka 2014: Materiały X Międzynarodowej naukowo-praktycznej konferencji (Przemysł, 7–15 sierpnia 2014 roku). Vol. 7. Techniczne nauki. Przemysł: Nauka i studia, 2014. S. 14–16.
22. Айдашов Н.Ф. и др. Способы интенсификации добычи нефти: Патентно-информационный обзор / Ижевский гос. техн. ун-т. Ижевск, 2000. 34 с. Деп. в ВИНТИ 22.05.00, № 1447-В00.

23. Айдашов Н.Ф. и др. Устройства для интенсификации добычи нефти: Патентно-информационный обзор / Ижевский гос. техн. ун-т. Ижевск, 2000. 18 с. Деп. в ВИНТИ 22.05.00, № 1448-В00.
24. Белослудцев И.С. Анализ существующих моделей когенерационных установок // Вестник КИГИТ. 2011. № 5 (18). С. 54–62.
25. Белослудцев И.С. Применение когенерационных систем // Новый университет. Сер. "Технические науки". 2012. № 4. С. 26–31.
26. Белослудцев И.С., Митюков Н.В. Экономическое обоснование целесообразности применения когенерационных установок на промышленном предприятии // Вестник ИжГТУ. 2013. № 3. С. 75–76.
27. Гизатуллин Н.М. Реконструкция цеха подготовки и перекачки нефти Тарасовского месторождения // Вестник КИГИТ. 2014. № S1. С. 37-42.
28. Гуламов А.А. Перспективы совершенствования штанговых скважинных насосных установок // Вестник КИГИТ. 2013. № 4. С. 29-48.
29. Гуламов А.А. и др. Гидропривод штангового насоса // Инновации в науке, производстве и образовании: Сб. тр. III Междунар. научн.-практ. конф. (Рязань, 13–14 октября 2014 г.). Рязань: Изд-во РГУ, 2014. С. 109.
30. Дерюшев Д.В. Моделирование газотурбинной установки // Вестник КИГИТ. 2014. № S1. С. 13-19.
31. Дерюшев Д.В. Моделирование переходных процессов газотурбинной установки // Новый университет. Сер. "Технические науки". 2013. № 8–9. С. 98–109.
32. Митюков Н.В. Динамика прибора для определения фазового состава нефти // Новый университет. Сер. "Технические науки". 2013. № 3. С. 23–30.
33. Митюков Н.В. К вопросу о повышении надежности проектируемых нефтепроводов // Экологическая безопасность регионов России. Пенза: Изд-во ПТИ, 1997. С. 150–153.
34. Митюков Н.В. К определению акустических свойств многофазной жидкости // Вестник КИГИТ. 2010. № 4. С. 65–86.
35. Митюков Н.В. Способы и устройства интенсификации добычи нефти. Патентно-информационный обзор // Вестник КИГИТ. 2008. № 1–2. С. 40–61.
36. Митюков Н.В., Бусыгина Е.Л. К вопросу о реальной кооперации науки и производства // European Journal of Economic Studies. 2013. № 4. P. 210–214.
37. Митюков Н.В., Бусыгина Е.Л. Термодинамические характеристики обводненных топлив // Новый университет. Сер. "Технические науки". 2012. № 4. С. 32–33.
38. Митюков Н.В., Дементьева О.В. Реконструкция ТЭЦ с монтажом паротурбинной установки // Геоинжиниринг. 2010. № 1. С. 24–26.
39. Митюков Н.В., Семакин Ю.А., Тарасов Д.Л. Моделирование динамики прибора для замера доли попутного газа в пластовой нефти // Сб. докл. конф. «Современное газоиспользующее оборудование и технологии в решении энергосберегающих и экологических проблем» (Ижевск, 15–17 декабря 1999 г.). М.: Изд-во ОАО «Газпром», 1999. С. 89–92.
40. Першин С.А. Оптимизация параметров когенерационной установки // Новый университет. Сер. Технические науки. 2014. № 5–6. С. 78–91. (DOI: 10.15350/2221-9552.2014.5-6.0009)
41. Першин С.А. и др. Оптимизация параметров когенерационной установки // Инновации в науке, производстве и образовании: Сб. тр. III Междунар. научн.-практ. конф. (Рязань, 13–14 октября 2014 г.). Рязань: Изд-во РГУ, 2014. С. 126.
42. Плигин Н.А. и др. К вопросу о повышении нефтеотдачи малодобитных скважин // Инновации в науке, производстве и образовании: Сб. тр. III Междунар. научн.-практ. конф. (Рязань, 13–14 октября 2014 г.). Рязань: Изд-во РГУ, 2014. С. 126–127.
43. Юков Е.В., Митюков Н.В. Возможность использования альтернативных источников энергии в индивидуальном фермерском хозяйстве // Вестник КИГИТ. 2012. № 2. С. 49–52.

References:

1. Sudonov M.M. Neft' i goryuchie gazy v sovremenном mire. М.: Nedra, 1984.

2. Dinkov V.A. Neftyanaya promyshlennost' vchera, segodnya, zavtra. M.: VNIIOENG, 1988.
3. Filippov A.V. Komponentnyi sostav poputnogo neftyanogo gaza // URL: <http://energ.ru/docs/id119.html>
4. Lopatina D.M., Popova T.N. Rasklad sil na mirovom rynke nefti // URL: <http://sibac.info/10426>
5. Statistika gazovogo kompleksa. Ministerstvo energetiki Rossiiskoi Federatsii // URL: <http://minenergo.gov.ru/activity/gas>.
6. Gurevich I.L. Tekhnologiya pererabotki nefti i gaza. Ch. 1. M.: Khimiya, 1972. 360 s.
7. Podgotovka toplivnogo gaza dlya gazoporshnevnykh privodov s primeneniem membrannykh gazoraspredeletel'nykh ustanovok «Grasis» // Gazovaya promyshlennost'. 2011. № 7. S. 8–9.
8. Gubkin A.N. Elektrety. M.: Nauka, 1978. 192 s.
9. Zhevago K.A. Privod burovykh ustanovok. M.: Nedra, 1964. 408 s.
10. Vasil'ev Yu.N. Svobodnoporshnevnye dvigatel' - kompressory dlya gazovoi promyshlennosti // Gazovaya promyshlennost'. 1992. № 2. S. 17–18.
11. Petrov P.P. Svobodnoporshnevnye dvigateli dlya gazovoi promyshlennosti. M.: NPF EKIP, 2009.
12. Shtern V.I. Eksploatatsiya dizel'nykh elektrostantsii. M.: Energiya, 1980. 287 s.
13. Inozemtsev A.A. Gazoturbinnye dvigateli. M.: Aviadvigatel', 2006.
14. Gordyukhin A.I. Gazovye ustanovki. M.: Mashizdat, 1978. 383 s.
15. Ivashchenko N.A., Petrov P.P. «Vseyadnyi» dvigatel'. Diagramma vozmozhnykh rezhimov raboty kombinirovannykh energoustanovok // AGZK+AT. 2009. № 4. S. 3–8.
16. Katalog dizel'nykh generatorov // URL: <http://www.generent.ru/sdmo>.
17. Katalog gazoturbinnnykh ustanovok // URL: <http://ehc-group.ru/catalog/gtu>.
18. Katalog gazovykh ustanovok // URL: <http://www.als-energo.ru/catalog/gpu>.
19. Kolchin A.I. Raschet avtomobil'nykh i traktornykh dvigatelei. M.: Vysshaya shkola, 2008. 496 s.
20. Avtonomnoe energosnabzhenie na primere gazoporshnevnykh mini-TETs // Elektronnyi zhurnal energoservisnoi kompanii "Ekologicheskie sistemy". 2004. № 7. URL: http://esco-ecosys.narod.ru/2004_7/art48.htm.
21. Gulamow A.A. i inne. Kilka sposobów na poprawę wydajności sprzętu oleju // Nauka: teoria i praktyka 2014: Materiały X Międzynarodowej naukowo-praktycznej konferencji (Przemysł, 7–15 sierpnia 2014 roku). Vol. 7. Techniczne nauki. Przemysł: Nauka i studia, 2014. S. 14–16.
22. Aidashov N.F. i dr. Sposoby intensifikatsii dobychi nefti: Patentno-informatsionnyi obzor / Izhevskii gos. tekhn. un-t. Izhevsk, 2000. 34 s. Dep. v VINITI 22.05.00, № 1447-V00.
23. Aidashov N.F. i dr. Ustroistva dlya intensifikatsii dobychi nefti: Patentno-informatsionnyi obzor / Izhevskii gos. tekhn. un-t. Izhevsk, 2000. 18 s. Dep. v VINITI 22.05.00, № 1448-V00.
24. Belosludtsev I.S. Analiz sushchestvuyushchikh modelei kogeneratsionnykh ustanovok // Vestnik KIGIT. 2011. № 5 (18). S. 54–62.
25. Belosludtsev I.S. Primenenie kogeneratsionnykh sistem // Novyi universitet. Ser. "Tekhnicheskie nauki". 2012. № 4. C. 26–31.
26. Belosludtsev I.S., Mityukov N.V. Ekonomicheskoe obosnovanie tselesoobraznosti primeneniya kogeneratsionnykh ustanovok na promyshlennom predpriyatii // Vestnik IzhGTU. 2013. № 3. S. 75–76.
27. Gizatullin N.M. Rekonstruktsiya tsekha podgotovki i perekachki nefti Tarasovskogo mestorozhdeniya // Vestnik KIGIT. 2014. № S1. S. 37–42.

28. Gulamov A.A. Perspektivy sovershenstvovaniya shtangovykh skvazhinnykh nasosnykh ustanovok // Vestnik KIGIT. 2013. № 4. S. 29-48.
29. Gulamov A.A. i dr. Hidroprivod shtangovogo nasosa // Innovatsii v nauke, proizvodstve i obrazovanii: Sb. tr. III Mezhdunar. nauchn.-prakt. konf. (Ryazan', 13-14 oktyabrya 2014 g.). Ryazan': Izd-vo RGU, 2014. S. 109.
30. Deryushev D.V. Modelirovanie gazoturbinnoi ustanovki // Vestnik KIGIT. 2014. № S1. S. 13-19.
31. Deryushev D.V. Modelirovanie perekhodnykh protsessov gazoturbinnoi ustanovki // Novyi universitet. Ser. "Tekhnicheskie nauki". 2013. № 8-9. S. 98-109.
32. Mityukov N.V. Dinamika pribora dlya opredeleniya fazovogo sostava nefi // Novyi universitet. Ser. "Tekhnicheskie nauki". 2013. № 3. S. 23-30.
33. Mityukov N.V. K voprosu o povyshenii nadezhnosti proektiruemykh nefteprovodov // Ekologicheskaya bezopasnost' regionov Rossii. Penza: Izd-vo PTI, 1997. S. 150-153.
34. Mityukov N.V. K opredeleniyu akusticheskikh svoystv mnogofaznoi zhidkosti // Vestnik KIGIT. 2010. № 4. S. 65-86.
35. Mityukov N.V. Sposoby i ustroystva intensivatsii dobychi nefi. Patentno-informatsionnyi obzor // Vestnik KIGIT. 2008. № 1-2. S. 40-61.
36. Mityukov N.V., Busygina E.L. K voprosu o real'noi kooperatsii nauki i proizvodstva // European Journal of Economic Studies. 2013. № 4. R. 210-214.
37. Mityukov N.V., Busygina E.L. Termodinamicheskie kharakteristiki obvodnennykh topliv // Novyi universitet. Ser. "Tekhnicheskie nauki". 2012. № 4. S. 32-33.
38. Mityukov N.V., Dement'eva O.V. Rekonstruktsiya TETs s montazhom paroturbinnoi ustanovki // Geoinzhiniring. 2010. № 1. S. 24-26.
39. Mityukov N.V., Semakin Yu.A., Tarasov D.L. Modelirovanie dinamiki pribora dlya zamera doli poputnogo gaza v plastovoi nefi // Sb. dokl. konf. «Sovremennoe gazoispol'zuyushchee oborudovanie i tekhnologii v reshenii energosberegayushchikh i ekologicheskikh problem» (Izhevsk, 15-17 dekabrya 1999 g.). M.: Izd-vo OAO «Gazprom», 1999. S. 89-92.
40. Pershin S.A. Optimizatsiya parametrov kogeneratsionnoi ustanovki // Novyi universitet. Ser. Tekhnicheskie nauki. 2014. № 5-6. S. 78-91. (DOI: 10.15350/2221-9552.2014.5-6.0009)
41. Pershin S.A. i dr. Optimizatsiya parametrov kogeneratsionnoi ustanovki // Innovatsii v nauke, proizvodstve i obrazovanii: Sb. tr. III Mezhdunar. nauchn.-prakt. konf. (Ryazan', 13-14 oktyabrya 2014 g.). Ryazan': Izd-vo RGU, 2014. S. 126.
42. Pligin N.A. i dr. K voprosu o povyshenii nefteotdachi malodebitnykh skvazhin // Innovatsii v nauke, proizvodstve i obrazovanii: Sb. tr. III Mezhdunar. nauchn.-prakt. konf. (Ryazan', 13-14 oktyabrya 2014 g.). Ryazan': Izd-vo RGU, 2014. S. 126-127.
43. Yukov E.V., Mityukov N.V. Vozmozhnost' ispol'zovaniya al'ternativnykh istochnikov energii v individual'nom fermerskom khozyaistve // Vestnik KIGIT. 2012. № 2. S. 49-52.

УДК 62-843

**Первичные углеводороды в силовых установках
добычи нефти и газа**

А.М. Завьялов

Ижевский государственный технический университет, Российская Федерация
Магистр техники и технологий

Аннотация. В работе проведен информационный обзор силовых установок для добычи нефти и газа, рассмотрены конструкции и основные характеристики. Сделан анализ, сравнение и выбор оптимальной силовой установки. Работа может быть использована для создания опытного образца силовой установки с использованием очищенного попутного нефтяного газа.

Ключевые слова: нефть; силовая установка; информационный обзор; углеводороды.