

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(11) **042861**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

- (45) Дата публикации и выдачи патента  
**2023.03.30**
- (21) Номер заявки  
**202291200**
- (22) Дата подачи заявки  
**2021.05.05**
- (51) Int. Cl. **F01D 15/10** (2006.01)  
**F01D 1/02** (2006.01)  
**H02K 7/18** (2006.01)  
**H02K 5/12** (2006.01)  
**B01D 45/12** (2006.01)  
**B01D 45/16** (2006.01)

---

(54) **ТУРБОГЕНЕРАТОР**

---

- (31) **2020115571**
- (32) **2020.05.08**
- (33) **RU**
- (43) **2022.12.29**
- (86) **PCT/RU2021/050125**
- (87) **WO 2021/225477 2021.11.11**
- (71)(73) Заявитель и патентовладелец:  
**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ  
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
"АЭРОГАЗ" (RU)**
- (72) Изобретатель:  
**Имаев Салават Зайнетдинович (RU)**
- (74) Представитель:  
**Котлов Д.В. (RU)**
- (56) **CN-A-110206594**  
**US-A1-20160290310**  
**US-A1-20180038229**  
**JPS-A-62129503**

- 
- (57) Изобретение относится к турбогенераторам, предназначенным для генерации энергии на газоконденсатных, газовых и газонефтяных скважинах за счет энергии пласта и, в частности, за счет совершения работы газом, добываемым в скважинах. Турбогенератор устанавливается возле скважины в шлейфе от скважины до установки подготовки газа к транспорту (УКПГ). Турбогенератор содержит смонтированные внутри основного трубопровода с газом высокого давления турбину и генератор, отличающийся тем, что перед турбиной внутри основного трубопровода установлены последовательно и аксиально завихритель, секция сепарации жидкости и секция отбора газожидкостного потока, причем секция отбора газожидкостного потока соединена дополнительным трубопроводом с основным потоком после турбины, а в дополнительном трубопроводе установлен регулирующий клапан. Изобретение позволяет обеспечить автономное электроснабжение объектов нефтегазодобычи, с одновременным снижением капитальных и эксплуатационных затрат при добыче углеводородов за счет отказа от строительства линий электропередач (ЛЭП) к удаленным объектам (скважинам, кустам скважин и т.д.). Изобретение также позволяет обеспечивать работоспособность турбогенератора при наличии жидкости в газовом потоке, поступающем на вход турбогенератора, и при изменении условий работы турбогенератора, таких как расход входного потока и электрическая нагрузка, подключенная к турбогенератору.
- 

**042861**  
**B1**

**042861**  
**B1**

### **Область техники**

Изобретение относится к турбогенераторам, предназначенным для генерации энергии на газоконденсатных, газовых и газонефтяных скважинах за счет энергии пласта, и, в частности, за счет совершения работы газом, добываемым в скважинах. Турбогенератор устанавливается возле скважины в шлейфе от скважины до установки подготовки газа к транспорту (УКПГ).

### **Уровень техники**

Добываемый из скважин флюид представляет собой смесь газа, нефти/конденсата и воды. В зависимости от типа месторождения (газовое, газоконденсатное, нефтяное) меняется только соотношение между долей газа и жидкости во флюиде. На нефтяных месторождениях основную массу флюида составляет нефть, на газовых и газоконденсатных месторождениях - газ.

Однако на всех месторождениях для выработки энергии на скважинах предпочтительно использовать газ, так как на одном и том же перепаде давления газ из-за своей сжимаемости совершает намного большую работу, чем жидкость. Поэтому на скважинах для получения электроэнергии целесообразно разделять газ и жидкость в сепараторе и далее газ использовать в турбине турбогенератора. Однако использование обычных сепараторов для разделения газожидкостного потока нецелесообразно по нескольким причинам. Так для большинства месторождений нефти и газа, как показывает опыт, объем стандартного сепаратора для качественного разделения пластового флюида должен составлять не менее 6 м<sup>3</sup>. Такой большой размер сепаратора вкуче с необходимой контрольно-измерительной аппаратурой и трубопроводной арматурой (уровнемеры, сигнализаторы уровня, регулирующий клапан слива жидкости, предохранительный клапан и т.д.) приводит к резкому удорожанию такого турбогенератора. Кроме того, из-за большого размера сепаратора трубопровод, соединяющий сепаратор и турбогенератор, составляет обычно несколько метров. Наличие такого трубопровода приводит к тому, что из-за потерь давления в этом трубопроводе образуется капельная жидкость, даже если на выходе из сепаратора газ не содержал жидкости. Механизм образования капельной жидкости связан с охлаждением потока из-за эффекта Джоуля-Томсона и конденсацией тяжелых фракций углеводородов, обусловленных падением давления газа в трубопроводе вследствие гидравлических потерь. Наличие капельной жидкости в потоке на входе в турбину турбогенератора приводит к эрозии лопаток турбины и снижению ресурса работы всего турбогенератора.

Из уровня техники известен прямоточно-центробежный сепаратор (см. [1] патент РФ № 2125905, МПК В01D 45/12, опубл. 10.02.1999), представляющий собой наружную цилиндрическую трубу с соосно встроенной сепарационной камерой в виде цилиндрической трубы, в которой перед перегородкой, разделяющей кольцевую полость на входную часть и коллектор сбора уловленной фазы, размещен тангенциальный завихритель, а на выходе из сепарационной камеры - патрубок отвода очищенного газа, имеющий меньший диаметр, чем труба сепарационной камеры, и образующий с ее внутренней стенкой приемную кольцевую щель для вывода уловленной фазы. Указанный сепаратор предназначен для разделения газожидкостной фазы и не имеет возможности генерации энергии.

Заявленное изобретение по конструкции напоминает сверхзвуковой сепаратор, взятый за прототип (см. [2] патент РФ на полезную модель № 150781, МПК F25J 3/00, опубл. 27.02.2015, установка для подготовки газовой смеси, содержащая сверхзвуковой сепаратор). Сверхзвуковой сепаратор содержит сопло с форкамерой, в которой размещено средство для закрутки газового потока, в качестве которого могут быть использованы закручивающие лопатки, тангенциальный подвод газа, шнековый механизм и т.п. Форкамера соединена со сверхзвуковым соплом, внутри которого на определенном расстоянии от выходного сечения сопла установлена комбинация диффузоров - сверхзвукового и дозвукового. Указанная комбинация диффузоров соединена со стенками сопла известным образом (например, с помощью пилонов), так что между стенками сопла и сверхзвукового диффузора образуется кольцевая щель для отбора конденсированной фазы. Недостатком прототипа, по сравнению с заявленным изобретением, является отсутствие генерации энергии.

### **Сущность изобретения**

Технической задачей, стоящей перед изобретением, является создание устройства, обеспечивающего выработку энергии за счет совершения работы средой, содержащей двухфазный поток.

Техническим результатом заявленного изобретения является обеспечение автономного электроснабжения объектов нефтегазодобычи и снижение капитальных и эксплуатационных затрат при добыче углеводородов за счет отказа от строительства линий электропередач (ЛЭП) к удаленным объектам (скважинам, кустам скважин и т.д.).

Согласно изобретению техническая задача решается, а технический результат достигается за счет того, что турбогенератор содержит смонтированные внутри основного трубопровода с газом высокого давления турбину и генератор, а перед турбиной внутри основного трубопровода установлены последовательно и аксиально завихритель, секция сепарации жидкости и секция отбора газожидкостного потока, причем секция отбора газожидкостного потока соединена дополнительным трубопроводом с основным потоком после турбины, а в дополнительном трубопроводе установлен регулирующий клапан.

### Краткое описание чертежей

На чертеже представлена общая схема турбогенератора.

На фигуре обозначены следующие позиции:

- 1 - основной трубопровод;
- 2 - турбина;
- 3 - генератор;
- 4 - завихритель;
- 5 - секция сепарации жидкости;
- 6 - секция отбора газожидкостного потока;
- 7 - дополнительный трубопровод;
- 8 - регулирующий клапан.

### Осуществление изобретения

Цель изобретения - обеспечение работоспособности турбогенератора в условиях, когда входной поток представляет собой газожидкостную смесь. Турбина турбогенератора может работать только на чистом газе, присутствие жидкости во входном потоке приводит к эрозии лопаток турбины.

Турбогенератор выполнен в виде основного трубопровода 1 с газом высокого давления, внутри которого смонтированы турбина 2, на валу которой расположен генератор 3. Перед турбиной 2 внутри основного трубопровода 1 установлены последовательно, по ходу потока, и аксиально завихритель 4, секция сепарации жидкости 5 и секция отбора газожидкостного потока 6, соединенная дополнительным трубопроводом 7 с основным потоком после турбины. В дополнительном трубопроводе 7 установлен регулирующий клапан 8.

Устройство работает следующим образом.

В предлагаемом изобретении перед турбиной 2 устанавливается секция сепарации жидкости 5, которая может быть выполнена в виде внутритрубного сепаратора, в котором за счет центробежных сил осуществляется сепарация и отбор жидкости от газа. Центробежные силы возникают за счет закрутки потока в завихрителе 4, представляющем собой неподвижный элемент с лопатками, установленными под углом атаки к входному потоку. После прохождения лопаток поток приобретает тангенциальную скорость, т.е. закручивается. Закрученный поток газа далее поступает в секцию сепарации жидкости 5, представляющую собой канал (цилиндрический или профилированный), в котором за счет центробежных сил капли отбрасываются к стенкам канала. На выходе из секции сепарации жидкости 5 вся жидкость концентрируется в двухфазном пограничном слое на стенках канала. Далее в секции отбора газожидкостного потока 6 происходит отбор пристеночного двухфазного пограничного слоя. Жидкость отбирается из секции сепарации жидкости 5 (внутритрубного сепаратора) вместе с небольшим количеством газа (это позволяет достичь высокой степени эффективности сепарации жидкости от газа). Газожидкостный поток далее отводится через дополнительный трубопровод 7 в основной канал за турбину.

Важной частью предлагаемого турбогенератора является регулирующий клапан 8, устанавливаемый в дополнительном трубопроводе 7. Регулирующий клапан 8 позволяет регулировать расход газа, отбираемого через дополнительный трубопровод 8, и обеспечивать требуемый расход газа через турбину 2. Такое регулирование позволяет поддерживать оптимальный расход газа через турбину 2 в условиях изменения электрической нагрузки на генератор 3 (потребной мощности генератора), т.к. изменение электрической нагрузки, подключенной к генератору 3, автоматически должно приводить к изменению расхода газа через турбину турбогенератора. Регулирование клапана 8 можно проводить по измеренным показателям работы генератора 3, и, в частности, по частоте вырабатываемой электроэнергии. При изменении электрической нагрузки на генератор 3 происходит изменение скорости вращения турбины 2, и для сохранения частоты вращения турбины 2 необходимо производить регулирование расхода газа, проходящего через турбину 2. Регулирующий клапан 7 идеально подходит для решения этой задачи.

Регулирующий клапан 8 также обеспечивает сброс дополнительных объемов газа, возникающих при изменении режимов работы скважины.

Показатели работы турбогенератора можно продемонстрировать на примере испытаний такого турбогенератора, проведенного на одном из нефтяных месторождений. Нефть, добываемая на этом месторождении, характеризуется большим газовым фактором на уровне  $1000 \text{ м}^3$  на тонну нефти. При этом дебит одной скважины составляет примерно  $1000 \text{ 000 м}^3/\text{сутки}$  газа и  $900 \text{ т/сутки}$  нефти. Для обеспечения электроэнергией кустовой аппаратуры КИП и приводной арматуры необходимо до  $5 \text{ кВт}$  электроэнергии. На одном кусте находится порядка 5 скважин. Турбогенератор устанавливается на общем коллекторе, подающем продукцию скважин с куста на установку подготовки нефти. Расход газа достаточно для выработки  $5 \text{ кВт}$  составляет  $1000 \text{ 000 м}^3/\text{сутки}$  при давлении газа  $50 \text{ атм}$ . Перепад на турбине турбогенератора составляет  $1 \text{ атм}$ . Так как на вход турбогенератора подается пластовый флюид с куста, а для выработки электроэнергии достаточно газа с одной скважины, поэтому в секции отбора газожидкостного потока 6 происходит разделение потока в следующей пропорции:  $20\%$  газа идет на вход турбины 2, а оставшаяся часть газа ( $80\%$ ) и вся жидкость (нефть и вода) сбрасываются через регулирующий клапан 8 за турбину. Лопаточный завихритель 4 обеспечивает закрутку потока на уровне  $30 \text{ м/с}$ , секция сепарации жидкости имеет внутренний цилиндрический канал диаметром  $200 \text{ мм}$  и длиной  $1500 \text{ мм}$ .

Внешний диаметр турбины также имеет диаметр 200 мм, частота вращения ротора генератора 3000 оборотов в минуту. Секция отбора газожидкостного потока 6, выполненная в виде диффузорного конического патрубка с диаметром входа 80 мм и диаметром выхода 200 мм, и полным углом расширения  $6^\circ$ , обеспечивает отбор чисто газового потока на вход турбины. Испытанный при данных параметрах турбогенератор продемонстрировал высокую степень надежности.

#### ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Турбогенератор, содержащий смонтированные внутри основного трубопровода с газом высокого давления турбину и генератор, отличающийся тем, что перед турбиной внутри основного трубопровода установлены последовательно и аксиально завихритель, секция сепарации жидкости и секция отбора газожидкостного потока, причем секция отбора газожидкостного потока соединена дополнительным трубопроводом с основным потоком после турбины, а в дополнительном трубопроводе установлен регулирующий клапан.

